

NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION –NTSD- RESOLUCION CNEE No.- 09-99

Guatemala, 7 de abril de 1999.

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, establece que la Comisión Nacional de energía Eléctrica goza de independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones.

CONSIDERANDO:

Que es función de esta Comisión, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios y emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico, con respecto a la Calidad del Servicio de distribución de energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 78, inciso b, del Acuerdo Gubernativo 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la elaboración de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

CONSIDERANDO:

Que el Servicio Eléctrico de Distribución debe prestarse a la población, con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al Usuario final, debiéndose en todo caso actualizar las normas de calidad que han de exigirse, para que se cumpla con estos requerimientos.

POR TANTO:

En ejercicio de las funciones que le confiere el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República.

RESUELVE:

Emitir las siguientes:

NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION -NTSD- TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I DEFINICIONES

Artículo 1. Definiciones. Para los efectos de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se establecen las siguientes definiciones, las cuales se suman a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y otras normas emitidas o aprobadas por la Comisión.

Acometida: Es el conjunto de elementos, materiales y equipos, que forma parte de la infraestructura eléctrica que el Distribuidor instala en el punto de entrega al Usuario final para la prestación del Servicio Eléctrico de Distribución.

Ampliación: Es toda modificación, cambio, remoción, traslado o reposición de las instalaciones eléctricas de un servicio existente o aumento y modificación de la Potencia Contratada.

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 60 Hertz.

Normas: Son las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD.

Participantes: Son los Agentes e Integrantes del Mercado Mayorista y los Usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución.

Servicio Nuevo: Es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta al Usuario por primera vez.

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.

Servicio Urbano: Es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta a un Usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto, en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las Acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.

Tensión Nominal: Es el valor eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, que prestan los Distribuidores.

Tercero: Es toda persona individual o jurídica que, sin ser el Distribuidor o el Usuario, afecte o resulte afectado en la calidad del servicio de energía eléctrica.

CAPITULO II OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2. Objetivo de las Normas. El objetivo de estas Normas es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y Usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

- a) Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor:
 - Regulación de Tensión,
 - Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos,
 - Distorsión Armónica, y
 - Flicker.
- b) Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto:
 - Distorsión Armónica,
 - Flicker, y
 - Factor de Potencia.
- c) Calidad del Servicio Técnico:
 - Interrupciones.
- d) Calidad del Servicio Comercial:
 - Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor, y
 - Calidad de la Atención al Usuario.

Artículo 3. Alcance de las Normas. Estas Normas serán de aplicación obligatoria para todos los Participantes que hacen uso de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

CAPITULO III ETAPAS DE APLICACIÓN

Artículo 4. Etapas de Aplicación. A efecto de posibilitar una adecuación gradual de los Participantes, a las exigencias indicadas en estas Normas, se establecen cuatro Etapas consecutivas, con niveles crecientes de exigencia: Preliminar, Prueba, Transición y Régimen. Todos los Servicios Nuevos o Ampliaciones que efectúen los Participantes, a partir de la entrada en vigencia de estas Normas, deberán cumplir con lo especificado en la Etapa que corresponda, antes de entrar en operación comercial o energizar la ampliación de las instalaciones.

Durante cada una de las Etapas definidas, los Participantes deberán realizar la adecuación de su infraestructura, de forma tal que posibilite el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Producto, y de los Servicios Técnico y Comercial, establecidas para la Etapa siguiente.

Artículo 5. Etapa Preliminar. La Etapa Preliminar rige a partir de la vigencia del Reglamento de la Ley General de Electricidad, tendrá una duración hasta seis meses posteriores a la primera fijación de tarifas por la Comisión, para cada empresa distribuidora, y servirá para implementar y ajustar, en forma conjunta entre las empresas y la Comisión, la metodología de medición y control de los índices o indicadores de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, a aplicar en las Etapas siguientes.

Los Distribuidores deberán dar comienzo a la implementación y establecimiento de los Sistemas de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, de Control e Identificación de los Usuarios y de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario que se exigen en las Etapas siguientes.

A partir del inicio de esta Etapa, los Participantes deberán informar a la Comisión de todas aquellas perturbaciones que afecten la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes y aportando la evidencia correspondiente.

Artículo 6. Etapa de Prueba. La Etapa de Prueba regirá a partir de la terminación de la Etapa Preliminar, tendrá una duración de seis meses y servirá para poner en marcha la metodología ajustada en la misma, dando comienzo a los procesos de obtención de información correspondientes y al cálculo de la totalidad de los índices o indicadores de calidad del Servicio Eléctrico de Distribución a controlar durante la Etapa de Transición, de forma tal de asegurar el inicio de la misma en forma continuada, con la totalidad de los mecanismos de obtención de información y control ajustados. Se deberá realizar la puesta en marcha y prueba de los Sistemas de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, de Control e Identificación de los Usuarios y de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario.

Durante esta Etapa no se aplicarán Indemnizaciones, en caso de superarse alguno de los índices o indicadores de calidad fijados en estas Normas.

Artículo 7. Etapa de Transición. La Etapa de Transición regirá a partir de la terminación de la Etapa de Prueba y tendrá una duración de doce meses. En esta Etapa se controlará la calidad suministrada del Servicio Eléctrico de Distribución, mediante el seguimiento de índices o indicadores individuales y globales para exigir el cumplimiento de los valores fijados en estas Normas.

Los Distribuidores deberán realizar el ajuste de los Sistemas de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, de Control e Identificación de los Usuarios y de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario, a efectos de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la Etapa de Régimen.

Durante esta Etapa no se aplicarán Indemnizaciones, en caso de superarse alguno de los índices o indicadores de calidad fijados en estas Normas.

Artículo 8. Etapa de Régimen. La Etapa de Régimen regirá a partir de la terminación de la Etapa de Transición. En esta Etapa se exigirá a todos los Participantes, el cumplimiento de los índices o indicadores individuales y globales de calidad de todos los parámetros contenidos en estas Normas, que les correspondan.

