

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
CNEE

NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN –NTSD-

-NTSD-

GUATEMALA C.A.

INDICE
NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION
-NTSD-

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I DEFINICIONES

Artículo 1. Definiciones

CAPITULO II OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2. Objetivo de las Normas

Artículo 3. Alcance de las Normas.

CAPITULO III ETAPAS DE APLICACIÓN

Artículo 4. Etapas de Aplicación

Artículo 5. Etapa Preliminar.

Artículo 6. Etapa de Prueba.

Artículo 7. Etapa de Transición.

Artículo 8. Etapa de Régimen.

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.

CAPITULO II SISTEMA DE CONTROL E IDENTIFICACION DE LOS USUARIOS

Artículo 10. Objetivo del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios.

CAPITULO III SISTEMA DE CONTROL DE SOLICITUDES Y RECLAMOS DEL USUARIO

Artículo 11. Objetivo del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario.

TITULO III OBLIGACIONES

CAPITULO I OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 12. Obligaciones del Distribuidor.

CAPITULO II OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Artículo 13. Obligaciones de los Usuarios.

CAPITULO III OBLIGACIONES DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 14. Responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista.

CAPITULO IV OBLIGACION DEL COMERCIALIZADOR

Artículo 16. Obligación del Comercializador.

TÍTULO IV CALIDAD DEL PRODUCTO SUMINISTRADO POR EL DISTRIBUIDOR

CAPITULO I GENERALIDADES

Artículo 17. Evaluación de la Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor.

Artículo 18. Evaluación de la incidencia del Usuario en la Calidad del Producto.

Artículo 19. Periodo de Control.

Artículo 20. Periodo de Medición.

Artículo 21. Intervalo de Medición.

Artículo 22. Mediciones Adicionales.

CAPITULO II REGULACION DE TENSION

Artículo 23. Indices de Calidad.

Artículo 24. Tolerancias para la Regulación de Tensión.

Artículo 25. Control para la Regulación de Tensión

Artículo 26. Indemnización por mala Regulación de Tensión.

CAPITULO III DESBALANCE DE TENSION EN SERVICIOS TRIFÁSICOS

Artículo 27. Índice de Calidad del Desbalance de la Tensión Suministrada por el Distribuidor.

Artículo 28. Tolerancias para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

Artículo 29. Control para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

Artículo 30. Indemnización por Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

CAPITULO IV DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA TENSION GENERADA POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 31. Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Tensión.

Artículo 32. Tolerancias para la Distorsión Armónica de Tensión.

Artículo 33. Control para la Distorsión Armónica de la Tensión.

Artículo 34. Indemnización por Distorsión Armónica de la Tensión.

Artículo 35. Elegibilidad para la Indemnización por Distorsión Armónica en la Tensión.

CAPITULO V FLICKER EN LA TENSION

Artículo 36. Índice de Calidad de Flicker en la Tensión.

Artículo 37. Tolerancia para Flicker en la Tensión.

Artículo 38. Control para el Flicker en la Tensión.

Artículo 39. Indemnización por Flicker en la Tensión.

Artículo 40. Elegibilidad para la Indemnización por Flicker en la Tensión.

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.
Artículo 42.	Tolerancias para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.
Artículo 43.	Control para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.
Artículo 44.	Indemnización por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.
CAPITULO II	FLICKER GENERADO POR EL USUARIO
Artículo 45.	Índice de Flicker Generado por el Usuario.
Artículo 46.	Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario.
Artículo 47.	Control para el Flicker Generado por el Usuario.
Artículo 48.	Indemnización por Flicker Generado por el Usuario.
CAPITULO III	FACTOR DE POTENCIA
Artículo 49.	Valor Mínimo para el Factor de Potencia.
Artículo 50.	Control para el Factor de Potencia.
Artículo 51.	Indemnización por bajo Factor de Potencia.
TITULO VI	CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO
CAPITULO I	GENERALIDADES
Artículo 52.	Evaluación de la Calidad del Servicio Técnico.
Artículo 53.	Periodo de control para la Calidad el Servicio Técnico.
Artículo 54. I	Interrupciones.
CAPITULO II	INTERRUPCIONES
Artículo 55.	Índices de Calidad para las Interrupciones.
Artículo 56.	Tolerancias para las Interrupciones.
Artículo 57.	Control para las Interrupciones.
Artículo 58.	Indemnización por Interrupciones.
TÍTULO VII	CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL
CAPITULO I	GENERALIDADES
Artículo 59.	Objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial.
Artículo 60.	Evaluación de la Calidad del Servicio Comercial.
Artículo 61.	Periodo de Control para la evaluación del Servicio Comercial.
CAPITULO II	CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DEL DISTRIBUIDOR
Artículo 62.	Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor.
Artículo 63.	Índices de Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor.
Artículo 64.	Tolerancias para el Servicio Comercial del Distribuidor.
Artículo 65.	Control para el Servicio Comercial del Distribuidor.
Artículo 66.	Sanciones y/o Multas por incumplimiento del Servicio Comercial del Distribuidor.
CAPITULO III	CALIDAD DE LA ATENCION AL USUARIO
Artículo 67.	Objetivo de la Calidad de la Atención al Usuario
Artículo 68.	Índices de Calidad de la Atención al Usuario:
Artículo 69.	Tolerancias para la Atención al Usuario.
Artículo 70.	Control para la Atención al Usuario.
Artículo 71.	Indemnizaciones por incumplimiento en la Atención al Usuario.
TITULO VIII	DISPOSICIONES FINALES
CAPITULO UNICO	
Artículo 72.	Competencia de la Comisión
Artículo 73.	Terminación de la Autorización.
Artículo 74.	Responsabilidad Técnica.
Artículo 75.	Variación de la potencia contratada.
Artículo 76.	Calidad de los equipos.
Artículo 77.	Las indemnizaciones...
TITULO IX	DISPOSICIONES TRANSITORIAS
CAPITULO UNICO	
Artículo 78.	Los Distribuidores deben proporcionar a la Comisión.....
Artículo 79.	Se deroga la Resolución CNEE-13-98....
Artículo 80.	Los plazos.....
Artículo 81.	Estas Normas entran en vigencia

ANEXOS

**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.
- n) **(Adicionado por Resolución CNEE 18-2006)** Para interrupciones de servicios de energía eléctrica por Fallas de Larga Duración, presentar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica: **n.1) Reporte inicial.** En un plazo no mayor de veinticuatro horas, contadas a partir de que una interrupción sobrepase las cuarenta y ocho horas de su inicio, un informe preliminar que indique su origen, causas, fecha y hora de inicio y las poblaciones afectadas. **n.2) Reportes periódicos.** A partir de la entrega del informe inicial, referido en el numeral anterior, y mientras dure la interrupción, un reporte, al menos cada ocho horas, sobre la situación de la interrupción y las acciones que se estén ejecutando para reestablecer la continuidad del servicio. Dichos informes periódicos deberán hacerse por escrito pudiendo utilizar fax, medio magnético y correo electrónico. **n.3) Reporte final.** Dentro de los dos días siguientes de haber finalizado la interrupción, un informe completo y detallado de las causas y efectos de la interrupción,

las medidas correctivas tomadas y el cálculo de las indemnizaciones a los usuarios afectados de acuerdo al artículo 58 Ter. Este informe dará inicio al procedimiento administrativo para determinar la existencia o no de las indemnizaciones a que se refiere el artículo 58 Bis y siguientes de estas normas. **n.4) Causa de fuerza mayor.** En caso que la Distribuidora invoque la causal de fuerza mayor de una interrupción por Falla de Larga Duración, deberá presentar la información de acuerdo a la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

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

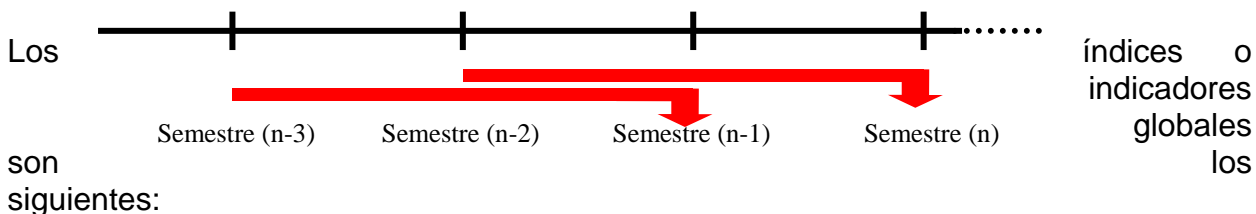
Artículo 23. Índices de Calidad. A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinarán los siguientes índices o indicadores individuales y globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de indemnizaciones individuales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



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 O URBANO	SERVICIO O 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 (Modificado por Resolución CNEE-57-2003). El control para la regulación de tensión se realizará por medio del Sistema de Medición y control de la Calidad del Servicio Energía Eléctrica, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales deberán ser rotadas mensualmente, según corresponda al tipo de usuario, de la manera siguiente:

- Para usuarios en baja tensión, una medición de control por cada circuito o alimentador de salida de las subestaciones de distribución. Durante el mes siguiente de la puesta en servicio de cada nuevo circuito o alimentador, el distribuidor presentará toda la información de los usuarios conectados a esta nueva instalación a efecto de que el circuito o alimentador sea considerado en el sorteo de puntos de medición del mes siguiente en que se entrega dicha información.

- b) Para usuarios en media y alta tensión, una medición de control por cada veinticinco usuarios, con contrato de servicio en esas tensiones, independientemente del nivel de tensión en que efectúe la medición de potencia y energía. La tolerancia que les corresponde es la de la tensión indicada en el contrato del servicio.”

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:

- a) **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:

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

Donde:

Cpm : Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.

$ENE_{(B)}$: 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 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.

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

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

Donde:

$\sum_{(B=BP)}$: 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:

ΔDTD (%): 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:

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

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:

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

$$\text{DAIT (\%)} = (Vi / V1)$$

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 ARMÓNICA 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:

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

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:

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

La Indemnización se determina como:

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

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 TENSION

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:

$$P_{st} \leq 1.$$

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:

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

La Indemnización se calcula según la siguiente expresión:

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

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:

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

En donde:

DATI: Distorsión Armónica Total de Corriente.

DAI: 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)	$P \leq 10 \text{ kW}$ $V \leq 1 \text{ kV}$	$P > 10 \text{ kW}$ $1 \text{ kV} < V \leq 60 \text{ kV}$	$P > 50 \text{ kW}$ $v > 60 \text{ kV}$
	INTENSIDAD ARMÓNICA MÁXIMA (AMP)	DISTORSION ARMÓNICA 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	$0.2 + 0.8 \cdot 25/n$	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.
- $D_{Alli(k)}$: 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_{Alli} : 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:

$$\begin{array}{lll} 0 < \text{DPIA}_k \leq 1 & \text{CENS} * \text{DPIA}_k^2 & \text{Q/kWh} \\ 1 < \text{DPIA}_k & \text{CENS} & \text{Q/kWh} \end{array}$$

La Indemnización se determina como:

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

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: ($1\text{kV} < V \leq 230$ 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

Sc: 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 Flícker 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 DPIFk 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:

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

La Indemnización se determina como:

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

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:

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

Donde:

F_{pot_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:

\sum_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:

\sum_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):

$$FIU = \sum Ij$$

Donde:

Ij: Número de Interrupción j, para cada Usuario

d) Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU):

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

Tfsuj: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

(Adicionado por Resolución CNEE 18-2006) “Las interrupciones causadas por Fallas de Larga Duración no serán incluidas en la evaluación de los índices individuales, Frecuencia de Interrupción por Usuario y Tiempo de Interrupción por 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:

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

Indices Individuales:

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

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.

“Artículo 58 Bis. (Adicionado por Resolución CNEE 18-2006). Del Procedimiento: Una vez presentado el informe a que se refiere el numeral n.3 de la literal n) del artículo 12 de estas normas, la Comisión procederá a analizar la documentación presentada, incluyendo el cálculo de las indemnizaciones, pudiendo variar el mismo. En caso que la Distribuidora omita presentar el cálculo de las indemnizaciones, sin perjuicio de iniciar procedimiento sancionatorio, la Comisión procederá, sin responsabilidad de su parte, a realizar los cálculos de las mismas. Posteriormente dará audiencia a la Distribuidora por un plazo máximo de diez días para que se manifieste sobre los cálculos referidos. Una vez vencido el plazo anterior la Comisión resolverá en un plazo máximo de cinco días. En caso que la Distribuidora omita presentar la información del evento en los plazos contenidos en la literal n) del artículo 12 de estas normas, la Comisión podrá por sus propios medios realizar la investigación de oficio para determinar la circunstancia del evento con la finalidad de iniciar el proceso de pago de las indemnizaciones y en cuyo caso, adicionalmente y en forma separada, deberá iniciar, el proceso sancionatorio en contra de la distribuidora por la omisión incurrida o por la entrega de información falsa, si fuera el caso. Así mismo, en caso se estableciere negligencia de la Distribuidora en reestablecer el servicio, la Comisión también podrá iniciar el proceso sancionatorio que corresponda.”

“Artículo 58 Ter. (Adicionado por Resolución CNEE 18-2006). Indemnización Individual por Falla de Larga Duración. Para cada una de las interrupciones determinadas como Fallas de Larga Duración, que no sean calificadas de fuerza mayor de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo 58 Bis de las presentes normas, la Distribuidora, y en su defecto la Comisión, dará inicio al procedimiento de cálculo de indemnización a los usuarios afectados, inmediatamente después de recibir la información que sea presentada por los distribuidores y la evaluación que la Comisión haga sobre la misma.

La indemnización será calculada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$IIFLD = PI * T * CENS$$

Donde:

IIFLD: Indemnización de Interrupción por Falla de Larga Duración (Quetzales)
 PI: Potencia de cada Interrupción por Falla de Larga Duración (kilowatts)

- T: Tiempo de duración de cada Interrupción por Falla de Larga Duración, desde el inicio de la interrupción hasta que se conecta el último usuario afectado por la misma (hora)
- CENS: Costo de la Energía No Suministrada de acuerdo al artículo 58 de estas normas (Quetzales/kilowatt-hora)

Debido a que las interrupciones pueden afectar desde un usuario hasta todo el circuito de alimentación o todo el transformador de potencia en una subestación de energía eléctrica, la potencia interrumpida será considerada mediante la aplicación de alguno de los siguientes criterios, o de otro que resulte razonable en el caso concreto:

- a) Para el caso que existan mediciones, la diferencia entre la potencia registrada por el equipo de medición de la subestación en el intervalo anterior de 15 minutos, o de una hora si fuera el caso, el registro de la interrupción menos la potencia registrada por el mismo equipo de medición en el intervalo posterior de 15 minutos, o de una hora si fuera el caso, inmediatamente después de registrarse la interrupción.
- b) Para el caso que no existan mediciones, la potencia en kilowatts (kW) se obtendrá del producto de los kilovoltamperios (kVA) por un factor igual a 0.45. Donde la potencia en kilovoltamperios (kVA) es la parte de la red de distribución afectada por la interrupción, de acuerdo con la potencia informada por el distribuidor o la contenida en el último informe que contenga la tabla Datos Centros a que se refiere la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, que la distribuidora haya entregado la Comisión y el factor 0.45 es el producto de un factor de carga de 0.5 por un factor de potencia de 0.9.

El total de la indemnización será distribuida entre los usuarios afectados proporcionalmente al promedio de consumo de los últimos tres meses, o de los meses disponibles si el servicio del usuario tiene menos de tres meses”.

“Artículo 58 Quater. (Adicionado por Resolución CNEE 18-2006). Para los fines de la aplicación de estas normas, la falta de entrega de información relativa a las interrupciones por Fallas de Larga Duración, será considerada como una infracción distinta a la interrupción propiamente dicha”

TÍTULO VII CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

CAPITULO 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.

$$TPPR = \Sigma Tai/Ra$$

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:

$$SFNIT = 10,000 * C * NHI$$

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.

ANEXOS

**ANEXOS A LAS
NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION
-NTSD-**

RESOLUCION CNEE-51-99

Guatemala, 26 de noviembre de 1999.

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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 Eléctrico de Distribución.

Que es función de esta Comisión verificar y controlar el cumplimiento de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución para garantizar que el usuario recibe el servicio de energía eléctrica con la calidad que las normas establecen.

Las obligaciones del Distribuidor, establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, en su Artículo 12, literal i.

Las atribuciones que le competen a esta Comisión, establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, en su Artículo 72, literales a, b, e y f.

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 los siguientes:

ANEXOS A LAS NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 1. Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

**ANEXO 1
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD
DEL SERVICIO TECNICO**

INDICADORES GLOBALES

A continuación se describen las características con que debe cumplir la información que los Distribuidores entregarán a la CNEE para efectuar el control de la calidad del Servicio Técnico.

ETIQUETA DE IDENTIFICACION:

El diskette o disco compacto, deben ser identificado con un o rótulo que contenga la siguiente información:

NOMBRE DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
REPORTE DE INTERRUPCIONES: INDICADORES GLOBALES
MES Y/O SEMESTRE REPORTADO
FECHA DE ENTREGA

TIPOS DE ARCHIVO QUE SE RECIBIRÁN:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones mas recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

INFORMACION MENSUAL:

Entrega, por correo electrónico, diskette o disco compacto, del reporte de todas las interrupciones, conforme al formato que aparece a continuación, tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para el FORMATO DEL REPORTE MENSUAL DE INTERRUPCIONES.