Los incumplimientos a las tolerancias establecidas como admisibles para esta Etapa, serán considerados para efecto de la determinación de una Indemnización, sanción y/o multa para los Participantes, según corresponda. En caso de incumplimiento en las tolerancias admisibles por Desbalance de Tensión para servicios trifásicos, por Distorsión Armónica de Tensión o Corriente y por Flicker, las Indemnizaciones se aplicarán a partir del décimo tercer mes de iniciada esta Etapa.

TITULO II SISTEMAS DE MEDICION

CAPITULO I SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION

Artículo 9. Objetivo del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. El objetivo del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico 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 Producto y del Servicio Técnico, cuyo desarrollo deberá contemplar como mínimo, lo siguiente:

- a. La relación 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 Producto y del Servicio Técnico, establecidos en estas Normas;
- b. El cálculo de las Indemnizaciones;
- c. El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las Indemnizaciones;
- 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 requeridos por la Comisión; y
- g. Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

CAPITULO II SISTEMA DE CONTROL E IDENTIFICACION DE LOS USUARIOS

Artículo 10. Objetivo del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios. El objetivo del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

- 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: Conductor de Baja Tensión, Transformador Media/Baja Tensión, Conductor de Media Tensión, Transformador Alta/Media Tensión, hasta el límite de sus propias instalaciones, asociados 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 Comisión; y
- g. Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

CAPITULO III SISTEMA DE CONTROL DE SOLICITUDES Y RECLAMOS DEL USUARIO

Artículo 11. Objetivo del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario. El Objetivo 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 Eléctrico de Distribución;
- b. La recepción y trámite de reclamos o quejas de los Usuarios;
- c. La atención personal, por la vía telefónica, fax, correo electrónico o por cualquier otro medio de comunicación, para atender los reclamos o quejas, 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 o queja, 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 Comisión; y
- h. Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

TITULO III OBLIGACIONES

CAPITULO I OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 12. Obligaciones del Distribuidor. 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 todo lo consignado en estas Normas;
- c) Responder ante otros Participantes, por el pago de las Indemnizaciones ocasionadas por la transgresión a las tolerancias establecidas en estas Normas, ocasionadas por él o por un Usuario conectado a su red, que afecten el servicio de Terceros;
- d) Actualizar, cada seis meses, e informar a la Comisión, el listado de los Grandes Usuarios, su localización dentro de la red de distribución y características operativas más importantes;
- e) Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a cinco años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen estas Normas;
- f) Pagar a sus Usuarios las Indemnizaciones que correspondan, acreditándolas en la facturación inmediatamente posterior al período de control, por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, independientemente de que la causa se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor;
- g) Pagar a la Comisión, el importe de las sanciones y/o multas que ésta le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente a la notificación respectiva;
- h) Durante el mes de enero de cada año o cuando existan variaciones en las condiciones de la prestación del servicio, proveer a sus Usuarios la información que se refiere a:
 - Obligaciones del Distribuidor;
 - Marco legal de la actividad eléctrica, indicando normas y fechas de publicación,
 - Opciones tarifarias;
 - Aportes reembolsables;
 - Indemnizaciones;
 - Índices o indicadores de la calidad del servicio;
 - Tipo de Servicio;
 - Lugares de pago, indicando dirección, números telefónicos y horario de los locales de atención al Usuario; así como números telefónicos para la recepción de reclamos por falta de servicio, los requisitos y el procedimiento completo y claro que deberá seguir el Usuario para presentar un reclamo o queja y para realizar su seguimiento;
 - Cambios en los formatos de la factura; y
 - Otros datos que la Comisión considere importantes difundir;
 Esta información podrá consignarse utilizando el reverso de la factura o en nota adjunta a la misma;
- i) Dentro del mes siguiente al Período de Control de la Calidad del Producto y de los Servicios Técnico y Comercial, para el Sistema correspondiente, entregar a la Comisión lo siguiente:
 - El cálculo de los índices o indicadores de calidad;
 - El resumen de las indemnizaciones pagadas a sus Usuarios;

- El resumen de las indemnizaciones recibidas de los Usuarios
 - Los registros de las mediciones y los valores de las tolerancias previstas respecto de los parámetros medidos, así como el cálculo de las indemnizaciones y/o sanciones correspondientes;
 - El cálculo detallado de las indemnizaciones evaluadas para un Usuario elegido aleatoriamente por el Distribuidor, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de indemnizaciones;
 - La cantidad de solicitudes recibidas para la prestación del Servicio Eléctrico de Distribución; así como los servicios conectados;
 - La cantidad de reclamos o quejas recibidas durante el semestre, discriminados por causa, incluyendo tiempos medios de resolución;
 - La cantidad de facturas emitidas por tipo de Usuario y los índices de estimaciones realizadas, discriminando por motivo de estimación;
 - La cantidad de servicios conectados, agrupados por tipo de Usuario, por banda de potencia y por casos en que sea necesaria o no la modificación de la red, especificando en todos los casos los tiempos medios de ejecución;
 - La cantidad de cortes realizados por falta de pago durante el semestre, indicando los tiempos medios de reconexión del servicio, una vez efectuado el pago; y
 - El registro de los casos en los cuales se hayan excedido en los plazos establecidos para la reconexión del servicio, indicando los datos del Usuario afectado y tiempo transcurrido hasta la reconexión del servicio;
- j) Suscribir con los Usuarios, los contratos de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, su Reglamento y estas Normas; indicando claramente la Potencia contratada por el Usuario, cuando corresponda;
- k) Emitir las facturas por el cobro del Servicio Eléctrico de Distribución, que cumplan con lo estipulado en las leyes del país, incluyendo el detalle de los cargos que se efectúan, de conformidad con los pliegos tarifarios aprobados por la Comisión;
- l) Demostrar, cuando la Comisión lo requiera, que el reparto de facturas se efectúa oportunamente; y
- m) Notificar, en la factura correspondiente, al Usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, la fecha a partir de la cual se procederá al corte inmediato del servicio de energía eléctrica.