Entregar el registro de todas las interrupciones ocurridas durante el mes, incluyendo el sexto mes, de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las interrupciones en los tres grupos siguientes:

Iguales o mayores de tres minutos.

Menores de tres minutos.

Fuerza Mayor.

NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

Posición 1 = **M**, Reporte Mensual

Posición 2 = **A**, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
B, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
C, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

D, E, F, G, ... Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posición 3 = **I**, Interrupciones

Posición 4 = **G**, Indicadores Globales

Posición 5 = **S**, Interrupciones iguales o mayores de tres minutos.

N, Interrupciones menores de tres minutos

F, Interrupciones por Fuerza Mayor

Posición 6 = **1**, Enero

2, Febrero

3, Marzo

4, Abril

5, Mayo

6, Junio

7, Julio

8, Agosto

9, Septiembre

O, Octubre

N, Noviembre

D, Diciembre

Caracteres 7 y 8 = **AÑO** (99, 00, 01, 02,....)

XXX = Extensión del archivo

Formato del REPORTE MENSUAL DE INTERRUPCIONES.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_ Interrup	Numérico	5	Entero	Número correlativo de las interrupciones
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Ope_red	Numérico	1	Entero	Estado de operación de la red 0 – normal 1– alterado, carga trasladada
Motivo	Texto	50		Descripción breve de la causa de la interrupción
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización
Hora_In	Hora		Hh:mm	Hora de inicio
Hora_Fin	Hora		Hh:mm	Hora de finalización
kVA CIU	Numérico	5.1	Flotante	kVA fuera por causa interna urbano
kVA CIR	Numérico	5.1	Flotante	kVA fuera por causa interna rural
kVA CE	Numérico	5.1	Flotante	kVA fuera por causa externa
Tiem_Fue CIU	Numérico	5.1	Flotante	Tiempo fuera, causa interna urbano, minutos

Tiem_Fue CIR	Numérico	5.1	Flotante	Tiempo fuera, causa interna rural, minutos
Tiem_Fue CE	Numérico	5.1	Flotante	Tiempo fuera, causa externa, minutos

INFORMACION SEMESTRAL:

Dentro del mes siguiente al período de control, se entregará en diskette o disco compacto, todos los registros de las interrupciones ocurridas durante el semestre, conforme el formato MENSUAL.

Además, se entregará en diskette o disco compacto e impreso en papel el registro de todas las interrupciones ocurridas conforme el siguiente **formato de archivo** y el **formato con el RESUMEN SEMESTRAL**, como se indica a continuación.

NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

- Posición 1 = **S**, Reporte semestral
- Posición 2 = **A**, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
- = **B**, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
- = **C**, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

D, E, F, G, ... Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

- Posición 3 = **I**, Interrupciones
- Posición 4 = **G**, Indicadores Globales
- Posiciones 5 y 6 = **01** Primer semestre
- = **02** Segundo semestre
- Posiciones 7 y 8 = **00** para 2000, **01** para 2001, **02** para 2002, ...,
- XXX = Extensión del archivo.

Formato RESUMEN del reporte SEMESTRAL DE INTERRUPCIONES.

	PRIMER MES DEL SEMESTRE		SEGUNDO MES DEL SEMESTRE		TERCER MES DEL SEMESTRE		CUARTO MES DEL SEMESTRE		QUINTO MES DEL SEMESTRE		SEXTO MES DEL SEMESTRE		TOTAL SEMESTRE		TOLERANCIAS		ENERGIA FACTURADA EN EL SEMESTRE KWh El necesario	CENS Q/kwh	INDEMNIZACION POR FMIK Q	INDEMNIZACION POR TTIK Q
	CAUSA	FMIK xx.xx	TTIK xx.x	FMIK xx.xx	TTIK xx.x	FMIK xx.xx	TTIK xx.x	FMIK xx.xx	TTIK xx.x	FMIK xx.xx	TTIK xx.x	FMIK xx.xx	TTIK xx.x	FMIK xx.xx	TTIK xx.x					
INTERNA-URBANO																				
INTERNA-RURAL																				
EXTERNA																				
FUERZA MAYOR																				

▪ **NOTA: EL ENCABEZADO DE LAS COLUMNAS ESTA ROTADO POR RAZONES DE ESPACIO; POR COMODIDAD EN LA LECTURA, ENTREGAR LOS ENCABEZADOS HORIZONTALMENTE.**

**ANEXO 2
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD
DEL PRODUCTO TECNICO**

REGULACION DE TENSION Y DESBALANCE DE TENSION

Con el propósito de que la CNEE pueda efectuar un adecuado seguimiento y control de la calidad del Producto Técnico para REGULACION DE TENSION Y DESBALANCE DE TENSION, el Distribuidor debe cumplir con enviar la información según la características que a continuación se describen.

Por causa de que la cantidad de mediciones que el Distribuidor debe realizar cada mes está en función del número de alimentadores y del número de usuarios, el Distribuidor deberá adquirir los equipos necesarios para que dicha cantidad sea actualizada a inicio de cada nuevo semestre.

1. ETIQUETA DE IDENTIFICACION:

El diskette o disco compacto, deberá ser identificado con un rótulo que contenga la siguiente información:

- NOMBRE DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
- REPORTE DE: REGULACION DE TENSION.
DESBALANCE DE TENSION.
- MES Y AÑO REPORTADO
- FECHA DE ENTREGA

2. TIPOS DE ARCHIVO QUE SE RECIBIRÁN:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones mas recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

3. INFORMACION MENSUAL:

Entrega mensual, incluyendo el último mes del semestre bajo control, por correo electrónico, diskette o disco compacto, de los reportes requeridos, conforme al formato que aparece a continuación tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para los FORMATOS DE LAS MEDICIONES DE REGULACION DE TENSION Y DESBALANCE DE TENSION.

Entrega del registro de todas las mediciones de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las mediciones en los tres grupos siguientes:

- Primera medición.
- Nueva medición.
- Reclamos.

3.1 NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

Posición 1 = **A**, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
 B, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
 C, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

D, E, F, G, Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posición 2 = **R**, Regulación de Tensión *
 = **D**, Desbalance de Tensión *

Posición 3 = **1**, Primera medición
 = **2, 3, ..., 9**, Numerales que se reservan para cada nueva medición en el mismo

punto
 = 0, Medición por Reclamo
 Posición 4 = 1, Enero
 2, Febrero
 3, Marzo
 4, Abril
 5, Mayo
 6, Junio
 7, Julio
 8, Agosto
 9, Septiembre
 0, Octubre
 N, Noviembre
 D, Diciembre
 Posiciones 5 = 0, Año 2000, 1, año 2001, ..., 9 año 2009.
 Posiciones 6, 7 y 8 = 001, ..., 999, Número de orden de medición de cada mes.
 XXX = Extensión del archivo

* Si a un usuario se le mide Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión, deben entregarse archivos separados para cada uno de los parámetros.

3.2 Formato del reporte MENSUAL de Puntos de Medición para REGULACION DE TENSION.

Esta información debe ser enviada a la CNEE con quince días calendario antes del inicio de cada mes para que las mediciones puedan ser coordinadas con el representante designado por la CNEE.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Direc_Sum	Texto	50		Dirección del Suministro
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Nom_Archi	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio de la medición
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización de la medición
Curva	Númerico	2	Entero	Curva típica asignada al Suministro

3.3 NUEVAS MEDICIONES. Para cada punto que resulte sujeto al pago de indemnización por Regulación de Tensión o por Desbalance de Tensión, y se realicen Nuevas Mediciones para determinar si se ha corregido el problema, el nombre del archivo debe modificarse únicamente el la POSICION 3, INDICANDO LA NUEVA MEDICION CON 2, 3, ..., y mantener los mismos números en las POSICIONES 6, 7 Y 8, que corresponden a la primera medición. La programación de las nuevas mediciones también debe ser enviada con quince días calendario de anticipación.

3.4 MEDICIONES VALIDAS. Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, establecen que el tiempo mínimo para el Período de Medición es de siete días, lo cual representa 672 registros; sin embargo, se aceptarán mediciones cuyos períodos de medición tengan como mínimo 576 registros con lecturas válidas. Debe quedar claro que esto no significa que pueden realizarse mediciones con Período de Medición menores de siete días, sino que al haber cumplido con que el equipo esté instalado durante el mínimo de siete días significa que algunos de los valores correspondientes a los 762 registros, resultan ser no válidos por diversas causas. Si el equipo contiene menos de 576 registros válidos, la medición de ese punto no es válida y deberá repetirse la medición para completar las mediciones del mes.

3.5 Formato del reporte MENSUAL de REGULACION DE TENSION, USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_RT	Númerico	5.2	Flotante	Indemnización, Regulación de Tensión

La Distribuidora debe enviar este reporte mensualmente, indicando la fecha a partir de la cual se puede verificar, por parte de la CNEE, que el pago ha sido efectuado.

3.6 Formato de la Tabla de reporte MENSUAL de DESBALANCE DE TENSION, USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_DT	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Desbalance de Tensión

La Distribuidora debe enviar este reporte mensualmente, indicando la fecha a partir de la cual se puede verificar, por parte de la CNEE, que el pago ha sido efectuado.

4. INFORMACION SEMESTRAL:

Dentro del mes siguiente al período de control, se entregará en diskette o disco compacto, todas las mediciones registradas durante el semestre, conforme el formato MENSUAL.

Además, se entregará en diskette o disco compacto, e impreso en papel el RESUMEN de todas las mediciones conforme el siguiente formato de archivo y el formato con el RESUMEN SEMESTRAL, como se indica a continuación.

4.1 NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

- Posición 1 = **S** para reporte semestral
- Posición 2 = **A**, Para Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
 B, Para Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
 C, Para Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
- D, E, F, G, ...** Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.
- Posición 3 = **R**, para Regulación de Tensión
- Posición 4 = **G**, para Indicadores Globales
- Posiciones 5 y 6 = **01** para el primer semestre
 02 para el segundo semestre
- Posiciones 7 y 8 = **00** para año 2000, **01** para 2001, **02** para 2002, ...,
- XXX = Extensión del archivo.

4.2 Formato RESUMEN del reporte SEMESTRAL de Mediciones de REGULACION DE TENSION.

TOTAL SEMESTRE ANTERIOR	FEEC	
	FEBP	
PRIMER MES DEL SEMESTRE ACTUAL	FEEC	
	FEBP	
SEGUNDO MES DEL SEMESTRE ACTUAL	FEEC	
	FEBP	
TERCER MES DEL SEMESTRE ACTUAL	FEEC	
	FEBP	
CUARTO MES DEL SEMESTRE ACTUAL	FEEC	
	FEBP	
QUINTO MES DEL SEMESTRE ACTUAL	FEEC	
	FEBP	
SEXTO MES DEL SEMESTRE ACTUAL	FEEC	
	FEBP	
TOTAL SEMESTRE ACTUAL	FEEC	
	FEBP	
TOTAL ULTIMOS DOCE MESES	FEEC	
	FEBP	
TOLERANCIAS	FEEC	
	FEBP	
ENERGIA FACTUTADA EN EL SEMESTRE	kWh	
CENS	Q/kWh	
INDEMNIZACION GLOBAL	Q	

NOTA: EL ENCABEZADO DE LAS COLUMNAS ESTA ROTADO POR RAZONES DE ESPACIO; POR COMODIDAD EN LA LECTURA, ENTREGAR LOS ENCABEZADOS HORIZONTALMENTE.

FORMATO PARA INSTALACION Y RETIRO DE EQUIPOS DE MEDICION PARA EL CONTROL DE CALIDAD DE REGULACION DE TENSION, DESBALANCE DE TENSION, ARMONICOS Y FLICKER.

FORMATO PARA AUDITORIA DE CALIDAD		No. ARCHIVO:	
MEDICION:	POR TRANSFORMADORES DE MEDIDA	DIRECTA	
DISTRIBUIDORA:			

COLOCACION.	FECHA:	HORA:
--------------------	---------------	--------------

DATOS DEL USUARIO			
NOMBRE:			
# IDENTIFICACION DEL SUMINISTRO:			
DIRECCION:			
MUNICIPIO:			
DEPARTAMENTO:			
TELEFONO:			
INSTALACION:	AEREA:	↓	↓
SUBTERRANEA	URBANO	RURAL	

OBSERVACIONES DE COLOCACION			

TIPO DE PUNTO			
PRIMERA MEDICION	NUEVA MEDICION	RECLAMO	
REEMPLAZA A:			

DATOS DEL MEDIDOR DE ENERGIA			
MARCA:			
MODELO:			
NUMERO DE SERIE:			
MONOFASICO	TRIFASICO		
RELACION, CORRIENTE:			
RELACION, TENSION:			
LECTURA INICIAL:			

DATOS DEL MEDIDOR DE CALIDAD			
MARCA:			
MODELO:			
NUMERO DE SERIE:			

FIRMA: _____
 NOMBRE: _____
 REPRESENTANTE DISTRIBUIDOR

FIRMA: _____
 NOMBRE: _____
 REPRESENTANTE CNEE

RETIRO.	FECHA:	HORA:
----------------	---------------	--------------

DATOS DEL MEDIDOR DE ENERGIA			
LECTURA FINAL:			
ENERGIA DEL PERIODO:			
CURVA ASIGNADA:			

OBSERVACIONES DE RETIRO			

FIRMA: _____
 NOMBRE: _____
 REPRESENTANTE DISTRIBUIDOR

FIRMA: _____
 NOMBRE: _____
 REPRESENTANTE CNEE

PARA CADA UNO DE LOS PUNTOS MEDIDOS, SE LE DEBE ENTREGAR UNA COPIA LLENA DE ESTE FORMATO, AL REPRESENTANTE DE LA CNEE, SI LO HAY, O ENVIARLO JUNTO A LA CNEE.

**ANEXO 3
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD
DEL PRODUCTO TECNICO**

DISTORSION ARMONICA

Con el propósito de que la CNEE pueda efectuar un adecuado seguimiento y control de la calidad del Producto Técnico para DISTORSION ARMONICA EN TENSION Y CORRIENTE, el Distribuidor debe cumplir con enviar la información según la características que a continuación se describen.

1. ETIQUETA DE IDENTIFICACION:

El diskette o disco compacto, debe ser identificado con un rótulo que contenga la siguiente información:

- NOMBRE DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
- REPORTE DE: DISTORSION ARMONICA EN LA TENSION
DISTORSION ARMONICA EN LA CORRIENTE
- MES Y AÑO REPORTADO
- FECHA DE ENTREGA

2. TIPOS DE ARCHIVO QUE SE RECIBIRÁN:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones mas recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

3. INFORMACION MENSUAL:

Entrega mensual, por correo electrónico, diskette o disco compacto, de los reportes requeridos, conforme el formato que aparece a continuación tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para los FORMATOS DE LAS MEDICIONES DE DISTORSION ARMONICA EN LA TENSION Y DISTORSION ARMONICA EN LA CORRIENTE.

Entrega del registro de todas las mediciones de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las mediciones en los tres grupos siguientes:

- Primera medición.
- Nueva medición.
- Reclamos.

3.1 NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

- Posición 1 = **A**, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
 B, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
 C, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
- D, E, F, G, ...** Literales que se asignará a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.
- Posiciones 2 y 3 = **AT**, Distorsión Armónica en la Tensión *
 = **AI**, Distorsión Armónica en la Corriente *
- Posición 4 = **1**, Primera medición
 = **2, 3, ..., 9** para Nueva medición en el mismo punto
 = **0**, Medición por Reclamo

- Posición 5 = 1, Enero
 2, Febrero
 3, Marzo
 4, Abril
 5, Mayo
 6, Junio
 7, Julio
 8, Agosto
 9, Septiembre
 O, Octubre
 N, Noviembre
 D, Diciembre
- Posición 6 = 0, Año 2000, 1, año 2001, ..., 9 año 2009.
- Posiciones 7 y 8 = 01, ..., 99, Número de orden de medición de cada mes.
- XXX = Extensión del archivo

* Si a un usuario se le mide Distorsión Armónica en la Tensión y Distorsión Armónica en la Corriente, deben entregarse archivos separados para cada uno de los parámetros.

3.2 Formato del reporte MENSUAL de Puntos de Medición para DISTORSION ARMONICA EN LA TENSION.

Esta información debe ser enviada a la CNEE con tres meses antes del inicio de cada mes para que las mediciones puedan ser coordinadas con el representante designado por la CNEE, o modificadas como se indica en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Dirección	Texto	50		Dirección del Suministro
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Nom_Archi	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio de la medición
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización de la medición
Curva	Numérico	2	Entero	Curva típica asignada al Suministro

3.3 NUEVAS MEDICIONES. Para cada punto que resulte sujeto al pago de indemnización por Distorsión Armónica en la Tensión o distorsión Armónica en la Corriente, y se realicen Nuevas Mediciones para determinar si se ha corregido el problema, el nombre del archivo debe modificarse únicamente el la POSICION 3, INDICANDO LA NUEVA MEDICION CON 2, 3, ..., y mantener los mismos números en las POSICIONES 6, 7 Y 8, que corresponden a la primera medición.

3.4 MEDICIONES VALIDAS. Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, establecen que el tiempo mínimo para el Período de Medición es de siete días, lo cual representa 672 registros; sin embargo, se aceptarán mediciones cuyos períodos de medición tengan como mínimo 576 registros con lecturas válidas. Debe quedar claro que esto no significa que pueden realizarse mediciones con Período de Medición menores de siete días, sino que al haber cumplido con que el equipo esté instalado durante el mínimo de siete días significa que algunos de los valores correspondientes a los 762 registros, resultan ser no válidos por diversas causas. Si el equipo contiene menos de 576 registros válidos, la medición de ese punto no es válida y deberá repetirse la medición.

3.5 Formato del reporte MENSUAL de DISTORSION ARMONICA EN LA TENSION, USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_AT	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Armónicos en Tensión

3.6 Formato del reporte MENSUAL de DISTORSION ARMONICA EN LA CORRIENTE. USUARIOS CON OBLIGACION DE PAGAR INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_AI	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Armónicos en Corriente

**ANEXO 4
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD
DEL PRODUCTO TECNICO**

FLICKER

Con el propósito de que la CNEE pueda efectuar un adecuado seguimiento y control de la calidad del Producto Técnico para FLICKER EN TENSION Y CORRIENTE, el Distribuidor debe cumplir con enviar la información según la características que a continuación se describen.

1. ETIQUETA DE IDENTIFICACION:

El diskette o disco compacto, debe ser identificado con un rótulo que contenga la siguiente información:

- NOMBRE DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
- REPORTE DE: FLICKER EN LA TENSION
FLICKER EN LA CORRIENTE
- MES Y AÑO REPORTADO
- FECHA DE ENTREGA

2. TIPOS DE ARCHIVO QUE SE RECIBIRÁN:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones mas recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

3. INFORMACION MENSUAL:

Entrega mensual, por correo electrónico, en diskette o disco compacto, de los reportes requeridos, conforme el formato que aparece a continuación tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para los FORMATOS DE LAS MEDICIONES DE FLICKER EN LA TENSION Y EL FLICKER GENERADO POR EL USUARIO.

Entrega del registro de todas las mediciones de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las mediciones en los tres grupos siguientes:

- Primera medición.
- Nueva medición.
- Reclamos.

3.1 NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

- Posición 1 = **A**, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
- = **B**, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
- = **C**, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
- D, E, F, G, ...** Literales que se asignará a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.
- Posiciones 2 y 3 = **FT**, Flicker en la Tensión *

- = **FU**, Flicker en la Generado por el Usuario *
- Posición 4 = **1**, Primera medición
 - = **2, 3, ..., 9** para Nueva medición en el mismo punto
 - = **0**, Medición por Reclamo
- Posición 5 = **1**, Enero
 - 2**, Febrero
 - 3**, Marzo
 - 4**, Abril
 - 5**, Mayo
 - 6**, Junio
 - 7**, Julio
 - 8**, Agosto
 - 9**, Septiembre
 - O**, Octubre
 - N**, Noviembre
 - D**, Diciembre
- Posición 6 = **0**, Año 2000, **1**, año 2001, ..., **9** año 2009.
- Posiciones 7 y 8 = **01**, ..., **99**, Número de orden de medición de cada mes.
- XXX = Extensión del archivo

* Si a un usuario se le mide Flicker en la Tensión y Flicker generador por él, deben entregarse archivos separados para cada uno de los parámetros.

3.2 Formato del reporte MENSUAL de Puntos de Medición para FLICKER EN LA TENSION y FLICKER GENERADO POR EL USUARIO.

Esta información debe ser enviada a la CNEE con tres meses antes del inicio de cada mes para que las mediciones puedan ser coordinadas con el representante designado por la CNEE, o modificadas como se indica en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Dirección	Texto	50		Dirección del Suministro
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Nom_Archi	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio de la medición
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización de la medición
Curva	Numérico	2	Entero	Curva típica asignada al Suministro

3.3 NUEVAS MEDICIONES. Para cada punto que resulte sujeto al pago de indemnización por Flicker, y se realicen Nuevas Mediciones para determinar si se ha corregido el problema, el nombre del archivo debe modificarse únicamente el la POSICION 3, INDICANDO LA NUEVA MEDICION CON 2, 3, ..., y mantener los mismos números en las POSICIONES 6, 7 Y 8, que corresponden a la primera medición.

3.4 MEDICIONES VALIDAS. Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, establecen que el tiempo mínimo para el Período de Medición es de siete días, lo cual representa 672 registros; sin embargo, se aceptarán mediciones cuyos períodos de medición tengan como mínimo 576 registros con lecturas válidas. Debe quedar claro que esto no significa que pueden realizarse mediciones con Período de Medición menores de siete días, sino que al haber cumplido con que el equipo esté instalado durante el mínimo de siete días significa que algunos de los valores correspondientes a los 762 registros, resultar ser no válidos por diversas causas. Si el equipo contiene menos de 576 registros válidos, la medición de ese punto no es válida y deberá repetirse la medición.

3.5 Formato del reporte MENSUAL de FLICKER EN LA TENSION. USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario

Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_FT	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Flicker en la Tensión

3.6 Formato del reporte MENSUAL de FLICKER ORIGINADO POR EL USUARIO. USUARIOS CON OBLIGACION DE PAGAR INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_FU	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Flicker originado por el Usuario

Artículo 2. La interpretación de los aspectos relacionadas con el control de la calidad de la energía eléctrica, incluidos o no en la presente Resolución, es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 3. La presente Resolución entra en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dado en las oficinas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a los veintiséis días del mes de noviembre de mil novecientos noventa y nueve.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
RESOLUCION CNEE-88-2001**

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96, del Congreso de la República, en concordancia con el artículo 78, del Reglamento de la referida ley, preceptúa que entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 33 y 38, de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, contenidas en la Resolución CNEE-09-99, establecen que las mediciones de armónicas y Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición y que de los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición se determinará si es necesaria alguna modificación en la medición de estos parámetros; así mismo, el artículo 8, de las mismas normas establece que durante la Etapa de Régimen se inicia la aplicación de indemnizaciones, sanción o multa por incumplimiento a las tolerancias admisibles.

CONSIDERANDO:

Que se tuvo a la vista el dictamen emitido con fecha doce de octubre del año en curso por la Gerencia de Normas y Control, de esta Comisión en el cual se indica que con la derogatoria de la resolución CNEE-13-98, que contenía las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se originó un atraso en el inicio de las mediciones de la Distorsión Armónica y el Flicker, en virtud que ésta estipulaba una forma distinta del inicio de las mismas, habiéndose iniciado hasta la Etapa de Régimen, por lo que al iniciar el mes trece de esta Etapa, solo se tiene un año de mediciones las cuales son insuficientes para decidir sobre el efecto de estas perturbaciones sobre el Sistema Nacional Interconectado, razón por la cual se recomienda extender el tiempo de las mediciones por un año más, plazo dentro del cual los resultados de las mediciones no estén sujetos indemnizaciones o sanciones; sin embargo, si debe sancionarse la omisión de las mediciones.

POR TANTO

Con fundamento en lo considerado, normas citadas y en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE

1. Extender por un año mas, el plazo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, durante el cual las empresas de distribución y transporte realizarán mediciones de Distorsión Armónica, en tensión y corriente, y Flicker, cuyos resultados no estarán sujetos al pago de indemnizaciones o sanciones, lo cual no exime de la aplicación de sanciones por incumplimiento en la ejecución de las mediciones.
 2. El plazo que por este acto se otorga concluirá para las empresas de Distribución el mes veinticuatro (24) de la Etapa de Régimen señalada en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y para las empresas de Transporte el mes doce (12) de iniciada la cuarta etapa a que se refieren las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones;
 3. Que las empresas distribuidoras, quedan obligadas a dar aviso, por escrito a los usuarios con copia a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de los resultados de las mediciones, ya sea que éstas se encuentren o no dentro de los límites admisibles de las tolerancias correspondientes a cada parámetro.
 4. Que en caso que los resultados de las mediciones estén fuera de las tolerancias admisibles, las empresas distribuidoras, las empresas transportistas o los usuarios, deberán realizar las inversiones necesarias para evitar las perturbaciones causadas al sistema de distribución o transmisión, según corresponda.
 5. Notifíquese y publíquese.
- Dada en la ciudad de Guatemala, a los 17 días de octubre de dos mil uno.

RESOLUCION CNEE-56-2003

Guatemala, 24 de junio de 2003

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República, en concordancia con el artículo 78, del Reglamento de la referida ley, preceptúa que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 33, 38, 43 y 47 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, contenidas en la Resolución CNEE-09-99, establecen que las mediciones de armónicos y flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición y que de los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición se determinará si es necesaria alguna modificación en la medición de estos parámetros y el artículo 8 de las mismas normas establece que a partir del treceavo mes de la Etapa de Régimen se inicia la aplicación de indemnizaciones, por incumplimiento a las tolerancias admisibles.

CONSIDERANDO:

Que de la aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución; en lo que se refiere a las mediciones de la Distorsión Armónica y el Flicker, se han obtenido resultados donde se muestra que el efecto de estas perturbaciones, sobre el Sistema Nacional Interconectado, ameritan extender el plazo dentro del cual los resultados de las mediciones no estén sujetos a las disposiciones contenidas en los artículos 34, 39, 44 y 48 de las referidas normas; sin embargo, dicha extensión del plazo no debe eximir la aplicación de sanciones en caso de omisión de las mediciones.

POR TANTO

Con fundamento en lo considerado, normas citadas y en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

- I) Extender el plazo durante el cual los resultados de las empresas de distribución y transporte, que se deriven de las mediciones de Distorsión Armónica, en tensión y corriente, así como de flicker, no estarán sujetos a las disposiciones contenidas en los artículos 34, 39, 44 y 48 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y en los artículos 27, 30, 37 y 40 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.
- II) Lo dispuesto en el numeral anterior no exime a las entidades distribuidoras y transportistas a cumplir con la realización de las mediciones, ni de las sanciones en caso de omisión de las mediciones
- III) Cuando se considere que en algún punto de conexión, sea en la red de transporte o de distribución, se está suministrando mala calidad del servicio de energía por efecto de armónicos o Flicker, a solicitud de un distribuidor, un transportista, un usuario o de la propia CNEE, se procederá a solicitar al distribuidor o transportista que programe la medición de dicho punto o se modifique el programa ya propuesto a fin de obtener los resultados que tendrán como consecuencia lo indicado en los numerales siguientes.
- IV) En el caso que el usuario, el participante, el distribuidor o el transportista, se encuentre fuera de las tolerancias establecidas, tendrá un plazo máximo de tres meses para efectuar un estudio de calidad de la energía eléctrica, que incluya, como mínimo, los parámetros de calidad de producto técnico establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución o en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, y bajo los requerimientos de estas normas, con la finalidad de encontrar qué equipos son los que están causando la mala calidad a efecto de determinar las acciones necesarias para su corrección. Deberá entregarse a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica copia del informe del estudio y dos juegos de archivos de la medición, uno sin procesar y el otro en formato de texto. El plazo de tres meses se contará así: a) Para el usuario y el participante, a partir del día siguiente de notificarle el resultado de la medición y b) Para el

- distribuidor y el transportista, a partir del primer día del mes siguiente al mes en que se efectuó la medición.
- V) Dentro del mismo plazo anterior, se informará a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de las acciones que se tomarán para corregir las deficiencias, incluyendo, según corresponda, la adecuación de las instalaciones o el cronograma para solicitar la presentación de ofertas, adjudicación, compra de equipos, en el caso de que la adquisición de equipos sea necesaria.
 - VI) Dentro de los diez días siguientes a la adjudicación de los equipos, en caso sean necesarios, se procederá a informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de la fecha de entrega, instalación y puesta en servicio de los equipos.
 - VII) Luego de la puesta en servicio de los equipos, el involucrado efectuará una nueva medición de calidad de la energía eléctrica y deberá entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, una copia del informe del estudio y dos juegos de los archivos de la medición, uno sin procesar y el otro en formato de texto, para verificar que el problema ha sido corregido. De no quedar corregido el problema, deberá procederse como lo indique el estudio, informando a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quien determinará lo que procede.
 - VIII) En caso de incumplimiento de la presente resolución, se aplicarán las sanciones correspondientes tomándose en consideración todos los elementos o pruebas que puedan ser presentadas o requeridas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
 - IX) La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada en la ciudad de Guatemala, el día veinticuatro de junio de dos mil tres.

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD COMERCIAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE 68-2001

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 del decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; así como emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 78, señala las normas técnicas que debe elaborar la Comisión estando dentro de ellas las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), otorgándole además a la Comisión la facultad de ampliar o emitir otras normas complementarias.

CONSIDERANDO:

Que tanto el artículo 51 de la Ley General de Electricidad como el 101 de su Reglamento, preceptúan que todo usuario tiene derecho a demandar el suministro de un servicio eléctrico de calidad, de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y su reglamento, recayendo en el Distribuidor la responsabilidad de prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica todos sus usuarios y Grandes Usuarios, ubicados en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, y cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el reglamento y en las normas técnicas que emita la Comisión.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fecha 7 de abril de mil novecientos noventa y nueve, emitió la Resolución número CNEE cero nueve guión noventa y nueve (CNEE-09-99), la cual contiene las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, Resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el día 11 de mayo de 1999; y, con fecha 26 de noviembre de 1999, por medio de la Resolución número CNEE cincuenta y uno guión noventa y nueve (CNEE-51-99), emitió los Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, Resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el día 22 de diciembre de 1999; y tomando en consideración la entrada en vigencia de la Etapa de Régimen para los Distribuidores, es imprescindible ampliar la metodología existente para el control de Calidad del Servicio Comercial, con el objeto de hacer viables los mecanismos de fiscalización, auditoría, control, recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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, y con base en lo considerado.

RESUELVE:

PRIMERO: Emitir la siguiente:

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**CAPÍTULO I
GENERALIDADES**

Artículo 1.Objeto. La presente Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial, tiene por

objeto viabilizar los mecanismos de fiscalización, auditoría, control, recepción y remisión de la información necesaria para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, en adelante indistintamente NTSD.

Artículo 2. Disposiciones generales. Para el control de la Calidad del Servicio Comercial la información será extraída directamente de la base de datos de los sistemas de gestión comercial del distribuidor, conforme lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Para poder determinar la calidad del servicio comercial, los distribuidores deberán contar con un sistema informático auditable, que registre todas las transacciones de gestión comercial con procedimientos confiables y homogéneos que permitan la facilidad de la captura y recopilación de la información, así:

a) El sistema referido deberá incluir como mínimo, información que permita individualizar e identificar plenamente al usuario, el tipo de servicio contratado, la identificación e historia de los medidores instalados para registrar sus consumos y su correspondiente estructura tarifaria.

b) Deberá contar, con la información mínima imprescindible para el seguimiento de la tramitación de las solicitudes de servicio y reclamos presentados por los usuarios incluyendo la numeración sucesiva, correlativa y automática de los trámites que se ingresan. Del mismo modo deberá contener información suficiente para el control del proceso de facturación.

c) Será responsabilidad del distribuidor la recopilación de la información, la elaboración de los índices y la determinación de las indemnizaciones. La CNEE fiscalizará todo el procedimiento tal como se describe en este documento.

d) La CNEE procederá a su vez, a recopilar información relativa a la calidad comercial que provengan de reclamos y denuncias recibidas en la CNEE, así como toda información que la Comisión considere conveniente.

e) El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por el distribuidor con la información adicional definida precedentemente.

f) La CNEE realizará auditorías aleatorias en los centros de procesamiento de información y locales de atención a los usuarios y podrá requerir información que estime necesaria para su control.

g) La CNEE validará los índices de calidad a partir de la información básica proporcionada por el distribuidor.

CAPÍTULO II CRITERIOS PARA EL PROCESO DE CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Artículo 3. Criterios de Extracción de Datos. El distribuidor deberá contar con un programa confiable, seguro y auditable, que permita la extracción directa y automática de los datos de su sistema de gestión comercial que conformarán la información a ser entregada a la CNEE

Para cada uno de los índices de Calidad del Servicio se deberán incluir todos los usuarios que correspondan, para cada una de las tarifas y períodos de facturación, así:

a. Datos Comerciales de los Usuarios

Se informará la totalidad de los usuarios activos al momento de extracción de la información con la totalidad de los datos requeridos con que se cuente en la base de datos del sistema.

b. Solicitudes de conexión de servicio o ampliaciones de potencia

Se informará la totalidad de solicitudes de conexión de servicio o ampliaciones de potencia:

- Ingresadas en el mes, pero que no fueron concretadas dentro del mismo.

- Concretadas en el mes, pero que fueron solicitadas con antelación al mismo.
- Ingresadas en el mes, y concretadas dentro del mismo.

c. Reconexiones

Se informará la totalidad de:

- Suspensiones de servicio realizadas en el mes por cualquier motivo comercial cuya reconexión no se efectuó dentro del mismo.
- Reconexiones de servicio concretadas en el mes, pero cuya suspensión por cualquier motivo comercial se produjo con antelación al mismo.
- Suspensiones de servicio realizadas en el mes por cualquier motivo comercial y cuya reconexión se produjo dentro del mismo.

d. Reclamos

Se informará la totalidad de reclamos por cualquier motivo:

- Abiertos en el mes, pero no resueltos dentro del mismo.
- Resueltos en el mes, pero abiertos en un período previo.
- Abiertos y resueltos dentro del mismo mes.

e. Indemnizaciones

Se informarán las indemnizaciones correspondientes a calidad del servicio comercial, producto técnico y servicio técnico acreditadas en la cuenta corriente de cada usuario en el mes en cuestión.