CAPITULO II OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Artículo 13. Obligaciones de los Usuarios. Las obligaciones de los Usuarios serán las siguientes:

- a) Suscribir con su Distribuidor, el contrato de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, su Reglamento y estas Normas;
- b) Cumplir con todas las Normas que sean aprobadas por la Comisión;
- 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;
- d) Pagar a la Comisión, el importe de las sanciones y/o multas que ésta le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente a la notificación respectiva;
- e) Pagar al Distribuidor las indemnizaciones que correspondan, en la facturación inmediatamente posterior al período de control, por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, de acuerdo a estas Normas.

CAPITULO III OBLIGACIONES DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 14. Responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista, en lo que le corresponda, velará por la aplicación de estas Normas.

Artículo 15. Transferencias de Energía. Cuando se realicen transferencias de energía en condiciones que afecten la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, el AMM deberá presentar a la Comisión un informe mensual, técnicamente documentado, con la información técnica que pueda ayudar a establecer el origen de la mala calidad del servicio, incluyendo las debidas a la no adecuada administración del Sistema Eléctrico Nacional. En dicho informe deberá proponer las medidas para corregir las causas que motivan el incumplimiento de estas Normas.

CAPITULO IV OBLIGACION DEL COMERCIALIZADOR

Artículo 16. Obligación del Comercializador. Todo Comercializador está obligado a suscribir contratos con los Participantes, según corresponda, para garantizar lo estipulado en estas Normas.

TÍTULO IV CALIDAD DEL PRODUCTO SUMINISTRADO POR EL DISTRIBUIDOR

CAPITULO I GENERALIDADES

Artículo 17. Evaluación de la Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor. 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 Comisión para identificar las

transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos, Distorsión Armónica y Flicker.

Artículo 18. Evaluación de la incidencia del Usuario en la Calidad del Producto. 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 Distorsión Armónica, Flicker y Factor de Potencia.

Artículo 19. Período de Control. El control de la Calidad del Producto será efectuado por los Distribuidores, mediante mediciones en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en la cantidad de puntos establecidos en estas Normas, con los equipos especializados y apropiados. 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.

Artículo 20. 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 continuos, denominado Período de Medición.

Artículo 21. 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 el intervalo será de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina Intervalos de Medición (k).

Artículo 22. Mediciones Adicionales. Cuando el caso lo requiera y ante el reclamo de un Usuario, el Distribuidor deberá efectuar la medición de los parámetros correspondientes, en el punto de la red objeto del reclamo, utilizando los mismos Períodos e Intervalos de medición, estipulados en los artículos anteriores.

CAPITULO II REGULACION DE TENSION

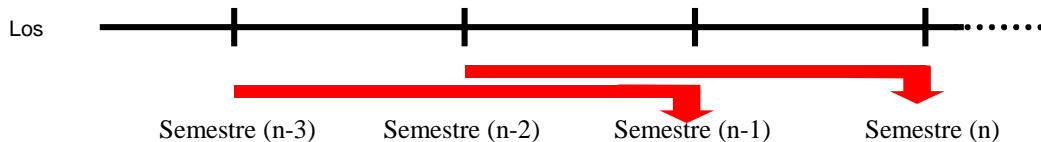
Artículo 23. Índices de Calidad. A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinarán los siguientes índices o indicadores individuales y globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de indemnizaciones individuales y globales a los Usuarios afectados, según corresponda.

Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los índices o indicadores, se analizarán con base a las desviaciones del valor nominal medido, discriminados por bandas de unidad porcentual, detallado en el Artículo 26 de estas Normas.

1. **Índice de Calidad de Regulación de Tensión.** El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del Distribuidor al Usuario, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en del mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

$$\text{Índice de Regulación de Tensión (\%)} = \Delta V_k (\%) = (|V_k - V_n| / V_n) \times 100$$

2. **Índices globales de la Regulación de Tensión.** Estos índices o indicadores se calcularán semestralmente considerando las mediciones realizadas durante un período de doce meses, incluyendo las realizadas en el semestre bajo análisis "n" y el anterior "n-1". En el gráfico siguiente se indica lo establecido anteriormente:



índices o indicadores globales son los siguientes:

- a) Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión.

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

Donde:

FEB_B : Frecuencia Equivalente asociada a la Banda "B" de unidad porcentual.

Nrg_B : Cantidad de Registros válidos asociada a la Banda "B" de unidad porcentual.

Nrg_{TOT} : Cantidad total de registros válidos.

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

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

Donde:

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

Ntrg_{PER}: Número Total de Registros dentro de las tolerancias establecidas.

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

Donde:

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

Ntrg_{NoPER}: Número Total de Registros fuera de las tolerancias.

- b) Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas.

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

Donde:

FEBP_B: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión "B" fuera de las tolerancias establecidas.

NrgP_B^(P): Cantidad de Registros fuera de las tolerancias establecidas asociados con la Banda "B" de unidad porcentual.

NrgP_{Tot}: Cantidad de Registros Totales fuera de las tolerancias establecidas.

- c) Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión.

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

Donde:

FEEC_B: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión "B".

Eng_B^(med): Energía registrada en la medición (med) asociada con la Banda de Tensión "B".

Eng_T: Energía Total registrada.

TotMed: Total de Mediciones realizadas en el Período considerado.

Artículo 24. Tolerancias para la Regulación de Tensión. Todos los índices o indicadores estipulados en el Artículo anterior se calculan en relación de las tolerancias admisibles, para cada tipo de Usuario, en la Etapa que corresponda. A continuación se establecen las tolerancias de los índices o indicadores individuales y globales:

1. **Tolerancias de los índices individuales.** Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las Etapas de Transición y Régimen.

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7

ALTA	TRANSICION	REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12	REGIMEN A partir del Mes 13
	7	6	5

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2. **Tolerancias de los índices globales.** Se establece como cinco por ciento el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global FEBNoPER (Bandas no Permitidas) durante el período de control.

Artículo 25. Control para la Regulación de Tensión. El control para la Regulación de Tensión se realizará por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales deberán ser rotadas mensualmente, y según corresponda al tipo de Usuario, de la siguiente manera:

- Para Usuarios en baja tensión, una medición de control por cada cinco mil puntos de entrega, considerando que el Distribuidor deberá instalar al menos un medidor monofásico por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución, aunque éste tenga menos de cinco mil puntos de entrega.
- Para Usuarios en media y/o alta tensión, una medición de control por cada veinticinco puntos de entrega.