En caso de existir varios incumplimientos al mismo índice para un usuario determinado dentro del mismo mes deberá identificarse claramente la indemnización que corresponde a cada incumplimiento.

Artículo 4. Criterios para la determinación de los indicadores. De acuerdo con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución dentro de la Etapa de Régimen, con la información necesaria contenida en el sistema de gestión comercial de cada distribuidor, se deberá determinar la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor (indicadores globales) y la calidad de la Atención al Usuario (indicadores individuales). Para la determinación de los indicadores de calidad del Servicio Comercial y el cálculo de las indemnizaciones a los usuarios, se aplicarán los criterios siguientes:

a) Para la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor

1) Porcentaje de Reclamos o Quejas (R%)

Para el cálculo del indicador, se deberá considerar la totalidad de los reclamos o quejas de clientes recibidas por el distribuidor, informados en la tabla RECLAMOS.

2) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas (TPPR)

Para el cálculo del indicador, se deberán considerar la totalidad de los reclamos o quejas de clientes recibidas por el distribuidor, informados en la tabla RECLAMOS.

Se deberá calcular el tiempo total utilizado para la resolución de cada reclamo desde el momento en que éste fue presentado hasta la fecha de solución del mismo conforme lo indicado en el campo Fecha Solución de la tabla referida; si el reclamo hubiera generado en la facturación del usuario una rectificación, indemnización por daños o la emisión de una orden de reparación o reposición del equipo o aparato dañado, o si por el contrario, se resolviere sin lugar el reclamo se deberá considerar la fecha de notificación al usuario de la respuesta a su reclamo o queja.

“3) Falta de Notificación de Interrupciones Programadas (FNIP): (Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CNEE-117-2004)

Se deberán considerar para el cálculo del indicador la totalidad de las interrupciones programadas informadas en la tabla de interrupciones de la Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico y la información a los usuarios sobre las mismas de acuerdo a lo informado en la tabla InterrProgramadas.

Dentro de los 5 días posteriores de publicada en el Diario de mayor circulación y difundida en medios masivos de comunicación tales como radio, cable etc. la información a los usuarios de la zona que vaya a ser afectada por una interrupción programada, el distribuidor deberá remitir a la CNEE la constancia de haber efectuado tanto las publicaciones como la difusión por otros medios, entendiéndose que como mínimo deberá hacerse en prensa y en medio radial. Para efectos de publicación en medios impresos, el distribuidor deberá utilizar únicamente el siguiente formato, respetando los apartados en él indicados y los textos consignados en el mismo:

No. Correlativo de Publicación: (xx-Año)						
IDENTIFICACIÓN Y LOGOTIPO DE LA EMPRESA RESPONSABLE DEL DESCARGO						
<u>"AVISO DE SUSPENSIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA"</u>						
(INCLUIR AQUÍ EL MOTIVO DE LAS SUSPENSIONES)						
Incluir aquí el Teléfono de Atención al Usuario						
Detalle del (los) descargo (s)						
No.	Departamento	Lugares Afectados	Fecha y Dia de Suspensión	Hora Inicio	Hora Fin	Sub-estación y/o línea afectada
<p>ESTA SUSPENSIÓN NO AUTORIZA A INSTITUCIONES Y/O PERSONAS AJENAS A LA DISTRIBUIDORA PARA REALIZAR TRABAJOS EN LAS LÍNEAS AFECTADAS POR LAS INTERRUPCIONES</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 5px 0;"> <p style="text-align: center;"><i>(La inclusión del siguiente texto es de carácter obligatorio)</i></p> <p>Las localidades mencionadas serán afectadas únicamente dentro de los horarios que se indican en la tabla anterior. Cualquier modificación a dichos horarios deberá ser notificada al Teléfono de atención al usuario indicado en el encabezado de esta publicación, en donde le deberán de proporcionar su NÚMERO DE RECLAMO el cual le será útil para que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica pueda darle seguimiento a su queja.</p> <p>Base Legal: linciso d), Art. 64 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y en el Numeral 4, Art.11 del Reglamento de Reclamos emitidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica</p> </div>						

Para las publicaciones en medios tales como radio, televisión local, pregones, etc, el mensaje deberá incluir como mínimo el siguiente contenido:

- Iniciar con la siguiente expresión: En cumplimiento de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y del Reglamento de Reclamos y Quejas emitidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Nombre de la empresa distribuidora.
- Aviso de Interrupción del Servicio de Energía Eléctrica.
- Causas por las cuales se interrumpirá el servicio (mantenimiento, ampliación, reparación, etc.).
- Departamentos, municipios, aldeas, etc., en donde el servicio se interrumpirá.
- Fecha (s), de ocurrencia de las interrupciones.
- Horas de inicio y final de las interrupciones del servicio.
- Número telefónico de atención de la empresa distribuidora responsable de las interrupciones.
- No autorización a personas ajenas a la distribuidora responsable de las interrupción para realizar trabajos en la red durante la duración de dichas interrupciones.
- Inclusión obligatoria del siguiente enunciado:

Las localidades mencionadas serán afectadas únicamente dentro de los horarios que se indicaron anteriormente. Cualquier violación a dichos horarios deberá ser notificada al Teléfono xxx-xxxx (Número telefónico de atención al usuario de la distribuidora), en donde le deberán de proporcionar su NÚMERO DE RECLAMO el cual le será útil para que la CNEE pueda darle seguimiento a su queja.

*Adicionalmente, las distribuidoras deberán de remitir a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica sus PLANES DE TRABAJOS PROGRAMADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN con **antelación de un mes mas una semana previo al inicio de cada mes.** Para el efecto deberán atenderse los siguientes requisitos:*

- *Información de la totalidad de trabajos programadas con o sin pérdida de mercado.*
- *Para los casos que impliquen pérdida de mercado (interrupción programada), deberán remitirse a CNEE las publicaciones de dichos trabajos en el formato que se enviará a los medios impresos, cumpliendo con las especificaciones indicadas anteriormente. Estos envíos deberán efectuarse con anticipación a su publicación en los medios contratados.*
- *Envío mensual de las imágenes digitalizadas (“escaneo”), de cada una de las publicaciones de interrupciones programadas, efectuadas en los diarios empleados para el efecto por las distribuidoras. Para dar cumplimiento a lo indicado anteriormente se requiere digitalizar (“escanear”), la página completa donde se efectuó la publicación, de manera que sea visible la fecha de publicación y el número de página.*

Adicionalmente a las publicaciones en medios impresos, radiales y de otro tipo, las distribuidoras deberán notificar oficialmente sobre la ocurrencia de interrupciones programadas a los Gobernadores Departamentales, Alcaldes y Hospitales Nacionales de las localidades afectadas con el mismo plazo mínimo de 48 horas de anticipación a la ocurrencia de dichas interrupciones estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Normativa emitida por CNEE.

Se prohíbe a las distribuidora realizar interrupciones programadas del servicio durante la celebración de ferias patronales de las localidades del país y días festivos tales como Semana Santa, Navidad y Año Nuevo, etc.”

b) Calidad de la Atención al Usuario

1) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia

Se deberá calcular el tiempo empleado para completar la conexión del servicio desde la fecha de pago del derecho hasta la efectiva conexión. En caso de no contarse con la fecha del pago, se tomará para los fines del cálculo del plazo, la fecha de la solicitud.

En caso que la solicitud se encuentre en trámite y el sistema no haya asignado, el correspondiente IDUsuario, al momento de cierre del período que se está informando, el distribuidor deberá informar el trámite con ese campo en blanco y completo el campo Nro. de solicitud. En el informe del mes siguiente se

deberá indicar para ese número de solicitud, la finalización del trámite y la identificación del usuario (IDUsuario).

En caso de no contar con el dato “ModificaciónRed” se considerará como sin modificación.

2) Reconexiones

Se deberán clasificar las suspensiones de servicio de acuerdo a los distintos motivos que la originaron y calcular los tiempos de reconexión de cada una, contando desde el momento en que el usuario subsanó la causal que motivó la suspensión. Cuando se determine que la causa de la suspensión es imputable al distribuidor, debe reportarse de igual manera.

En todos los casos de suspensiones motivadas por falta de pago de dos o más facturas o por causas imputables al distribuidor, cuyo plazo de reconexión haya superado el límite establecido en las NTSD, se calculará la indemnización correspondiente.

3) Facturación Errónea

Se deberán considerar para el cálculo del indicador la totalidad de los reclamos o quejas de clientes recibidas por el distribuidor, que resulten procedentes y cuyo motivo sea posible error de facturación incluyendo la lectura de los medidores, informados en la tabla RECLAMOS, así:

3.1) A tal fin la tabla de códigos de motivos de reclamos que presente el distribuidor, deberá contener una clasificación que permita identificar rápidamente cada código de reclamo utilizado por el distribuidor con el correspondiente de la tabla MotivoReclamo de modo de encuadrar correctamente los casos que corresponde a este indicador.

3.2) Se deberá calcular el tiempo total de resolución del reclamo, considerado desde el momento en que éste fue presentado ante la distribuidora hasta la fecha de su solución definitiva (fecha de emisión de la factura rectificadora), Campo FechaSolución de la tabla RECLAMOS o notificación al usuario de la solución de su reclamo, FechaNotifUsuario de la misma tabla, si no amerita rectificación o modificación de factura.

3.3) A efectos de determinar los plazos de solución de los reclamos, conforme lo establecido en las NTSD, se considerará la facturación siguiente a los 15 días posteriores a la fecha de recepción del reclamo.

3.4) En caso de detectarse errores de facturación masivos la distribuidora deberá informar a la CNEE dentro de las 48 hrs. de detectado el error, indicando como mínimo la fecha del suceso, la fecha de la detección, la cantidad de usuarios afectados, las causas del error y el origen de la detección.

c) Incumplimientos por Causales de Fuerza Mayor

En el cómputo de los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, se considerarán todos los casos informados por el distribuidor para cada uno de los indicadores, salvo los incumplimientos que sean aceptados por la CNEE como originados en causales de Fuerza Mayor.

Los casos de Fuerza Mayor serán calificados por la CNEE.

Se considerarán causas ajenas a la responsabilidad del distribuidor aquellas que impidan la normal ejecución de las tareas por parte de la distribuidora dentro del plazo legalmente establecido y que tengan su origen en un incumplimiento o falta de la colaboración debida por parte del usuario o acto de terceros, ambos fehacientemente acreditados por parte del distribuidor. En caso de responsabilidad del usuario se considerará suspendido el plazo a partir de la fecha en que el distribuidor detecte la imposibilidad y hasta que el cliente informe que se ha subsanado la causa que la motivó, en caso de actos de terceros el distribuidor deberá acreditar que habiendo realizado todas las acciones a su alcance no pudo remover la causal de imposibilidad y el plazo se considerará suspendido hasta tanto se haya removido ésta.

Conjuntamente con la información mensual el distribuidor deberá informar a la CNEE todos los casos

habidos en el mes calendario anterior, y ofrecer todas las pruebas conducentes al encuadramiento bajo la figura de Fuerza Mayor o ausencia de responsabilidad del distribuidor, debiendo acompañar la documentación e identificando cada uno de ellos con una carátula que contenga la identificación del usuario, el número correlativo del trámite en cuestión, la causal invocada, una breve descripción de los hechos y un detalle de la documentación probatoria aportada, de acuerdo a lo previsto en el Capítulo III de la presente resolución, todo ello bajo apercibimiento de caducidad del derecho a ser eximidas de responsabilidad por dicha causal.

En el mismo acto, tratándose de personal de la propia distribuidora que hubiere tenido alguna intervención en los hechos, podrán presentar la declaración jurada testimonial del mismo, sin que ello impida que el declarante sea citado por la CNEE, cuando lo considere necesario para el esclarecimiento de los hechos, a ratificar o ampliar personalmente dicha declaración.

La CNEE pondrá en conocimiento del distribuidor los casos de rechazo de las causales de justificación invocadas y el distribuidor podrá, dentro de los diez días siguientes de notificada la resolución, presentar su descargo.

Los casos rechazados por la CNEE deberán incluirse en el cálculo de las indemnizaciones correspondientes al período.

d) Usuarios con antigüedad menor a un período de control

La estimación de la energía facturada durante el período de control a emplear por el distribuidor como base de cálculo para la determinación de la indemnización por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Comercial en lo referente a Reconexiones prestado a usuarios con una antigüedad inferior a un período de control, será definida en función del consumo habido, proyectado para un período de control.

e) Sistema informático - Aprobación - Modificaciones posteriores

El distribuidor dentro del plazo que oportunamente establezca la CNEE deberá presentar la documentación (versión definitiva) del sistema informático implementado para la extracción de datos del sistema de gestión comercial a ser remitidos a la CNEE para el control, fiscalización y auditoría de la calidad del servicio comercial.

Las modificaciones que se realicen posteriormente tanto en su estructura como en sus funciones, deberán ser documentadas e informadas a la CNEE en el término de 10 días de efectuadas las mismas.

Artículo 5. Precisión del Consumo de Energía

De acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución la distribuidora deberá presentar a la Comisión el plan de muestreo basado en lotes de medidores de similares características en forma semestral, indicando los criterios de selección utilizados.

Si se supera el 5% de medidores rechazados en un lote, informar a la CNEE si se ha procedido con la sustitución de todos los medidores del lote o las acciones que se han tomado.

“Artículo 6. Criterios para la Determinación de las Indemnizaciones a los Usuarios (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CNEE-117-2004)

a. Metodología de cálculo y acreditación de sanciones

Oportunamente la CNEE informará al Distribuidor el valor del 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 período de control que se esté evaluando, que deberá ser empleado por éste en los cálculos de las eventuales indemnizaciones durante el semestre en cuestión.

El cálculo de las indemnizaciones que correspondan se realizará en base a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Calculadas las indemnizaciones que correspondieran, las mismas serán acreditadas directamente por el distribuidor a los usuarios afectados en la primera facturación que se emita posterior al cierre del mes en que se produjo el incumplimiento.

En caso de indicadores globales se acreditarán a los usuarios las indemnizaciones correspondientes en la primera facturación que se emita posterior al cierre del semestre de control en que se produjo el incumplimiento.

En los casos en que el distribuidor haya presentado alguna causal de justificación del incumplimiento, la indemnización correspondiente deberá acreditarse al/los usuarios afectados en la primer facturación posterior a la notificación del rechazo de la CNEE a la causal de justificación invocada.

La CNEE controlará la acreditación correcta del monto de las indemnizaciones que el distribuidor deberá abonar a los usuarios por exceder los valores de los índices de calidad permitidos.

En caso de no contarse con el dato “IncumpJustificado” se considerará como caso no justificado.

b. Información de las Indemnizaciones a los Usuarios

Al momento de acreditar la indemnización por incumplimiento a los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, el distribuidor deberá notificar al usuario los indicadores cuyo incumplimiento dio origen a cada sanción en el mes de control.

Dicha información se notificará directamente en la factura identificando la indemnización abonada con la siguiente frase: “Indemnización al usuario en cumplimiento a resolución CNEE-09-99.”

Para los fines de su autorización, el Distribuidor, dentro del plazo que oportunamente le establezca la CNEE, deberá comunicarle la modalidad y el texto a utilizar para el cumplimiento de lo establecido en el presente punto. “

CAPÍTULO III CARACTERÍSTICAS DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Artículo 7. Información a remitir por el Distribuidor a la CNEE: (Modificado por el Artículo 3 de la Resolución CNEE-117-2004 y a la vez este fue modificado por el Artículo 1 de la Resolución CNEE 91-2008)

- i. Se modifica la referencia de los artículos mencionados,
- ii. En el **inciso a)** se adicionan los códigos de las Empresas Eléctricas Municipales;
- iii. En el **inciso b)** se adiciona el nombre de la tabla que contiene los periodos de control a reportar
- iv. En el **inciso c)** se denomina la tabla que contiene los nombres de TABLAS a reportar así mismo se modifica el nombre de la tabla de RECLAMOS y se adicionan los nombres de las tablas RUTA_LECTURA, FACTURACION_ERRONEA, MEDICION y NO_ACCESO_A_LA_MEDICION.

a. Formato y Medio de Remisión

Para los fines del seguimiento, fiscalización, auditoría y control que efectuará la CNEE para verificar el cumplimiento de las obligaciones del distribuidor, éste deberá remitir la siguiente información, organizada en tablas con los formatos que se encuentran detallados en el Artículo 2¹ de la presente Resolución.

Las tablas deberán remitirse a la CNEE por vía informática y el distribuidor deberá coordinar con la CNEE la acción de envío y recepción, tomando en cuenta para el efecto la codificación indicada a continuación:

¹ El Artículo 2 que se menciona se refiere al Artículo 2 de la Resolución CNEE 91-2008, el cual modificó el artículo 4 de la Resolución CNEE-117-2004, el cual a su vez modificó el Artículo 8 de la Resolución CNEE 68-2001

1 2 3 4 5_NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1 - Identificación del Distribuidor

- A: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
- B: Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
- C: Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
- D: Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa
- E: Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, Zacapa
- F: Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa
- G: Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa
- H: Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, Izabal
- I: Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso
- J: Empresa Eléctrica Municipal de Sayaxché, El Petén
- K: Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango
- L: Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu
- M: Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos
- N: Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango
- O: Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché
- P: Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango
- Q: Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, San Marcos
- R: Empresa Eléctrica Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, Playa Grande
- S: Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos
- T: Hidroeléctrica Patulul

De existir un nuevo distribuidor, este debe solicitar por escrito a la Comisión, la creación y autorización del Identificador.

Dígito 2 - Código de identificación de la Campaña

- C:** Calidad de Servicio Comercial

Dígito 3 y 4 - Código de identificación del Año de envío

- Dos últimos Dígitos del Año

Dígito 5 - Código de identificación del Mes de Envío

- El mes de envío, dependiendo de la campaña de control y tipo de tabla. 1 al 9, y O, N, D.

NOMBRETABLA: Denominación de las Tablas enviadas, definidas en el inciso c) del **Artículo 1²** de la presente Resolución.

En un plazo no mayor de sesenta (60) días a partir de la publicación de la presente Resolución, los distribuidores deberán presentar para su aprobación ante la Comisión las modificaciones a los formatos, tamaños y descripción de los campos correspondientes a cada tabla, acorde al modelo establecido para la remisión de información en la presente base metodológica.

b. Periodicidad

Dentro de los primeros diez días hábiles de cada mes, el distribuidor deberá remitir a la CNEE la siguiente información referida a lo ocurrido el mes calendario inmediato anterior. En el **Artículo 2³** de la presente Resolución se presentan los formatos de cada una de las tablas a presentar:

^{2, 3} El Artículo 1 y 2 que se menciona se refiere al Artículo 1 y 2 respectivamente, de la Resolución CNEE 91-2008, el cual modificó el artículo 4 de la Resolución CNEE-117-2004, el cual a su vez modificó el Artículo 8 de la Resolución CNEE 68-2001

- Información sobre indicadores de Calidad del Servicio Comercial del mes inmediato anterior de acuerdo a la modalidad y formatos establecidos en la presente metodología.
- Tabla de casos con invocación de causal de justificación que hubieran sido informadas con ajuste a lo indicado en el artículo 4 literal c) de la resolución CNEE-68-2001.
- Asimismo, deberá ofrecer a la CNEE todas las pruebas conducentes a la justificación de los incumplimientos habidos en el mes calendario anterior, acompañando la documentación e identificando cada una de ellas con sus correspondientes datos (adjunta a la tabla correspondiente indicada en el inciso h) del artículo 2 de la presente resolución), de acuerdo a lo indicado en el artículo 4 inciso c) de la resolución CNEE-68-2001.
- Los semestres de control se computarán del uno de enero hasta el treinta de junio y del uno de julio al treinta y uno de diciembre de cada año.
- Los datos de cada mes, deben informarse dentro de los primeros diez días hábiles del mes siguiente.
- Con base en el hecho de que los períodos de control corresponden a los semestres enero – junio y julio – diciembre, la tabla de DATOS_COMERCIALES y la tabla RUTA_LECTURA deberá remitirse a CNEE conteniendo la información correspondiente de acuerdo a la siguiente tabla.

TABLA: PERIODICIDAD

Semestre a reportar	Fecha de Corte de datos a reportar en tabla	Plazo de envío:
Enero – Junio	31 de enero	Dentro de los primeros 10 días hábiles del mes de febrero
Julio – Diciembre	31 de julio	Dentro de los primeros 10 días hábiles del mes de agosto*

c. Especificaciones generales

- Todas las tablas deben entregarse en archivo plano de texto, en formato ASCII (American Standard Code for Information Interchange).
- El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación mencionada anteriormente.
- El separador de campo utilizado en las tablas debe ser el tabulador (TAB).
- El separador decimal para un campo real debe ser el punto.
- Los campos reales deben informarse con dos decimales.
- En los campos numéricos no utilizar separador de miles, ni símbolos monetarios ni de ningún otro tipo.

- Todos los campos de las tablas solicitadas en la presente metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido. Si no se dispone información de alguno de los campos, se debe informar dicho campo con dato nulo (campo vacío). No se deberán completar campos con información por defecto cuando no se disponga del dato.
- Adicionalmente, a las tablas requeridas en esta metodología, CNEE podrá requerir al distribuidor en envíos paralelos o posteriores, información complementaria o ampliaciones en los aspectos de calidad que considere pertinentes.
- El formato para todas las fechas de todas las tablas debe ser: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss”, colocando hora, minuto y segundo cero cuando la hora no sea requerida.
- Para cada envío que realice el distribuidor deberá acompañar el mismo con un documento indicando para cada una de las tablas el número de registros informados.
- Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.
- La codificación establecida en la metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

Las tablas y su descripción general se presentan a continuación:

TABLA: NOMBRES DE TABLAS

NOMBRE TABLA	PERIODO	DESCRIPCION
DATOS_COMERCIALES	Semestral con actualización mensual	Tabla de usuarios conteniendo toda la información comercial del mismo
SOLICITUDES	Mensual	Tabla de solicitudes de conexión de servicio o aumento de potencia. En caso de no contar con el dato “ModificaciónRed” se considerará como sin modificación
RECONEXIONES	Mensual	Tabla de reconexiones de servicio
RECLAMOS_ QUEJAS	Mensual	Tabla de reclamos y quejas
INTERR_PROGRAMADAS	Mensual	Tabla de notificación de interrupciones programadas
INDEMNIZACIONES	Mensual	Tabla de indemnizaciones abonadas a los usuarios
PLANES_FACTURACION	Mensual	Tabla de planes de facturación
RUTAS_LECTURA	Semestral	Tabla de rutas de lecturas realizada por el distribuidor
RECLAMOS_POR_FACTURACION	Mensual	Tabla de facturación errónea
JUSTIFICACIONES	Mensual	Tabla de casos de incumplimientos en los cuales se invoca causal de justificación
MEDICION	Mensual	Tabla de verificación del equipo de medición
NO_ACCESO_A_LA_MEDICION	Mensual	Tabla de usuarios a los cuales no se efectuó la toma de lectura por no tener acceso al equipo de medición

Artículo 8. Formatos de las Tablas de Información a Remitir por el Distribuidor: (Modificado por el Artículo 4 de la Resolución CNEE-117-2004 y a la vez este fue modificado por el Artículo 2 de la Resolución CNEE 91-2008)

- i. **TABLA DATOS COMERCIALES:** se modifica la descripción del campo **Tarifa**.
- ii. Se nombra la tabla “a.1 TABLA: CODIFICACION TARIFARIA” y se adiciona el campo TS y su

- descripción, y el campo AP así como su descripción.
- iii. **TABLA SOLICITUDES:** se adiciona la palabra hora a la descripción y tipo de los campos **FechaSolicitud, FechaPago y FechaConexion**
 - iv. **TABLA RECONEXIONES:** el campo **FechaSuspension** se sustituye por el campo **FechaCorte** y se modifica la descripción así como el tipo; el campo **MotivoSuspension** se sustituye por el campo **MotivoCorte** y su descripción; se modifica la descripción del campo **FechaPagoReconexion;** se sustituye la palabra suspensión por la palabra corte.
 - v. Se nombra la tabla “c.1 TABLA: MOTIVO CORTE”,
 - vi. Se sustituyen los motivos y la descripción que dieron origen a la suspensión del suministro: CI, AS y se elimina OT; se adiciona el motivo CR y su descripción.
 - vii. **TABLA RECLAMOS:** se modifica el nombre por “d. TABLA: RECLAMOS_ QUEJAS”; al campo **FechaReclamo** se modifica la descripción y tipo agregando la palabra hora; al campo **MotivoReclamo** se modifica la descripción de reclamo a reclamo o queja; al campo **FechaNotifUsuario** se modifica la descripción adicionando la palabra hora y modificando reclamo a reclamo o queja así mismo al tipo se le agrega la palabra hora; al campo **Procedente** se modifica la descripción reclamo a reclamo o queja; el campo **ViaReclamo** se modifica por **ModReclamo** así mismo se modifica la descripción y el tamaño del tipo; al campo **FechaDeteccion** se modifica la descripción adicionando la palabra hora y al tipo se le agrega la palabra hora; al campo **FechaNotifCNEE** se modifica la descripción adicionando la palabra y al tipo se le agrega la palabra hora, se suprime la llamada (*) párrafo donde se indica la vía del reclamo; se suprime la llamada (**) párrafo donde se describe que es reclamo procedente e improcedente; se suprime la llamada (***) párrafo donde se realizan aclaraciones del campo IncumJustificado.
 - viii. Se nombra la tabla “d.1 TABLA: MOTIVO RECLAMOS”.
 - ix. De los motivos de reclamos se modifica el motivo FE por IS, así como su descripción; se elimina el motivo DP así como su descripción; se modifica la descripción del motivo AP; se adiciona el motivo AM, CF, CS, NR, RI y su descripción.
 - x. Se adiciona la tabla “d.2 TABLA: MODALIDAD”
 - xi. **TABLA INTERR_PROGRAMADAS:** se adiciona el campo **Nombre** y su descripción así como el tipo; se modifica la descripción del campo **Tipolncumplimiento.**
 - xii. **TABLA INDEMNIZACIONES:** se adiciona el campo **NumFactura** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **NumExp** con su descripción y tipo.
 - xiii. La tabla que contiene los tipos de incumplimiento se sustituye por la tabla “f.1 TABLA: TIPO_INCUMPLIMIENTO”
 - xiv. **TABLA PLANES_FACTURACION:** se elimina el campo **PlanFacturacion;** se adiciona el campo **Ruta** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **Itinerario** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **Usuarios** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **Tipolmpresion** con su descripción y tipo; se adiciona el campo Medio con su descripción y tipo; se adiciona el campo **TipoLectura** con su descripción y tipo.
 - xv. Se adiciona la tabla “g.1 TABLA: RUTA_LECTURA”,
 - xvi. Se adiciona la tabla “g.2 TABLA: RECLAMOS_POR_FACTURACION”,
 - xvii. Se adiciona la tabla “g.3 TABLA: CAUSA”,
 - xviii. **TABLA JUSTIFICACIONES:** se eliminan los campos **ResolucionCNEE y ActuacionCNEE;** modifica la descripción del campo **TipoTramite.**
 - xix. Se agrega la tabla “h.1 TABLA: TIPO_TRAMITE”.
 - xx. **TABLA MEDICION:** se modifica la descripción del campo **Nro.Medidor;** se adiciona el campo **NroSerie** con su descripción y tipo; se adiciona el campo Campaña con su descripción y tipo; se adiciona el campo **Fecha** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **PEnc** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **Plnst** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **MedInstaladao** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **Codigo** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **Motivo** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **MarcaMedidorN** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **TipoMedidorN** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **NroSerieN** con su descripción y tipo; se adiciona el campo **AñoFabricacionN** con su descripción y tipo.
 - xxi. Se agrega la “j. TABLA: NO_ACCESO_A_LA_MEDICION”.

Las tablas quedan así:

a. TABLA: DATOS COMERCIALES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Tarifa	Tarifa correspondiente al usuario (tabla a.1)	Texto (5)
TipoRegistro	Indica si es un registro dado de alta, de baja o si tiene modificación en alguno de sus campos (A=Alta, B=Baja, M=Modificación)	Texto (1)
NroMedidor1	Nro. de medidor	Texto (30)
TipoMedidor1	Código de Identificación del tipo de medidor	Texto (20)
FechaColocacion1	Fecha de colocación de medidor	Fecha
NroMedidor2	Nro. de medidor 2	Texto (30)
TipoMedidor2	Código de Identificación del tipo de medidor 2	Texto (20)
FechaColocacion2	Fecha de colocación de medidor 2	Fecha
NroMedidor3	Nro. de medidor 3	Texto (30)
TipoMedidor3	Código de Identificación del tipo de medidor 3	Texto (20)
FechaColocacion3	Fecha de colocación de medidor 3	Fecha
Nombre	Nombre del usuario	Texto (50)
Calle	Calle	Texto (50)
Número	Número	Texto (10)
Piso	Piso	Texto (3)
Unidad	Unidad/Apartamento	Texto (5)
Telefono	Teléfono	Texto (10)
CodigoPostal	Código postal	Texto (6)
Departamento	Departamento	Texto (50)
Municipio	Municipio	Texto (50)
Aldea	Aldea	Texto (50)
Canton	Cantón o Barrio	Texto (50)
Caserío	Caserío	Texto (50)
Potencia	Potencia contratada	Decimal
PlanFacturacion	Plan de facturación que corresponde al usuario	Texto (30)

Esta tabla se enviará completa con todos los usuarios activos al momento de la extracción de los datos, al principio de cada semestre, juntamente con las correspondientes tablas mensuales. Debe tenerse en cuenta que en el campo “TipoRegistro” debe figurar la letra “A” (Alta de registros).

En los meses siguientes y hasta finalizar el semestre, **sólo deben enviarse** aquellos registros de usuarios que hayan sufrido alguna modificación en el mes informado (ya sea de alta, de baja o de modificación de algún dato).

Si en el mes analizado se incorporaron usuarios, se deberán colocar todos los datos que figuran en la tabla “DATOS_COMERCIALES”, y en el campo “TipoRegistro” la letra “A” de alta.

En el caso de una baja de usuario se dará el mismo tratamiento que para el alta, exceptuando el campo “TipoRegistro”, que llevará la letra “B”.

Para el caso de modificación se dará el mismo tratamiento que en los casos anteriores, colocando todos los datos del usuario con sus modificaciones incluidas, exceptuando el campo “TipoRegistro”, que llevará la letra “M”.

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

a.1 TABLA CODIFICACION TARIFARIA

TARIFA	DESCRIPCION
TS	Tarifa Social para Usuarios que están comprendidos dentro del rango de 0 a 300 kWh/mes
BTS	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda
BTDP	Tarifa con medición de demanda máxima con participación en la Punta para Usuarios conectados en baja tensión
BTDFP	Tarifa con medición de demanda máxima con baja participación en la punta para Usuarios conectados en baja tensión
BTH	Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta para Usuarios conectados en baja tensión
MTDP	Tarifa con medición de demanda máxima con participación en la Punta para Usuarios conectados en media tensión
MTDFP	Tarifa con medición de demanda máxima baja participación en la punta para Usuarios conectados en media tensión
MTH	Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta para Usuarios conectados en media tensión
AP	Usuarios de alumbrado público y alumbrado exterior particular

b. TABLA: SOLICITUDES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroSolicitud	Nº de solicitud de conexión o ampliación de potencia	Entero
ModificacionRed	Indica si hay o no modificación en la red (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
FechaSolicitud	Fecha y hora en que el usuario concretó la solicitud de la conexión del suministro	Fecha y hora
FechaPago	Fecha y hora en que el usuario abonó el derecho de conexión correspondiente	Fecha y hora
FechaConexion	Fecha y hora de puesta a disposición del cliente el suministro	Fecha y hora
NroOperacionCredito	Nro. de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)
IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)

c. TABLA: RECONEXIONES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
-------	-------------	------

NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN –NTSD-

IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
FechaCorte	Fecha y hora del corte del suministro	Fecha y hora
MotivoCorte	Motivo del corte (tabla c.1)	Texto (2)
FechaPagoReconexion	Fecha y hora de pago del monto que da derecho a la reconexión o notificación de la eliminación de la causa que originó el corte	Fecha y Hora
FechaReconexion	Fecha y hora fehaciente de reconexión	Fecha y Hora
PromedioConsumo	Promedio mensual de consumo real (en kWh) facturado de los últimos 6 (seis) meses	Decimal
NroOperacionCredito	Nro. de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)
IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)

El motivo que dio origen al corte del suministro deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación, conforme las causales establecidas en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad:

c.1 TABLA: MOTIVO CORTE

MOTIVO	DESCRIPCIÓN
FP	Falta de pago de al menos 2 facturas vencidas
CF	Consumo de energía fraudulento
AM	Alteración de los instrumentos de medición
CR	Corte sin razón

d. TABLA: RECLAMOS_QUEJAS

NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN –NTSD-

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	N° de identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroReclamo	N° de reclamo o queja	Texto (30)
NroLQ	Número de folio del Libro de Quejas	Texto (10)
FechaReclamo	Fecha y hora en que el usuario realizó el reclamo	Fecha y hora
MotivoReclamo	Causa que originó la realización del reclamo o queja por parte del usuario (tabla d.1)	Texto (2)
MontoReclamo	Monto de la facturación objeto del reclamo o queja (monto de las facturas)	Decimal
FechaNotifUsuario	Fecha y hora en que se notificó fehacientemente la resolución del reclamo o queja al usuario	Fecha y hora
FechaSolucion	Fecha y hora de emisión de la factura rectificada, o en la que se abone indemnización.	Fecha y hora
Procedente	Reclamo o queja Procedente (S=SI, N=NO) (*)	Texto (1)
ModReclamo	Modalidad mediante el cual se efectuó el reclamo o queja (tabla d.2)	Texto (2)
NroOperacionCredito	N° de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)
IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)
AfectacionError	Individual/Masivo (I/M)	Texto (1)
NroAfectados	Total de usuarios afectados por el error de facturación	Entero
MotivoError	Causas que originaron el error	Texto (250)
FechaDetección	Fecha y hora en que el distribuidor detectó el error	Fecha y hora
OrigenDeteccion	Origen de la detección de error (Controles internos del distribuidor/reclamos de clientes/otros) (D/R/O)	Texto (1)
FechaNotifCNEE	Fecha y hora de notificación del error a la CNEE	Fecha y hora
NroActuacionCNEE	N° asignado por la CNEE a la actuación por la que tramita el error de facturación masivo comunicado por el distribuidor	Texto (20)
FormaResolucion	Forma en que se resolvió el reclamo	Texto (250)

El campo MotivoReclamo se informará codificado por motivo de reclamo o queja del siguiente modo:

d.1 TABLA: MOTIVO RECLAMOS

MOTIVO	DESCRIPCION
AC	Atraso en la conexión
AM	Señalamiento alterar instrumentos de medición
AO	Mala atención en oficinas
AP	Alumbrado público
AR	Atraso en la reconexión
BV	Bajo voltaje
CA	Cobros altos
CF	Señalamiento consumo fraudulento
CS	No conexión del servicio
DA	Deficiente atención de llamadas de emergencia – atraso
DF	Cambio de nombre o dirección en factura
FC	Fallas del contador
FT	Falla de transformador
IS	Interrupciones en el servicio
IT	Inconformidad con tarifa
NA	No atienden llamadas de emergencia
NR	No proporciona número de reclamación
OC	Corte sin razón
OT	Otros motivos
RF	No recibe factura
RI	Cobro por reconexión injustificado

El distribuidor tendrá que ajustarse a la tabla anteriormente dispuesta, de no encontrarse en la misma el motivo que se requiere deberá de solicitar por escrito la creación y autorización correspondiente para su manejo e implementación.