Artículo 26. Indemnización por mala Regulación de Tensión. Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de las tolerancias fijadas en el Artículo 24 de estas Normas, los Distribuidores deberán indemnizar a los Usuarios afectados, hasta tanto se demuestre de manera fehaciente la solución del problema.

Para el caso de incumplimiento en la Regulación de Tensión, la indemnización 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 Tabla, indicada a continuación:

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

ΔV_{kSUP} superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	4
≤ 2	8
≤ 3	15
≤ 4	20
≤ 5	30
≤ 6	36
≤ 7	49
≤ 8	56
≤ 9	72
≤ 10	84
> 10	100

Se define a ΔV_{kSUP} como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible definido en el Artículo 24 de estas Normas.

Las indemnizaciones se describen a continuación:

- Indemnización individual.** Esta indemnización será aplicada a cada una de los Usuarios donde se ha instalado un equipo de medición y se hayan superado las tolerancias admisibles.

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:

$$C_{pm} = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

C_{pm} : Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.

$CE_{(B)}$: Valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como % del CENS, por cada banda "B".
CENS: Costo de la Energía No Suministrada (Q/kWh).

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria de todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$: Energía Registrada durante el Periodo de Medición, por cada banda "B". Los Distribuidores podrán distribuir la Energía Registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización 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:

$$\text{Indemnización Individual} = (Dpm + Dnm) \times \frac{Cpm}{Dpm}$$

Donde:

Dpm : Duración del Periodo de Medición en días.

Dnm : Duración del periodo de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Periodo de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

b) **Indemnización global.** Para el caso de incumplimiento a los Índices o indicadores globales, la Indemnización será la siguiente:

$$\text{Indemnización Global} = \left(\sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right) * CENS / 100$$

Donde:

$\Sigma_{(B=BP)}$: Sumatoria sobre las Bandas fuera de las tolerancias establecidas según corresponda con la Etapa considerada.

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

$FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión "B" fuera de las tolerancias establecidas.

$FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión "B".

CE_B : Valorización de la energía suministrada fuera de las tolerancias establecidas por banda de Tensión "B".

Esta Indemnización 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 Indemnización individual. El reintegro será global, es decir que no se discriminará por tipo de Usuario o tarifa.

CAPITULO III DESBALANCE DE TENSION EN SERVICIOS TRIFÁSICOS

Artículo 27. Índice de Calidad del Desbalance de la Tensión Suministrada por el Distribuidor. El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). Este índice está expresado como un porcentaje:

$$\Delta DTD (\%) = [3(V_{max} - V_{min}) / (V_a + V_b + V_c)] \times 100$$

Donde:

$\Delta DTD (\%)$: Porcentaje de Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

V_{max} : Es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_{min} : Es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_a : Es la tensión de la fase a, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_b : Es la tensión de la fase b, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_c : Es la tensión de la fase c, registrada en el Intervalo de Medición k.

Artículo 28. Tolerancias para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. La tolerancia admitida sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía, será la siguiente:

TENSION	DESBALANCE DE TENSION, ΔDTD , EN %
	ETAPA DE REGIMEN A Partir del Mes 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Desbalance de la Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 29. Control para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. El número de mediciones será en igual cantidad, y podrán ser los mismos puntos, que los utilizados para el control de la regulación de tensión de los servicios trifásicos.

Artículo 30. Indemnización por Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. Los Distribuidores deben indemnizar a sus Usuarios con servicio trifásico, por aquellos servicios en los que se compruebe que la calidad del producto ha excedido el rango de las tolerancias fijadas en el Artículo 28 de estas Normas. La Indemnización se calcula en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

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

Δ DTDkSUP superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	5
≤ 3	20
≤ 5	50
≤ 7	75
> 7	100

Se define a Δ DTDkSUP como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible definido en el Artículo 28.

El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el desbalance de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Cpm = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

Cpm : Factor de Compensación, en Quetzales, determinado para el Período de Medición.

$CE_{(B)}$: Valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje (%) del CENS, de conformidad con la tabla anterior.

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$: Energía, en kWh, registrada durante el periodo de medición. Los Distribuidores podrán distribuir la energía registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto, determinándose el monto de la Indemnización de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IndemnizaciónIndividual = (Dpm + Dnm) \times \frac{Cpm}{Dpm}$$

Donde:

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 la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

**CAPITULO IV
DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA TENSION GENERADA POR EL DISTRIBUIDOR**

Artículo 31. Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Tensión. El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Tensión, expresado como un porcentaje, y se calcula utilizando las fórmulas indicadas a continuación:

$$DATT (\%) = (\sqrt{\sum Vi^2 / V1^2}) \times 100$$

$$DAIT (\%) = (Vi / V1)$$

En donde:

DATT: Distorsión Armónica Total de Tensión.

DAIT: Distorsión Armónica Individual de Tensión.

Vi : Componente de tensión de la armónica de orden i.

V1: Componente de tensión de la frecuencia fundamental (60 Hz).

Artículo 32. Tolerancias para la Distorsión Armónica de Tensión.

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	DISTORSIÓN ARMONICA INDIVIDUAL DE TENSION, DAIT [%]	
	BAJA Y MEDIA TENSION V≤60 kV	ALTA TENSION 60Kv<V≤ 230 kV
IMPARES NO MULTIPLOS DE 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
> 25	0.2 + 1.3*25/n	0.1 + 0.6*25/n
IMPARES MULTIPLOS DE 3		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
> 21	0.2	0.2
PARES		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
> 12	0.2	0.2
DISTORSION ARMONICA TOTAL DE TENSION, DATT, EN %	8	3

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al Período de Medición, las mediciones muestran que la Distorsión Armónica de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Una medición de Distorsión Armónica de Tensión es considerada fuera de las tolerancias establecidas, si se excede el valor de la Distorsión Armónica Individual o el valor de la Distorsión Armónica Total. Para propósitos de evaluación de estas Normas se considerará, inclusive, hasta la armónica de orden 40.