(*) Se deberá considerar procedente todo reclamo o queja, cualquiera sea el motivo, fundado en fallas del servicio, errores o incumplimientos del distribuidor, o que tenga origen en información confusa o poco

comprensible brindada por el distribuidor, que lleve al usuario a considerar que se encuentra en alguna de las causales antes indicadas.

El campo ModReclamo se informará codificado de la manera siguiente:

d.2 TABLA: MODALIDAD

MODALIDAD	CODIGO	DESCRIPCION
Verbal	VT	Telefónico
Verbal	VP	Personal
Verbal	VQ	Libro de Quejas
Escrito	EN	Nota
Escrito	EC	Carta
Escrito	EM	Memorial
Escrito	EF	Fax
Escrito	EE	Correo electrónico
Escrito	EQ	Libro de Quejas
Escrito	EO	Otro

e. TABLA: INTERR_PROGRAMADAS

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDInter	Número de la Interrupción	Texto (50)
AreaAfectada	Área afectada por la interrupción programada	Texto (500)
DiaPublicacion	Fecha en que se publicó la información sobre la interrupción programada	Fecha
Medio	Medio en el cual se publicó la información sobre la interrupción programada	Texto (50)
Nombre	Nombre del medio en el cual se publicó la información sobre la interrupción programada	Texto (50)

f. TABLA: INDEMNIZACIONES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	No. de identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroOperCredito	Número de operación de crédito correspondiente a la imputación del monto total de la indemnización aplicada a la cuenta del cliente	Texto (20)
IndemAcreditada	Monto total de la indemnización acreditada, por incumplimiento	Decimal
TipIncumplimiento	Incumplimiento que dió origen a la indemnización (tabla f.1)	Texto (6)
FechaEmisionFactBonif	Fecha de emisión de la factura que refleja la indemnización al usuario	Fecha
NumFactura	Número de factura que refleja la indemnización del usuario	Texto (20)
NumExp	Número de expediente de CNEE que originó la indemnización, de no existir dejar el campo nulo	Texto (10)

El incumplimiento que dio origen a la indemnización, deberá indicarse conforme las causales establecidas en las NTSD, de acuerdo a la siguiente codificación:

f.1 TABLA: TIPO INCUMPLIMIENTO

TIPO INCUMPLIMIENTO	DESCRIPCION
IMRTI	Indemnización por mala regulación de tensión Individual, artículo 26 de las NTSD
IMRTG	Indemnización por mala regulación de tensión Global, artículo 26 de las NTSD
IDTI	Indemnización por desbalance de tensión Individual, artículo 30 de las NTSD
IDATI	Indemnización por distorsión armónica de tensión Individual, artículo 34 de las NTSD
IFTI	Indemnización por flicker en la tensión individual, artículo 39 de las NTSD
PDACCI	Penalización por distorsión armónica de la corriente de carga Individual, artículo 44 de las NTSD
PFGU	Penalización por flicker generado por el usuario, artículo 48 de las NTSD
PBFP	Penalización por bajo factor de potencia, artículo 51 de las NTSD
III	Indemnización por interrupciones Individual, artículo 58 de las NTSD
IIG	Indemnización por interrupciones Global, artículo 58 de las NTSD
ICNSMR	Indemnización por conexión nueva o ampliación de potencia sin modificación de la red, artículo 71 de las NTSD

ICNMR	Indemnización por conexión nueva o ampliación de potencia con modificación de la red, artículo 71 de las NTSD
IRCNX	Indemnización por reconexiones, artículo 71 de las NTSD
ICSR	Indemnización por corte sin razón, se calculará con base a la indemnización por reconexiones del artículo 71 de las NTSD
IFE	Indemnización por facturación errónea, artículo 71 de las NTSD
VPC	Variación de la potencia contratada (potencia utilizada en exceso), artículo 75 de las NTSD

g. TABLA PLANES_FACTURACION

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
Ruta	Número de ruta asignada para la toma de lectura	Texto (10)
Itinerario	Número de itinerario asignado para la toma da lectura	Texto (10)
Usuarios	Cantidad de usuarios contenidos en el itinerario	Texto (10)
FechaApertura	Fecha de apertura del ciclo de lectura	Fecha
FechaCierre	Fecha de cierre del ciclo de lectura	Fecha
FechaFacturacion	Fecha de emisión de facturación	Fecha
FechaEntregaFactura	Fecha de entrega de facturación	Fecha
TipoImpresion	Tipo impresión de facturación (IT impresión térmica – impresora portátil-; CO convencional, u Otros)	Texto (2)
Medio	Medio de entrega de la facturación (I inmediata – impresión portátil-, M mensajería, u Otros)	Texto (1)
TipoLectura	Forma como se efectúa la lectura: TP terminal portátil, TM teled medida, P personal, T teléfono, u Otros,	Texto (2)

La planificación de facturación debe contener la programación del mes calendario inmediato posterior al mes en que se reporta la actividad comercial. (Ej. Si se reporta el mes de enero la programación de facturación deberá corresponder al mes de marzo).

Observaciones:

- En caso de existir campos que posean valores codificados, el distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, constituida por dos campos (código y descripción).
- Los datos contenidos en todas las tablas correspondientes a un mismo período deberán ser generadas en el mismo momento independientemente de la oportunidad de envío de los archivos (La información contenida en los archivos deberá ser consistente en cada conjunto).

- La extracción de la información de las bases de datos de los distribuidores a remitir en las presentes tablas deberá estar implementada por medio de un proceso informático estandarizado auditable afín a los sistemas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

g.1 TABLA: RUTA _ LECTURA

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
Ruta	Número de ruta asignada para la toma de lectura (*)	Texto (10)
Itinerario	Número de itinerario asignado para la toma da lectura (*)	Texto (10)
Orden Lectura	Es el identificador asignado al orden en que se realiza la toma lectura en un itinerario (*)	
IdUsuario	Cantidad de usuarios contenidos en el itinerario	Texto (10)
NumMedidor	Número de identificación del medidor por parte del Distribuidor	
Marca	Marca del medidor	Texto(20)
Multiplicador	Factor o constante utilizado	
NombreUsuario	Nombre del usuario que aparece en el contrato	Texto (60)
TipoTarifa	Tarifa correspondiente al usuario (tabla a.1)	Texto(5)
PotenciaContratada	Potencia contratada por el usuario	Decimal(2)
FUltimaActualiz	Última fecha de actualización de la demanda	Fecha
Direccion	Dirección donde se encuentra instalado el suministro	Texto(100)
Localidad	Nombre de la Localidad (aldea, caserío, etc.) donde se encuentra instalado el suministro	Texto(50)
Municipio	Nombre del Municipio donde se encuentra instalado el suministro	Texto(50)
Departamento	Nombre del Departamento donde se encuentra instalado el suministro	Texto(50)
FUltimaLectura	Fecha de la última lectura tomada al medidor	Fecha
Lectura Kwh	Última lectura tomada Kwh.	Entero(8)
Lectura Kw	Última lectura tomada Kw	Entero(8)
Lectura Kvar	Última lectura tomada Kvar	Entero(8)
FactorPotencia	Último factor de potencia facturado	Decimal (2)
ConsumoAP	Último consumo facturado alumbrado publico	Entero(8)
ComentLector	Información proporcionada por el lector en su última lectura	Texto(100)

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la codificación tarifaria indicada en la Tabla a.1 Codificación Tarifaria

El distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, en cada envío debiendo informar motivos y cambios realizados así como la fecha de implementación, constituida por dos campos (código y descripción).

g.2 TABLA: RECLAMOS_POR_FACTURACION

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroReclamo	Nº de reclamo o queja	Texto (30)
NroLQ	Número de folio del Libro de Quejas	Texto (10)
FechaReclamo	Fecha y hora en que el usuario realizó el reclamo	Fecha y hora
MesReclamo	Mes y año reclamado por facturación errónea	Fecha
MontoReclamo	Monto de la facturación objeto del reclamo o queja (monto de las facturas)	Decimal
NroOperacionCredito	Nº de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)
NroFactura	Numero de la nueva factura emitida (refacturación)	Texto (25)
MontoRefac	Monto de la refacturación, (nueva factura)	Decimal
Procedente	Reclamo o queja Procedente (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Causa	Causa que origino la refacturación, tabla g.3	Texto(2)
IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)
MontoIndemnizacion	Monto de la indemnización por error en facturación	Decimal

El distribuidor debe incluir todos los reclamos o quejas relacionados con facturación así como la facturación errónea.

g.3 TABLA: CAUSAS

MOTIVO	DESCRIPCION
LE	Lectura errónea
EC	Estimación de consumos
MI	Medidor inaccesible
AC	Acumulación de consumos
NA	Suministro no dado de Alta
CM	Cambio de medidor

El distribuidor tendrá que ajustarse a la tabla anteriormente dispuesta, de no encontrarse en la misma la causa que se requiere deberá de solicitar por escrito la creación y autorización correspondiente para su manejo e implementación.

h. TABLA: JUSTIFICACIONES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
Mes	Mes al que corresponde el caso	Texto (2)
TipoTramite	Trámite realizado (tabla h.1)	Texto (6)
NroTramite	Nro. correlativo y secuencial que el sistema otorga para identificar y dar seguimiento al trámite	Texto (30)
IdUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Causal	Código de causa utilizado por el distribuidor (*)	Texto (10)
Detalle	Descripción del código	Texto (75)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (250)
Pinspeccion	Aporta formulario de inspección (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Pacta	Aporta Acta notarial (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Pformul	Aporta formulario de testimonio de personal(S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
PexposicionCivil	Aporta Exposición Civil ante Policía (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Poficios	Aporta Oficios (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
PCausaJudicial	Aporta copia de causa judicial (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)

El tipo de trámite a reportar será de acuerdo a la codificación indicada en h.1 tabla Tipo Trámite.

(*) El distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, constituida por dos campos (código y descripción).

h.1 TABLA. TIPO TRÁMITE

Trámite	DESCRIPCIÓN
CNXSMR	Conexión nueva sin modificación de red o ampliación de potencia
CNXCMR	Conexión nueva con modificación de red o ampliación de potencia
RCNX	Reconexión
FAC	Facturación
RCL	Reclamo

i. TABLA: MEDICION

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
LoteMedidor	Nro. De Lote asignado para el control de la precisión del medidor	Texto (20)
MuestraMedidor	Nro. de Muestra asignado para el control de la precisión del medidor	Texto (20)
NroMedidor	Número de identificación del medidor por parte del Distribuidor	Texto (15)
MarcaMedidor	Marca del medidor	Texto (20)
TipoMedidor	Tipo de Fabricación del medidor	Texto (20)

NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN –NTSD-

NroSerie	Número serie de Fabricación del medidor	Alfanumérico
AñoFabricacion	Año de Fabricación del medidor	Entero
ErrorBajaCarga	Error Obtenido en Baja Carga	Decimal
ErrorAltaCarga	Error Obtenido en Alta Carga	Decimal
Resultado	Resultado de la Verificación (A / R) (A = Aprobado / R = Rechazado)	Texto (1)
Campaña	Tipo de campaña (V= verificación, N= Servicios nuevos, R = cambio medidor)	Texto (1)
Fecha	Fecha que se realizó la campaña	Fecha
PEnc	Precinto encontrado	Texto (20)
PInst	Precinto instalado	Texto (20)
MedInstalado	Número de identificación por parte del distribuidor del nuevo medidor	Alfanumérico
Codigo	Código del motivo que origina el cambio de medidor (**)	Texto (5)
Motivo	Motivo que origina el cambio de medidor	Texto(10)
MarcaMedidorN	Marca del medidor nuevo	Texto (20)
TipoMedidorN	Tipo de medidor nuevo	Texto (20)
NroSerie N	Número de serie de Fabricación del medidor nuevo	Alfanumérico
AñoFabricacionN	Año de Fabricación del medidor nuevo	Entero

(**) El distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, constituida por dos campos (código y motivo).

j. TABLA: NO_ACCESO_A_LA_MEDICION

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Número de identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NoMedidor	Número de medidor	Texto (15)
FechaLectura	Fecha de lectura	Fecha
Dirección	Dirección del suministro	Texto (250)
Causa	Breve descripción porqué no se tomó lectura	Texto

Artículo 9. Las tablas de remisión y recepción de la información podrán ser modificadas por la Comisión, cuando lo estime pertinente, debiendo en todo caso notificarse con la anticipación debida a cada Distribuidor remitiéndole los nuevos anexos y formato de tablas para el cumplimiento de las disposiciones acá contenidas.

Artículo 10. La interpretación de la totalidad de los aspectos relacionados con el control de la calidad comercial del servicio de distribución de energía eléctrica, es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 11. Publicación y vigencia. La presente resolución deberá publicarse en el Diario de Centroamérica y cobra vigencia el día siguiente de su publicación.

Dada en la Ciudad de Guatemala el día nueve de agosto de 2001.

Ingeniero Sergio Velásquez
Secretario Ejecutivo.

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO DE LAS NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE 38-2003
Guatemala, 7 de abril de 2003
LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 del decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; así como emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 78, señala las normas técnicas que debe elaborar la Comisión estando dentro de ellas las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), otorgándole además a la Comisión la facultad de ampliar o emitir otras normas complementarias.

CONSIDERANDO:

Que tanto el artículo 51 de la Ley General de Electricidad como el 101 de su Reglamento, preceptúan que todo usuario tiene derecho a demandar el suministro de un servicio eléctrico de calidad, de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y su reglamento, recayendo en el Distribuidor la responsabilidad de prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica a todos sus usuarios y Grandes Usuarios ubicados dentro del área obligatoria de su zona de autorización, así como cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el reglamento y en las normas técnicas que emita la Comisión.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fecha siete de abril de mil novecientos noventa y nueve, emitió la Resolución número CNEE-09-99, la cual contiene las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el día once de mayo de mil novecientos noventa y nueve; con fecha veintiséis de noviembre de mil novecientos noventa y nueve, por medio de la Resolución número CNEE-51-99, emitió los Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el veintidós de diciembre de mil novecientos noventa y nueve; y, con fecha veintitrés de agosto de dos mil uno fue publicada la resolución CNEE-67-2001 la cual contiene la Metodología para el Control del Producto Técnico; por lo que, tomando en consideración la entrada en vigencia de la Etapa de Régimen para los Distribuidores, es imprescindible ampliar la metodología existente para el control de Calidad del Producto Técnico, con el objeto de hacer viables los mecanismos tanto de control como de recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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, y con base en lo considerado.

RESUELVE:

Emitir la siguiente:

**METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO DE LAS
NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION**

Artículo 1.Objeto. La presente Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico, tiene por objeto viabilizar los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información necesaria para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, en adelante indistintamente NTSD.

Artículo 2. Disposiciones Generales.

2.1 De acuerdo a lo establecido en las NTSD, el control de la Calidad del Producto Técnico en lo referente a la Regulación y Desbalance de Tensión, se realiza a partir de la Etapa de Régimen mediante la medición en

distintos puntos de la red, lo cual permite adquirir y procesar información sobre la Regulación de Tensión en servicios monofásicos, así como la Regulación y el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, a nivel de suministro.

2.2 De acuerdo a lo establecido en el artículo 22 de las NTSD, en el caso de reclamos de usuarios por mala calidad en el Producto Técnico, el Distribuidor deberá realizar la medición de los parámetros correspondientes en el punto de la red objeto del reclamo, utilizando los mismos períodos e intervalos de medición establecidos en las NTSD y conforme a la presente Metodología en cuanto a los criterios para el procesamiento de las mediciones.