Artículo 33. Control para la Distorsión Armónica de la Tensión. El control se realiza a través de cuatro mediciones mensuales, realizadas en los bornes de Baja Tensión de los transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos a la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. De acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7, deberán ser tomadas mediciones de la Distorsión Armónica Total de Tensión y de la Distorsión Armónica Individual de Tensión.

La medición de armónicas comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesario alguna modificación para evaluar la Distorsión Armónica en la Tensión.

Artículo 34. Indemnización por Distorsión Armónica de la Tensión. Los Distribuidores deberán Indemnizar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las condiciones de Distorsión Armónica han excedido las tolerancias establecidas en el Artículo 32 de estas Normas y se mantendrá hasta que se compruebe, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto.

La Indemnización esta basada en función de las desviaciones por encima de las tolerancias establecidas para los índices o indicadores DAIT y DATT, y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como (DPAk) a la Distorsión Armónica encontrada en cada Intervalo de Medición k, por encima de las tolerancias establecidas, según la siguiente expresión:

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

Donde:

- DPAk: es la Distorsión Penalizable de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.
 $D_{ATT(k)}$: es la Distorsión Armónica Total de Tensión, registrada en el Intervalo de Medición k.
 D_{ATT} : es la tolerancia para la Distorsión Armónica Total de Tensión, establecida en el Artículo 32 de estas Normas.
 $D_{AIT_i(k)}$: es la Distorsión Armónica Individual de Tensión i, registrada en el Intervalo de Medición k.
 D_{AIT_i} : es la tolerancia para la Distorsión Armónica Individual de Tensión i, establecida en el Artículo 32 de estas Normas.

En cada Intervalo de medición (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPA mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

$$\begin{array}{l} 0 < DPAk \leq 1 \\ 1 < DPAk \end{array} \quad \begin{array}{l} CENS * (DPAk)^2 \\ CENS \end{array} \quad \begin{array}{l} Q/kWh \\ Q/kWh \end{array}$$

La Indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización}(Q) = \sum_{k:DPA_k \leq 1} CENS * (DPA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPA_k > 1} CENS * E(k)$$

Donde:

E(k): Energía registrada en cada Intervalo de Medición k.

Artículo 35. Elegibilidad para la Indemnización por Distorsión Armónica en la Tensión. Solamente los Usuarios afectados conectados al punto de medición donde se excedan las tolerancias por Distorsión Armónica serán indemnizados, a excepción de aquellos que sean los que están generando los armónicos del problema y que superen las tolerancias establecidas en estas Normas.

CAPITULO V FLICKER EN LA TENSIÓN

Artículo 36. Índice de Calidad de Flicker en la Tensión. El Flicker deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst, definido por la Norma IEC 1000-3-7.

Artículo 37. Tolerancia para Flicker en la Tensión. El índice de tolerancia máxima para el Flicker está dado por:

$$Pst \leq 1.$$

Donde:

Pst: Índice de severidad de Flicker de corto plazo.

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, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 38. Control para el Flicker en la Tensión. El control se realizará a través de cuatro mediciones mensuales en los bornes de Baja Tensión de Transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. Las mediciones deberán ser tomadas con un medidor de Flicker, de acuerdo con la Norma IEC 868.

La medición de Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar el Flicker en la Tensión.

Artículo 39. Indemnización por Flicker en la Tensión. Los Distribuidores deberán indemnizar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de Flicker han excedido la tolerancia establecidas en el Artículo 37. La Indemnización esta 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.

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:

DPF_k: es la Distorsión Penalizable de Flicker para cada Intervalo de Medición k.

P_{st}(k): es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k.

P_{st}: 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 (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

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

La Indemnización se calcula según la siguiente expresión:

$$\text{Indemnización}(Q) = \sum_{k : DPF_k \leq 1} \text{CENS} * (DPF_k)^2 * E(k) + \sum_{k : DPF_k > 1} \text{CENS} * E(k)$$

La Indemnización deberá ser pagada por Los Distribuidores a los Usuarios afectados por el Flicker, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto.

Artículo 40. Elegibilidad para la Indemnización por Flicker en la Tensión. Solamente los Usuarios afectados conectados al punto de medición donde se exceda la tolerancia de Flicker, serán indemnizados, a excepción de aquellos que sean los que están generando el Flicker y superen las tolerancias establecidas en estas Normas.

TÍTULO V INCIDENCIA DEL USUARIO EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO

CAPITULO I DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA CORRIENTE GENERADA POR EL USUARIO

Artículo 41. 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.

Para tensiones mayores de 1 kV y potencias de carga mayores de 10 kW, se utiliza:

$$\begin{aligned} \text{DATI} &= \left(\sqrt{\sum I_i^2} / I_1 \right) \times 100 \\ \text{DAII} &= (I_i / I_1) \times 100 \end{aligned}$$

En 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.

I₁: Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

Para tensiones menores de 1 kV 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.

Artículo 42. 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 siguiente se establecen las tolerancias de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	P ≤ 10 kW V ≤ 1kV	P > 10Kw 1kV < V ≤ 60kV	P > 50kW v > 60kV
	INTENSIDAD ARMONICA MAXIMA (AMP)	DISTORSION ARMONICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAII, EN %	
IMPARES NO MULTIPLOS DE 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n	0.4
IMPARES MULTIPLOS DE 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/n	0.3	0.4
PARES			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
> 12	3.68/n	0.3	0.5
DISTORSION ARMONICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %	--	20	12

Se considerará 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, dichas mediciones muestran que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 43. Control para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. 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.

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

La medición de la Distorsión Armónica comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se 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.

Artículo 44. Indemnización por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. En los casos en que los Distribuidores verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias establecidas en el Artículo 42 de estas Normas para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, el Usuario deberá pagar al Distribuidor una Indemnización determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas.

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 la siguiente expresión:

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

Donde:

DPIAk: es la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.

$D_{ATI(k)}$: 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.

D_{ATI} : es la tolerancia para la Distorsión Armónica Total de la Corriente de Carga.

$D_{AII_i(k)}$: es la Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga i, registrada en el Intervalo de Medición k, que inyecta el Usuario en la red. 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.

D_{AII_i} : es la tolerancia para Distorsión Armónica Individual de la Corriente de Carga i.

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 (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

$$\begin{array}{l} 0 < DPIAk \leq 1 \\ 1 < DPIAk \end{array} \quad \begin{array}{l} CENS * DPIAk^2 \\ CENS \end{array} \quad \begin{array}{l} Q/kWh \\ Q/kWh \end{array}$$

La Indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización}(Q) = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * (DPIA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E(k)$$

CAPITULO II FLICKER GENERADO POR EL USUARIO

Artículo 45. 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.

Artículo 46. Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario.

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 1 kV)	
SI ≤ 20	1.00
20 < SI ≤ 30	1.26
30 < SI ≤ 50	1.58
SI > 50	1.86
Tensión: (1kV < V ≤ 230 kV)	
SI / Scc ≤ 0.005	0.37
0.005 < SI / Scc ≤ 0.02	0.58
0.02 < SI / Scc ≤ 0.04	0.74
SI / Scc > 0.04	0.80

Scc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

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, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 47. 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.

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

$$\begin{aligned} Z_{ph} &= 0.24 + j0.15 \text{ ohms} \\ Z_n &= 0.16 + j0.10 \text{ ohms} \end{aligned}$$

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

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 caiga más del tres por ciento. Las mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas durante cinco horas.

La medición de Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se 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.

Artículo 48. Indemnización por Flicker Generado por el Usuario. En los casos en que los Distribuidores verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias de Flicker establecidas en el Artículo 46 de estas Normas, el Usuario Deberá pagar al Distribuidor una indemnización en función a la Distorsión Penalizable Individual de Flicker.

Se define como Distorsión Penalizable Individual de Flicker (DPIF_k) 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 define como:

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

Donde:

DPIF_k: es la Distorsión Penalizable Individual de Flicker, en el Intervalo de Medición k .

$P_{stm}(k)$: es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k , según la carga del Usuario.

P_{sti} : 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_k mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

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

La Indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización (Q)} = \sum_{k:DPIF_k \leq 1} CENS * (DPIF_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIF_k > 1} CENS * E(k)$$

CAPITULO III FACTOR DE POTENCIA

Artículo 49. Valor Mínimo para el Factor de Potencia. El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del Usuario, de la siguiente forma:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW	0.85
Usuarios con potencias superiores a 11 kW	0.90

Artículo 50. 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, 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:

$$Fpot_p = \text{EnergAct}_p / \sqrt{(\text{EnergAct}_p^2 + \text{EnergReact}_p^2)}$$

Donde:

Fpot_p : Factor de Potencia para el período horario (p)
 EnergAct_p : Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p)
 EnergReact_p : Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p)

Artículo 51. Indemnización por bajo Factor de Potencia. 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 Comisión.

TITULO VI CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

CAPITULO I GENERALIDADES

Artículo 52. Evaluación de la Calidad del Servicio Técnico. La Calidad del Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los Usuarios.

Artículo 53. Período de control para la Calidad el Servicio Técnico. El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos semestrales continuos.

Artículo 54. Interrupciones. Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. Para efectos de estas Normas, no se considerarán las interrupciones menores de tres minutos; así como las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

CAPITULO II INTERRUPCIONES

Artículo 55. 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 kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj / Qki$$

Donde:

∑j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.
 Qkfsj : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.
 Qki : Cantidad de kVA instalados.

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

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

Donde:

∑j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.
 Qkfsj : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.
 Qki : Cantidad de kVA instalados
 Tfsj : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

c) Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU):

$$FIU = \sum I_j$$

Donde:

I_j : Número de Interrupción j , para cada Usuario

d) Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU):

$$TIU = \sum T_{fsuj}$$

Donde:

T_{fsuj} : es el tiempo, en horas, de la interrupción j , para cada Usuario.

Artículo 56. Tolerancias para las Interrupciones. Las tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica son:

Indices Globales

ETAPA DE TRANSICION	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCION	3	4	10	15
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	5		20	
A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios conectados en Baja Tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCION	2.5	3.5	8	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	4		12	

Indices Individuales

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios Conectados en Media y Alta Tensión)	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSION	-	-	-	-
USUARIOS EN MEDIA y ALTA TENSION	6	8	12	14
A PARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Todos los Usuarios)	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSION	6	8	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSION	4	6	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSION	3		6	

Artículo 57. Control para las Interrupciones. A partir de la Etapa de Transición se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Globales FMIK y TTIK. Para tal fin, cada Distribuidor deberá tener actualizado el

registro de la capacidad en kVA de todos los transformadores y mantener un registro de los transformadores afectados en cada interrupción y el tiempo que estuvieron fuera de servicio.

A partir del primer mes de la Etapa de Régimen se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Globales FMIK y TTIK para los Usuarios en Baja Tensión y con los índices o indicadores Individuales FIU y TIU para aquellos Usuarios conectados en Media y Alta Tensión. Para éstos últimos los Distribuidores deberán contar con el Sistema de Control e identificación de Usuarios de forma tal que posibilite el registro de cada una de las interrupciones y su duración.

A partir del décimo tercer mes de iniciada la Etapa de Régimen se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Individuales para el cien por ciento de los Usuarios; el registro del número de interrupciones y el tiempo respectivo se realizará en forma individual. Se continuará el cálculo de los índices o indicadores globales.

Artículo 58. Indemnización por Interrupciones. La determinación de la Indemnización a los Usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realizará por medio de la aplicación de las siguientes fórmulas, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de Usuarios que se esté considerando. Se aplicarán indemnizaciones a los Usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas por causas atribuibles o no al Distribuidor, a partir de la Etapa de Régimen.