Los resultados de las mediciones efectuadas debido a reclamos de los usuarios no serán tomados en cuenta para el cálculo de indemnizaciones individuales y tampoco serán utilizados para la determinación de los Indicadores Globales. No obstante, estos usuarios no serán excluidos del reintegro correspondiente de la indemnización global si se superaran los límites correspondientes.

En el caso que la cantidad de reclamos sea tal que no resulte posible atender, con la cantidad de equipos que debe tener disponibles para esta actividad el Distribuidor, éste informará y propondrá la solución a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica sobre la situación presentada.

2.3 Tanto la instalación como el retiro de los equipos de medición, así como la recuperación de datos, objeto de la presente metodología, será efectuada por el Distribuidor, bajo su propia responsabilidad.

El Distribuidor deberá contar con la cantidad de equipos de medición suficiente para cubrir las obligaciones de las mediciones que establecen las NTSD, las remediciones, atender los reclamos y las posibles contingencias por fallas de los mismos equipos o por dificultades en la recuperación de los equipos instalados.

2.4 Para el control de la Regulación y Desbalance de Tensión, el Distribuidor deberá remitir a la CNEE, una tabla conteniendo la totalidad de los centros de transformación de Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT) y de Media Tensión a Baja Tensión (MT/BT), de acuerdo al formato establecido en la Tabla 6, "DATOS_CENTROS", de esta Metodología.

2.5 Además, debe cumplirse con lo siguiente:

2.5.1 Todas las tablas deben entregarse en formato ACCESS para Calidad de Producto.

2.5.2 El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la Metodología.

2.5.3 Todos los campos de las tablas solicitadas en la Metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido. No pueden entregarse datos complementarios en tablas adicionales. Si no se dispone información de alguno de los campos se debe informar dicho campo con dato "nulo", o sea que al no disponerse de información para un campo, este irá solo con el separador definido ("TAB"). No se deberán completar campos con información por defecto cuando no se disponga del dato (ejemplo "31/12/1999", "A", "B", etc.).

2.5.4 Para cada envío que realice la empresa Distribuidora, deberá acompañar un documento indicando para cada una de las tablas el número de mediciones informadas: originales, convertidas a formato de texto, no procesables incluyendo su justificación.

2.5.5 Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.

2.5.6 El formato para todas las fechas de todas las tablas debe ser "dd/mm/yyyy hh:mm:ss", colocando hora cero cuando la hora no sea requerida.

2.5.7 La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

Artículo 3. Alcance de las mediciones. Además de las mediciones monofásicas, se deberán efectuar mediciones trifásicas en usuarios con suministro en baja tensión, conforme al sorteo efectuado.

Se considerará que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las NTSD corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo: registros dañados, en blanco y/o cantidad menor a la especificada en la presente metodología, etc.

La CNEE por medio del personal que estime conveniente, podrá auditar la instalación y retiro de la totalidad de mediciones, así como la descarga de datos, que realice el Distribuidor.

La CNEE presentará los listados con los puntos de medición seleccionados de la base de datos de usuarios del Distribuidor, incluyendo una cantidad adicional, equivalente al 20% de la definida precedentemente, con el fin de asegurar el cumplimiento por parte del Distribuidor de la cantidad de mediciones válidas mensuales a realizar; este porcentaje podrá ser aumentado si a juicio del Distribuidor resultaren insuficientes o inadecuadas, en cuyo caso deberá notificar a la CNEE con una antelación de por lo menos un mes.

Durante el tiempo en el cual la selección de puntos de medición se haga por Centro de transformación, se podrá elegir cualquier usuario que esté conectado a éste. Cuando la selección de puntos de medición se haga por usuario, en caso de que no resulte posible efectuar la medición en punto del usuario seleccionado se podrá utilizar otro usuario conectado al mismo transformador, anotando la justificación correspondiente en la planilla de instalación/retiro; de no ser posible lo anterior, se elegirá otro usuario de las mediciones adicionales programadas para el mismo mes.

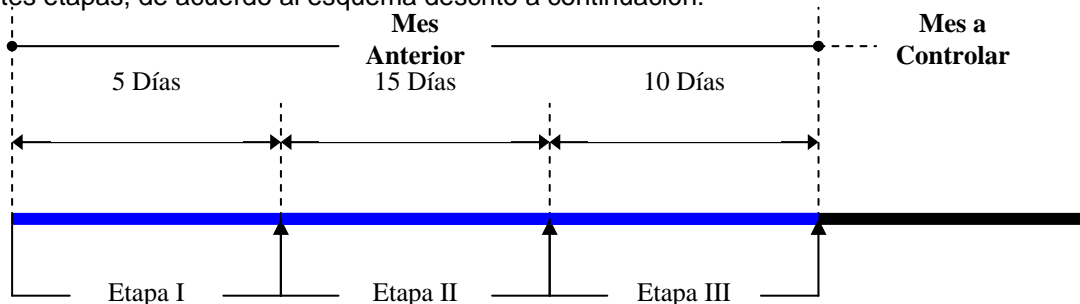
El representante de la CNEE, conforme a los programas elaborados por el Distribuidor, podrá estar presente al momento de la instalación de los registradores, de su retiro y en la descarga de datos, de los cuales obtendrá una copia inmediata para su posterior contraste con la información procesada que, y en los plazos establecidos deberá ser remitida por el Distribuidor. Se considerarán como no válidas todas aquellas mediciones o remediciones en las cuales, por motivos imputables al Distribuidor, el personal que designe la CNEE no haya podido presenciar la instalación de los registradores, su retiro o la descarga de datos.

Artículo 4. Equipo de Medición. 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 y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie; asimismo, deberán contar con un sistema de programación (software) que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición.

El Distribuidor, con 15 días de anticipación al comienzo de cada semestre, deberá remitir a la CNEE la base de datos conteniendo la totalidad de los equipos que podrán ser empleados en el programa de medición del siguiente semestre, la cual contendrá la identificación de cada equipo, incluyendo, su marca, modelo, número de serie, fecha de adquisición, última fecha de calibración y/o ajuste.

En el caso que el Distribuidor adquiriera nuevos equipos, dentro de un plazo no mayor a 15 días inmediatos a la fecha de adjudicación, procederá a informar a la CNEE las características técnicas de los mismos y la descripción del formato de salida, incluyendo al menos 5 mediciones a modo de ejemplo, con el propósito de proceder a su implementación en los programas correspondientes, con excepción de los equipos que no presenten ningún cambio con respecto a los que ya están en uso. Sin embargo, para todos los equipos nuevos, el Distribuidor informará a la CNEE estos equipos antes del siguiente mes en que serán utilizados, adjuntando los datos indicados en el primer párrafo de este apartado. Las mediciones realizadas por medio de equipos no informados o que no hayan sido incluidos en la base de datos remitida inicialmente, serán consideradas como no válidas por la CNEE.

Artículo 5. Implementación de las Mediciones. La implementación de las Mediciones comprenderá las siguientes etapas, de acuerdo al esquema descrito a continuación:



En la Etapa I: La CNEE informará al Distribuidor, dentro de las fechas del uno al cinco de cada mes previo al que se controlará, los puntos a ser medidos por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución, de acuerdo al formato de la Tablas 3 y 4, “MEDICIONES_SELECCIONADAS” y “MEDICIONES_SELECCIONADAS_USUARIO”, de la presente Metodología.

En la Etapa II: Con la información recibida en la Etapa I, el Distribuidor realizará un cronograma de instalación y retiro de registradores por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución. El cronograma será remitido a la CNEE, y/o a quien ésta designe, dentro de las fechas del seis al veinte de cada mes.

En la Etapa III: La CNEE procederá a informar al personal correspondiente para que proceda a realizar su programación, tomando como base el cronograma de instalación y retiro remitido por el Distribuidor.

El Distribuidor deberá enviar al inicio de cada semana el listado con todas las Remediciones a realizar la semana siguiente, de acuerdo al formato de la Tabla 5, “DATOS_REMEDICIONES”, de la presente Metodología.

Durante la instalación y retiro de los equipos registradores, tanto en la medición como en la remediación, el Distribuidor, elaborará y completará la Planilla de Auditoría, que también podrá ser denominada Planilla de Instalación/Retiro, de acuerdo al formato definido en la presente Metodología, que corresponda al tipo de punto a medir. En el lugar de la instalación o retiro, el Distribuidor le proporcionará una copia de la Planilla de Auditoría al representante de la CNEE, quién verificará que se ha llenado correctamente. Tanto la instalación como el retiro podrá ser presenciada por el representante de la CNEE, quien verificará el mecanismo que asegure la inviolabilidad de la medición, incluyendo la colocación y posterior rotura del precinto en el caso de resultar éste el método adoptado por el Distribuidor para garantizar la seguridad de la información de la medición. Al producirse el retiro del equipo registrador, el Distribuidor deberá proporcionarle una copia del archivo de la medición el representante de la CNEE, sin ningún tipo de procesamiento previo, en el mismo punto de retiro del equipo de medición o en la oficina del Distribuidor, después de finalizada la medición. En el caso de que un equipo sea utilizado para mas de una medición, sin ninguna descarga de información entre ellas, se hará constar en las Planillas de Auditoría correspondientes.

En la Tabla 2 se describe la forma de identificación unívoca de los puntos de medición por medio del Código CNEE y la correlativa denominación de los archivos de las mediciones.

Artículo 6. Criterios para el procesamiento de las Mediciones. A los fines del procesamiento de los archivos tanto de las mediciones de Regulación de Tensión como de Desbalance de Tensión, efectuadas por los equipos registradores, se deberán considerar los siguientes criterios:

6.1 Para el control de la Regulación de Tensión, se define como TENSION CARACTERISTICA del Intervalo de Medición:

6.1.1 Para Suministro Monofásico: Al valor promedio de la tensión sobre la cual se conecta el Usuario.

6.1.2 Para Suministros Trifásicos: Al valor promedio de las tres tensiones de fase.

6.2 Se considerarán como registros no válidos siempre que se verifique alguna de las siguientes consideraciones:

6.2.1. Que el Intervalo de Medición de cada registro sea distinto de 15 minutos.

6.2.2. Que los valores de tensión en cualquiera de la o las fases medidas del Intervalo de Medición resulten menores al 70% del valor nominal de la tensión en el punto de suministro.

6.2.3. Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión o de energía con valores negativos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas o que el equipo de medición registre un código de anomalía.

- 6.2.4. Que la fecha del registro sea anterior a la fecha de instalación o posterior a la fecha de retiro de acuerdo a lo informado en la Planilla de Instalación y Retiro.
- 6.2.5. Cuando se tengan registros duplicados, es decir, aquellos que presenten igual fecha y hora.
- 6.3 Se considerarán como mediciones no válidas siempre que se verifique algunas de las siguientes consideraciones:
- 6.3.1. Que la cantidad de registros válidos no supere el equivalente a 6 días de medición (576 registros). Sin embargo, el equipo deberá estar instalado al menos los 7 días.
- 6.3.2. Que los datos informados en la Planilla de Instalación y Retiro no permita garantizar su adecuado procesamiento. Asimismo se verificará la correcta codificación de todos aquellos campos que se hayan establecido previamente.
- 6.3.3. Que el nombre del archivo no corresponda con el código establecido por la CNEE.
- 6.3.4. Que el equipo utilizado por el Distribuidor no corresponda con un formato de archivo informado y proporcionado previamente por la CNEE.
- 6.3.5. Que la medición no haya sido observada por el representante de la CNEE, durante el transcurso de la instalación y/o el retiro, por causas imputables al Distribuidor.
- 6.4 Para la determinación de una eventual indemnización, se considerará como registro sujeto al pago de indemnización a aquel en el que la tensión característica del período de 15 minutos supera la tolerancia establecida.
- 6.5 El cálculo del 5% del tiempo que determina que una dada medición sea pasible de indemnización, se realizará como el cociente entre los registros válidos fuera de la tolerancia correspondiente respecto al total de registros válidos.
- 6.6 Si el equipo de medición no registra energía en cada período, se asignará la energía consumida por el usuario, obtenida del medidor de energía, durante el período de medición, entre los registros válidos, de acuerdo a la curva de carga normalizada que le corresponda y que se encuentra aprobada por la CNEE. Estas curvas de carga se establecerán a partir de los valores normalizados, para cada hora, en un día típico.
- 6.7 En el proceso de asignación de la energía por intermedio de la curva de carga normalizada solo se tendrán en cuenta aquellos registros caracterizados como válidos.
- 6.8 Con antelación al último día del primer mes de cada trimestre, la CNEE informará al Distribuidor el valor del Costo de la Energía No Suministrada “CENS” que deberá ser empleado por este en los cálculos de las eventuales indemnizaciones a lo largo de dicho período. La determinación del “CENS” será realizada por la CNEE de acuerdo a lo establecido en el artículo 58 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
- 6.9 Para el control del Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, verificado que se ha superado el límite admisible, el valor de indemnización se calculará con la energía trifásica registrada asignada en cada intervalo válido.

Artículo 7. Información a presentar a la CNEE. El Distribuidor está obligado a remitir a la CNEE la información que se indica a continuación.

7.1 Mensualmente

El Distribuidor procesará la información registrada y remitirá a la CNEE dentro del mes siguiente a cada Período de Control, en medio informático y por escrito, con la identificación de los medios informáticos indicada en el artículo 9 de la presente Metodología:

- 7.1.1 Un informe mensual de todas las mediciones y remediones realizadas.

7.1.2 Un informe mensual con los resultados del procesamiento de todas las mediciones y remediones efectuadas, indemnizables o no, sobre la base de los datos de la Tabla 9, "DATOS_PROCESAMIENTO", de esta Metodología.

7.1.3 Archivos informáticos de las Tablas según la estructura detallada en el artículo 9 de la presente Metodología. La información deberá remitirse en el formato indicado, con el fin de asegurar su importación en base datos para su procesamiento por parte de la CNEE.

7.2 Semestralmente.

El Distribuidor procesará la información registrada y remitirá a la CNEE antes del último día hábil del mes siguiente al de cierre de cada semestre de control, en medio informático y por escrito, la siguiente información:

7.2.1. El resultado de la extensión al siguiente semestre de las indemnizaciones correspondientes a las mediciones que resultaron sujetas al pago de indemnización durante el semestre actual. Deberá además incluir el resultado de la extensión de las indemnizaciones correspondientes a las mediciones que resultaron sujetas al pago de indemnización en semestres anteriores que no hubieran resultado solucionados.

7.2.2. El resultado de los Índices Globales semestrales para cada uno de los tipos de usuarios considerados, y el resultado de la eventual indemnización por haberse superado el límite correspondiente establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. Asimismo, deberá remitir en medio informático el listado completo de usuarios que recibirán la correspondiente indemnización con su valor individual.

7.2.3. Archivos informáticos de las Tablas según el nombre detallado en el artículo 9 de la presente Metodología. La información deberá remitirse en el formato indicado, con el fin de asegurar su importación en base datos para su procesamiento por parte de la CNEE.

Artículo 8. Aplicación de indemnizaciones. La CNEE auditará los montos de las indemnizaciones globales e individuales determinadas por el Distribuidor, considerando el consumo de energía de los usuarios en el período de control, de acuerdo al valor informado en la tabla "DATOS_TECNICOS" para el Control de la Calidad de Servicio Técnico, remitida por el Distribuidor correspondiente al semestre bajo control. Esta tabla corresponde a cada semestre y será la base de referencia para la determinación de los volúmenes de energía consumidos en cada nivel de tensión y tipo de red, con los cuales se determinarán las indemnizaciones por incumplimiento a los Índices Globales.

Artículo 9. Tablas. Para el efecto de facilitar la remisión, recepción y evaluación de la información que como consecuencia de las mediciones se produzca, se deberán utilizar los formatos contenidos en las tablas siguientes.

IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS.

Los medios informáticos (disquete, disco compacto, etc.) a utilizar, por parte del Distribuidor, para remitir la información referida a las mediciones para el control de la Regulación y Desbalance de Tensión, deberá identificarse con un rótulo que contenga lo siguiente.


En la parte superior derecha deberá figurar en letras de aproximadamente 1 cm de altura el Código "R", el cual indicará que se trata de una entrega referente a las mediciones de Regulación y Desbalance de Tensión.

A continuación se indicará:

NOMBRE DEL DISTRIBUIDOR
REPORTE DE: REGULACION Y DESBALANCE DE TENSION MES Y AÑO/SEMESTRE REPORTADO
FECHA DE ENTREGA

El resto de la etiqueta se deberá contener una descripción completa de la información que contiene, indicando la información contenida y el tipo de archivos.

TABLA 1. PLANILLA DE AUDITORÍA. Copia de la Planilla de Auditoría o Instalación/Retiro siempre debe entregarse a la CNEE. Debe ser entregada al fiscalizador, si hay, o enviarse junto con el informe mensual.