Indices Globales:

$$\begin{aligned} \text{INIG} &= \text{ENS sistema} * \text{CENS} \\ \text{ENS sistema} &= \text{D sistema} [(\text{TTIK} - \text{TTIK límite}) / 8760] \\ \text{ENS sistema} &= \text{D sistema} [(\text{FMIK} - \text{FMIK límite}) / 8760] \end{aligned}$$

Indices Individuales:

$$\begin{aligned} \text{INII} &= \text{ENS Usuario} * \text{CENS} \\ \text{ENS Usuario} &= \text{D Usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760] \\ \text{ENS Usuario} &= \text{D Usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite}) / 8760] \end{aligned}$$

En donde:

INIG:	Indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada Usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los Usuarios del Distribuidor.
ENS sistema:	Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).
INII:	Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los Usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.
ENS Usuario:	Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh).
D sistema:	Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).
D Usuario:	Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).
CENS:	Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kWh]. El Costo de Energía No Suministrada es diez veces el valor del Cargo Unitario por energía de la Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIKlímite, FMIKlímite, TIUlímite y FIUlímite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores. Tanto para Indemnización global como para individual, el Distribuidor deberá determinar el valor de la Energía No Suministrada mediante las dos fórmulas (Indicador de Tiempo y Frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la Indemnización.

TÍTULO VII CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 59. Objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial. El objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial es el de garantizar que el Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, sin menoscabo de la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

Artículo 60. Evaluación de la Calidad del Servicio Comercial. La Calidad del Servicio Comercial será evaluada sobre la base de dos aspectos:

- a. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor,
- b. Calidad de la Atención al Usuario.

Artículo 61. Período de Control para la evaluación del Servicio Comercial. El período de control para la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor será de seis meses continuos.

CAPITULO II CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 62. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor. Este concepto se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la Ley General de Electricidad asigna a los Distribuidores de energía eléctrica. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar a una sanción y/o multa por parte de la Comisión.

Artículo 63. Índices de Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor. Los índices o indicadores de la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor serán los siguientes:

a) Porcentaje de Reclamos o Quejas:

$$R(\%) = (Ra/Nu) \times 100$$

Donde:

Ra: Número total de reclamos o quejas recibidos.

Nu: Número total de Usuarios.

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o quejas:

El tiempo de procesamiento de un reclamo se mide desde el momento en que el Usuario presenta el Reclamo o Queja, con la documentación necesaria, hasta el momento en que el Usuario recibe respuesta del Reclamo o Queja presentada.

$$TPPR = \sum Tai/Ra$$

Donde:

Tai: tiempo, en días, para resolver el reclamo o queja i.

c) Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica. Es la calidad con que se efectúa la medición del consumo de energía eléctrica.

c) Falta de Notificación de Interrupciones Programadas. Las interrupciones programadas por parte del Distribuidor, deben hacerse del conocimiento de los Usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y por los medios más directos hacia el Usuario, al alcance del Distribuidor.

Artículo 64. Tolerancias para el Servicio Comercial del Distribuidor. Las tolerancias sobre los índices o indicadores son las siguientes:

a) Porcentaje de Reclamos o Quejas:

ETAPA TRANSITORIA: $R \leq 10\%$

ETAPA DE RÉGIMEN: $R \leq 5\%$

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:

ETAPA TRANSITORIA: $TPPR \leq 15$ días

ETAPA DE RÉGIMEN: $TPPR \leq 10$ días

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

La precisión de la medición del Consumo de energía eléctrica definida como admisible incluye al conjunto de equipos que conforman el equipamiento de medición (Transformadores de medición y medidores), y se la discrimina de acuerdo a la potencia del Usuario:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW:

Error máximo de la medición 3%

Usuarios con potencias superiores a 11 kW:

Error máximo de la medición 2%

El equipo de medición deberá responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la Comisión, 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.

d) Falta de Notificación de Interrupciones Programadas:

48 horas, antes del inicio la interrupción.

Artículo 65. Control para el Servicio Comercial del Distribuidor.

a) Porcentaje de Reclamos.

Por medio del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario.

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas.

Por medio del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario.

c) Precisión del medidor de consumo de energía eléctrica.

Se hará por medio de muestreos mensuales, a partir de la Etapa de Transición. La Distribuidora deberá proponer a la Comisión el plan de muestreo en forma semestral y con tres meses de anticipación. La Comisión podrá aprobar o modificar el plan. Según la cantidad de Usuarios que tenga la Distribuidora, la cantidad de medidores que deben ser verificados será como se indica a continuación:

Para Distribuidores con mas 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.

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. El tamaño de la muestra deberá ser tal, que garantice la representatividad del lote y por ende del total del parque de medidores de el Distribuidor. Cada lote deberá ser inspeccionado con este criterio cada cinco años.

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

d) Falta de Notificación de Interrupciones Programadas.

La Comisión podrá obtener por cualquier medio, la información en que el aviso de suspensión del servicio, en forma programada, no cumplió con el tiempo indicado en la tolerancia.

Artículo 66. Sanciones y/o Multas por incumplimiento del Servicio Comercial del Distribuidor.

a) Porcentaje de Reclamos o Quejas:

$$SPR = 20,000 \times C \times (Ra/Nu - R)$$

Donde:

SPR: Sanción y/o multa por Porcentaje de Reclamos.

C: Cargo Unitario por energía de la Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes, del periodo de control que se esté evaluando.

R: Dependerá de la Etapa que se esté evaluando.

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:

$$STPPR = 20,000 \times C \times (Tai/Ra - TPPR)$$

Donde:

STPPR: Sanción y/o multa por Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos.

TPPR: Dependerá de la Etapa que se esté evaluando.

c) Precisión del medidor de consumo de energía eléctrica:

Todo medidor de energía que no pase con las exigencias del porcentaje de error establecido, deberá ser sustituido por otro que cumpla con el porcentaje de error correspondiente. Se le deberá notificar al Usuario de cualquier cambio.

d) Falta de Notificación por Interrupción Programada:

$$SFNIT = 10,000 \times C \times NHI$$

Donde:

SFNIT: Es la sanción y/o multa por falta de notificación de interrupción programada.

NHI: Es el tiempo, en horas, que dura la interrupción.

CAPITULO III
CALIDAD DE LA ATENCION AL USUARIO

Artículo 67. Objetivo de la Calidad de la Atención al Usuario. El Objetivo de la Calidad de la Atención al Usuario es garantizar que el Distribuidor le provea al Usuario una atención que cumpla lo estipulado en estas Normas, respecto de los aspectos que le afectan de manera individual. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar al pago de una Indemnización del Distribuidor al Usuario.

Artículo 68. Indices de Calidad de la Atención al Usuario:

- a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red.
- b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red.
- c) Reconexiones.
- d) Facturación errónea.

Artículo 69. Tolerancias para la Atención al Usuario.

- a) **Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red.**

30 días, máximo.

- b) **Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red.**

4 meses, máximo.

- c) **Reconexiones.**

Superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Usuario los pagos que correspondan, el Distribuidor estará obligado a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro horas.

- d) **Facturación errónea.**

Los reclamos por posibles errores de facturación, incluyendo la lectura de los medidores, deberán quedar resueltos en la próxima factura emitida. Si los reclamos se hubieran registrado dentro de los quince días calendario, anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se ampliará a la siguiente facturación. El Distribuidor deberá verificar que el mismo error no se haya producido con otros Usuarios. De ser ese el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevos reclamos. El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes seis meses, para los mismos Usuarios, en caso contrario, se considerará como reincidencia. La reincidencia será sancionada con una multa establecida por la Comisión, en función del historial del Distribuidor.

Artículo 70. Control para la Atención al Usuario. Todos los índices o indicadores de calidad de la Atención al Usuario, descritos en el Artículo 69 de estas Normas, se controlarán por medio del sistema de control de solicitudes y reclamos de los Usuarios.

Artículo 71. Indemnizaciones por incumplimiento en la Atención al Usuario. El Distribuidor deberá indemnizar a los Usuarios afectados al mes siguiente de haber presentado el reclamo, salvo lo indicado en artículos específicos de estas Normas.

- a) **Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red.**

$$ISNS-SMR = 1,000 \times C \times D$$

Donde:

ISNS-SMR: Indemnización por solicitud de nuevo servicio o ampliación de la potencia contratada, sin modificación de la red.

D: Número de días excedidos a la tolerancia.

- b) **Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red.**

$$ISNS-CMR = 10,000 \times C \times D$$

Donde:

ISNS-CMR: Indemnización por solicitud de nuevo servicio o modificación de la potencia contratada con modificación de la red.

c) Reconexiones.

Por las primeras seis horas de exceso sobre la tolerancia admisible, el Distribuidor indemnizará al Usuario por un monto equivalente al uno por un ciento del valor del promedio mensual del consumo facturado en los últimos seis meses, actualizado al momento de hacer efectiva la Indemnización; por cada hora adicional la Indemnización será del dos por ciento.

d) Facturación errónea.

El Distribuidor indemnizará al Usuario con el diez por ciento de la factura que motivo el reclamo, acreditándole dicho valor en la siguiente factura.

**TITULO VIII
DISPOSICIONES FINALES
CAPITULO UNICO**

Artículo 72. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo:

- a) La Fiscalización de su fiel cumplimiento;
- b) La revisión y actualización de estas Normas y la emisión de normas complementarias;
- c) La verificación del pago de las indemnizaciones;
- d) La imposición de sanciones y/o multas, por incumplimiento a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y estas Normas. El monto de las multas estará en función de la gravedad de la falta, el historial del infractor, especialmente en lo que respecta a las reincidencias;
- e) La auditoría de cualquier Etapa del proceso;
- f) El requerimiento de informes periódicos para el control de la calidad del servicio de energía eléctrica; y
- g) La interpretación de estas Normas en caso de divergencias o dudas y la resolución de los casos no previstos.

Artículo 73. Terminación de la Autorización. Si el valor acumulado de las multas, por Incumplimiento en la calidad del servicio, por parte del Distribuidor, es del veinte por ciento o más de la facturación anual, la Comisión podrá requerir al Ministerio de Energía y Minas la terminación de la Autorización del Servicio de Distribución Final.

Artículo 74. Responsabilidad Técnica. Toda actividad técnica relacionada con estas Normas, deberá ser realizada, supervisada y/o avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo.

Artículo 75. Variación de la potencia contratada. En el caso que el Distribuidor detecte que la potencia utilizada por el Usuario es mayor que la contratada, el Distribuidor le podrá cobrar la potencia utilizada en exceso, a un precio máximo de dos veces el valor del Cargo Unitario por Potencia Contratada de la Tarifa correspondiente, por cada kilovatio utilizado en exceso. Dentro de los 2 próximos meses, el Distribuidor realizará la ampliación correspondiente con la finalidad de corregir la Potencia contratada dentro del contrato respectivo.

Artículo 76. Calidad de los equipos. Todos los equipos de medición que sean utilizados para la medición de la calidad de la energía eléctrica, en los parámetros establecidos en estas Normas, incluyendo los que miden la energía eléctrica, deberán responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC, ANSI e ISO, y otras que apruebe la Comisión.

Artículo 77. Las indemnizaciones, sanciones y/o multas contenidas en estas Normas, se establecen sin perjuicio de que, por cualquier daño que se cause, la parte afectada sea indemnizada de conformidad con lo que al respecto determina el Código Civil.

**TITULO IX
DISPOSICIONES TRANSITORIAS
CAPITULO UNICO**

Artículo 78. Los Distribuidores deben proporcionar a la Comisión, durante los tres primeros meses de la Etapa Preliminar, un listado de los Grandes Usuarios, su localización dentro de la red de distribución y características operativas más importantes.

Artículo 79. Se deroga la Resolución CNEE-13-98 y todas las disposiciones y normas técnicas que contradigan las contenidas en la presente Resolución.

Artículo 80. Los plazos correspondientes a las etapas de implementación se regirán de acuerdo a lo establecido en el Artículo 7 transitorio del Reglamento de La Ley General De Electricidad.

Artículo 81. Estas Normas entran en vigencia al siguiente día de su publicación en el Diario de Centro América.