CAMPAÑA DE CONTROL DEL PRODUCTO TECNICO - PLANILLA DE AUDITORIA

ENTREGADORA: _____ Período: _____

Número CITEE		ARID0017		Centro MITET		abc	
Dir Centro		17 Avenida 49-20 zona 12					
Circuito		49					
Subestación							
Tipo Servicio		Tipo Intstalc.					
Id del Usuario		Usuario					
Dirección							
Curso de Carga		Tipo Servicio		Cod Modelo		Energía Inc.	
Energía Fn.							
Hfo. Contador		Med Energía		Fecha Coloc.		Fecha Extra	
Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>							
Observación							
Instalación		Retiro					
Firma Auditor		Firma Distribuidora		Firma Auditor		Firma Distribuidora	

Número CITEE		ARID0018		Centro MITET		abcd	
Dir Centro		44 Calle 2-84 zona 12, Residencial Monte Marín I					
Circuito		50					
Subestación							
Tipo Servicio		Tipo Intstalc.					
Id del Usuario		Usuario					
Dirección							
Curso de Carga		Tipo Servicio		Cod Modelo		Energía Inc.	
Energía Fn.							
Hfo. Contador		Med Energía		Fecha Coloc.		Fecha Extra	
Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>							
Observación							
Instalación		Retiro					
Firma Auditor		Firma Distribuidora		Firma Auditor		Firma Distribuidora	

Número CITEE		ARID0019		Centro MITET		abcd	
Dir Centro		18 Avenida "D" 11-17 Colonia Venezuela, zona 21					
Circuito		21					
Subestación							
Tipo Servicio		Tipo Intstalc.					
Id del Usuario		Usuario					
Dirección							
Curso de Carga		Tipo Servicio		Cod Modelo		Energía Inc.	
Energía Fn.							
Hfo. Contador		Med Energía		Fecha Coloc.		Fecha Extra	
Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>							
Observación							
Instalación		Retiro					
Firma Auditor		Firma Distribuidora		Firma Auditor		Firma Distribuidora	

TABLA 2. FORMACIÓN DEL N° CNEE Y DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES.

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de ocho caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
1	Una Letra asignada a cada Distribuidor: <input type="checkbox"/> EEGSA <input type="checkbox"/> DEOCSA <input type="checkbox"/> DEORSA <input type="checkbox"/> Literales que se asignarán conforme se emitan las resoluciones de los respectivos Pliegos Tarifarios	A B C D, E, ...
2	Mediciones de Regulación y Desbalance de Tensión, en el mismo archivo. Mediciones de Flicker y Distorsión Armónica, en el mismo archivo. (F de Fluctuaciones) Reclamos por Regulación y Desbalance de Tensión	R F S
3	1º Medición 2º Medición (1º Remedición) 3º Medición (2º Remedición), etc.	1 2 3, ...
4	Mes de Realización de la Medición Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre Octubre Noviembre Diciembre	1 → 9 O N D
5	Ultimo dígito del año 2001, 2002, 2003, ...	1, 2, 3, ...
6, 7 y 8	Tres dígitos para identificar la medición, en cada mes	001 →999

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el N° CNEE y su extensión. Debe enviarse el original de los archivos, sin ningún procesamiento, así como los archivos convertidos a formato de texto. El archivo original y el convertido deben ser nombrados con el mismo nombre, de acuerdo al código CNEE, excepto cuando se tengan varias mediciones en el mismo archivo, en cuyo caso, además de hacerse constar en las Planillas de Auditoría, se deberá proporcionar una nota aclaratoria sobre que archivos convertidos tiene cada archivo original; el código CNEE corresponderá a la primera medición del grupo.

**MODELO DE DATOS PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACION.
 DATOS A ENVIARLE AL DISTRIBUIDOR (ETAPA I).**

TABLA 3. MEDICIONES_SELECCIONADAS. Resumen de las Mediciones Seleccionadas, para sorteo por centro de transformación.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Nombre Archivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto(8)
Centro	Nº de centro de MT/BT o de AT/MT	Texto(50)
Dirección Centro	Dirección del Centro	Texto(250)
Circuito	Nº de circuito MT o AT desde donde se alimenta el Centro, para división red normal	Texto(50)

TABLA 4. MEDICIONES_SELECCIONADAS_USUARIO. Resumen de las Mediciones Seleccionadas, para sorteo por usuario.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Nombre Archivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto(8)

IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de	Texto(30)
Usuario	Nombre del usuario	Texto(50)
DireccionUsuario	Dirección del Usuario	Texto(250)

MODELO DE DATOS A ENVIAR POR EL DISTRIBUIDOR PARA LAS REMEDICIONES.

El Distribuidor deberá remitir semanalmente un archivo informático el cual contendrá la base de datos en Access 97 o superior. Este archivo deberá estar denominado con la siguiente codificación, la cual permitirá su identificación en forma unívoca, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8.mdb

- Dígito 1 Identificación del Distribuidor
- A:** Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
 - B:** Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
 - C:** Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
 - D, E...**: Para otros distribuidores.
- Dígito 2 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información
- L:** para identificar que la tabla es información remitida en forma semanal.
- Dígito 3 Código de identificación del programa de mediciones
- R:** Regulación y Desbalance de Tensión
- Dígito 4 Código de identificación de las Remediones
- R:** Identifica la Información enviada por el Distribuidor con las Remediones.
- Dígito 5 Código de identificación del Año de envío
- Último Dígito del Año: 1, 2 ...
- Dígito 6 Código de identificación del Mes de Envío
- El mes en Formato Numérico utilizando un Dígito (1, 2, 3, ... 9, O, N, D)
- Dígito 7 Y 8 Código de identificación la Semana de envío según número CNEE. Este será informado anualmente al Distribuidor en el mes de diciembre, excepto la primera vez que será dentro de los diez días luego de entrar en vigencia esta Metodología.

La Base de Datos, en Access 97 o superior, remitida por el Distribuidor, deberá contener las siguientes Tablas, con su respectiva denominación:

TABLA 5. DATOS_REMEDICIONES. Datos de las Remediones a realizar por el Distribuidor.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Nombre Archivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Nombre	Nombre del Usuario	Texto (50)
DirecciónUsu	Dirección del Usuario	Texto (250)
Subestación	Subestación AT/MT, Nº de transformador y Nº de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto (50)
Circuito	Nº de circuito AT o MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT	Texto (50)
Tipo Servicio	Urbano (U) - Rural (R)	Texto (1)
Tipo Instalación	Monofásica (M) – Trifásica (T)	Texto (1)

TABLA 6. DATOS_CENTROS. Tabla total de Centros MT/BT y AT/MT.

Se informará la totalidad de los centros MT/BT y AT/MT de transformadores que estuvieron en servicio en algún momento durante el semestre.

Esta base de datos es parte del envío de la información semestral correspondiente al Programa de Control de la Calidad de Servicio Técnico, y es utilizada por la CNEE para la realización del sorteo de los usuarios a los cuales se les instalará el equipo de medición para el control de la Calidad del Producto Técnico, cuando se realice por transformador. Esta tabla se actualiza cada semestre, por parte del Distribuidor, enviándose el archivo correspondiente a la CNEE. Cuando el sorteo se haga por usuario, se utilizará la base de datos de usuarios mas actualizada con que cuente la CNEE.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT	Texto (50)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio del Circuito al cual está conectado.	Decimal
TipoArrollamiento	Monofásico (T), Bifásico (B) o Trifásico (T) u Otro (O)	Texto (1)
TipoRed	Urbano (U) - Rural (R)	Texto (1)
TipoCon	Poste, Plataforma aérea, cámara a nivel, cámara subterránea	Texto (10)
NumTrafo	Número de Transformadores en el Centro	Texto (10)
KVAinst	KVA instalado total en el Centro	Decimal
Dirección	Dirección donde se ubica el centro de transformación	Texto (250)
Municipio	Nombre del Municipio	Texto (50)
Departamento	Nombre del Departamento	Texto (50)
Sucursal	Nombre de la sucursal o zona en que está dividido el distribuidor	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
Circuito	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CT MT/BT en división red normal	Texto (50)
CoordenadaNorte	Coordenada Norte (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro de MTBT o de ATMT	Decimal
CoordenadaEste	Coordenada Este (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro de MTBT o de ATMT	Decimal

Artículo 10. Envíos mensuales y sus formatos. El Distribuidor deberá remitir mensualmente un archivo informático contenga la base de datos en Access 97 o superior. Este archivo deberá permitir su identificación en forma unívoca y estar codificado de acuerdo al presente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8.mdb

- Dígito 1 Identificación del Distribuidor
- A:** Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
 - B:** Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
 - C:** Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
 - D, E ...** Se asignará a otros distribuidores.
- Dígito 2 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información
- M:** para identificar que la tabla es información remitida en forma Mensual.
- Dígito 3 Código de identificación de la Medición
- R:** Regulación y Desbalance de Tensión
- Dígito 4 Código de identificación de las mediciones
- D:** identifica la Información enviada por el Distribuidor, con los resultados mensuales.
- Dígito 5 Código de identificación del Mes de Envío
- El mes, numerado del 1 al 9 para los meses de enero a septiembre y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre)
- Dígitos 6 y 7 Código de identificación del Año de envío
- Dos últimos Dígitos del Año: 01, 02, ...
- Dígito 8 En blanco.

La base de Datos en Access 97 o superior remitida por el Distribuidor, deberá contener las siguientes Tablas, con su respectiva denominación:

NOMBRE DE LA TABLA	DESCRIPCION DEL CONTENIDO
PLANILLA_INSTALACION	Datos Planilla Auditoría o Instalación / Retiro
PLANILLA_SORTEO	Datos Planilla de Sorteo
DATOS_PROCESAMIENTO	Datos Procesamiento Medición
DATOS_TENSION	Datos para Procesamiento Tensión
DATOS_ENERGIA	Datos para Procesamiento Energía

TABLA 7. PLANILLA_INSTALACION. Datos de la Planilla de Auditoría o Instalación / Retiro.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
CurvaCarga	Identificación de la Curva de Carga para procesamiento.	Texto (5)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio	Decimal
CódigoMedidor	Código que Identifica al Medidor Comercial de la Energía	Texto (15)
EnergíaInicial	Lectura Inicial del Medidor Comercial de Energía	Decimal
EnergíaFinal	Lectura final del Medidor Comercial de Energía	Decimal
NúmeroEquipo	Código que identifica al Equipo Registrador de Calidad	Texto (10)
FechaInstalación	Fecha y Hora de la Instalación del Equipo registrador	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del Retiro del Equipo registrador	Fecha y Hora
Observación	Observaciones en la Instalación y/o Retiro	Texto (250)
MediciónEnergía	Se indica si se realiza la medición o se emplea una curva de carga (1: Si / 0: No)	Entero

TABLA 8. PLANILLA_SORTEO. Datos Planilla de Sorteo.

NOMBRE	DESCRIPCION	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto(8)
IdUsuario	Código Identificación del Usuario	Texto(30)
NombreUsuario	Nombre completo del Usuario	Texto(50)
Dirección	Dirección completa del Usuario	Texto(250)
Subestación	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto(50)
Circuito	N° de alimentador MT desde donde se alimenta al Centro de Transformación MT/BT, para división red normal	Texto(50)
Centro	N° de centro MT/BT o AT/MT	Texto(50)
TipoServicio	Urbano (U) - Rural (R)	Texto(1)
TipolInstalación	Monofásica (M) – Trifásica (T)	Texto(1)

TABLA 9. DATOS_PROCESAMIENTO. Datos de procesamiento de todas las mediciones.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario, en voltios	Decimal
TipoServicio	Urbano (U) o Rural (R)	Texto (1)
Estado	Estatus del resultado del procesamiento del archivo de la medición: Bueno, Corto, Medición_Fallida, o Archivo_Fallido (*)	Texto (20)
FechaInicio	Fecha y hora Inicio medición	Fecha y Hora

FechaFinal	Fecha y hora final de medición	Fecha y Hora
Energía	Energía consumida durante el período de Medición	Decimal
CurvaCarga	Código identificación Curva de Carga para el procesamiento	Texto (5)
RegTotales	Cantidad de Registros Totales de 15 minutos de la medición	Entero
RegVálidos	Cantidad Total de Registros Válidos de 15 minutos de la medición	Entero
Reg_FTR	Total de registros válidos fuera de las tolerancias para la Regulación de Tensión	Entero
Reg_FTD	Total de registros válidos fuera de las tolerancias para la Desbalance de Tensión	Entero
Ener_FLR	Energía Total fuera de las tolerancias para la Regulación de Tensión	Decimal
Ener_FLD	Energía Total fuera de las tolerancias para la Desbalance de Tensión	Decimal
Indem_R	Indemnización en Quetzales para el período de medición, por superarse las tolerancias para la regulación de tensión	Decimal
Indem_D	Indemnización en Quetzales para el período de medición, por superarse las tolerancias para el Desbalance de tensión	Decimal

(*) Una medición se considerará como:

BUENA: para archivos en los cuales no se han detectado problemas en su procesamiento.

CORTA: para archivos en los cuales la cantidad de períodos válidos de 15 minutos es menor o igual a 576 (6 días).

Medición_Fallida: para archivos que no pudieron ser extraídos del equipo de medición.

Archivo_Fallido: archivos en los que se verifican errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos, que impiden su procesamiento

TABLA 10. DATOS_TENSION. Valores de Tensión para el procesamiento de los Indicadores Globales. Bandas en porcentaje sobre los límites de las tolerancias admisibles.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
NRG_Tot	Número de Registros Válidos Totales de 15 minutos	Entero
NRG_11p	Número de Registros Válidos para Desviación > 10%	Entero
NRG_10p	Número de Registros Válidos para $10\% \geq$ Desviación > 9%	Entero
NRG_9p	Número de Registros Válidos para $9\% \geq$ Desviación > 8%	Entero
NRG_8p	Número de Registros Válidos para $8\% \geq$ Desviación > 7%	Entero
NRG_7p	Número de Registros Válidos para $7\% \geq$ Desviación > 6%	Entero
NRG_6p	Número de Registros Válidos para $6\% \geq$ Desviación > 5%	Entero
NRG_5p	Número de Registros Válidos para $5\% \geq$ Desviación > 4%	Entero
NRG_4p	Número de Registros Válidos para $4\% \geq$ Desviación > 3%	Entero
NRG_3p	Número de Registros Válidos para $3\% \geq$ Desviación > 2%	Entero
NRG_2p	Número de Registros Válidos para $2\% \geq$ Desviación > 1%	Entero
NRG_1p	Número de Registros Válidos para $1\% \geq$ Desviación > 0%	Entero

TABLA 11. DATOS_ENERGIA. Valores de Energía para el procesamiento de los Indicadores Globales.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
ENG_Tot	Energía Total Registrada en el período de medición [en kWh]	Decimal
ENG_11p	Energía Registrada en la Medición para Desviación > 10%	Decimal
ENG_10p	Energía Registrada en la Medición para $10\% \geq$ Desviación > 9%	Decimal
ENG_9p	Energía Registrada en la Medición para $9\% \geq$ Desviación > 8%	Decimal
ENG_8p	Energía Registrada en la Medición para $8\% \geq$ Desviación > 7%	Decimal
ENG_7p	Energía Registrada en la Medición para $7\% \geq$ Desviación > 6%	Decimal

ENG_6p	Energía Registrada en la Medición para 6% ≥ Desviación > 5%	Decimal
ENG_5p	Energía Registrada en la Medición para 5% ≥ Desviación > 4%	Decimal
ENG_4p	Energía Registrada en la Medición para 4% ≥ Desviación > 3%	Decimal
ENG_3p	Energía Registrada en la Medición para 3% ≥ Desviación > 2%	Decimal
ENG_2p	Energía Registrada en la Medición para 2% ≥ Desviación > 1%	Decimal
ENG_1p	Energía Registrada en la Medición para 1% ≥ Desviación > 0%	Decimal

Artículo 11. Envíos semestrales y sus formatos. El Distribuidor deberá remitir semestralmente un archivo informático el cual contendrá la base de datos en Access 97 o superior. Este archivo deberá permitir su identificación en forma unívoca y estar denominado con la siguiente codificación y de acuerdo al presente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8.mdb

- Dígito 1 Identificación del Distribuidor
- A:** Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
 - B:** Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
 - C:** Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
 - D, E ...** Se asignará a otros Distribuidores.
- Dígito 2 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información
- S:** para identificar que la tabla es información remitida en forma Semestral.
- Dígito 3 Código de identificación de la Medición
- R:** Regulación y Desbalance de Tensión
- Dígito 4 Código de identificación de las Remediciones
- D:** Identifica la Información enviada por el Distribuidor, con los resultados semestrales
- Dígito 5 Código de identificación del Mes de Envío
- El mes, numerado del 1 al 9, para los meses de enero a septiembre y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre)
- Dígito 7y 8 Código de identificación del Año de envío
- Dos últimos Dígitos del Año: 01, 02, 03...
- Dígito 8 En blanco.

La base de Datos en Access 97 o superior, remitida por el Distribuidor, deberá contener las siguientes Tablas, con su respectiva denominación:

NOMBRE DE LA TABLA	DESCRIPCION DEL CONTENIDO
INDEMNIZACIONES_USUARIOS	Indemnización Semestral por Usuario
INDICADORES_GLOBALES	Indicadores Globales en el Semestre

TABLA 12. INDEMNIZACIONES_USUARIOS. Usuarios con Indemnización.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
NombreArchivo	Número identificación unívoco CNEE, según Tabla 2, para la última medición.	Texto (8)
IDUsuario	Código Identificación del Usuario	Texto(30)
Semestre	Semestre con Indemnización mayor a cero (1, 2, etc)	Entero
CPM_R	Ultima Indemnización individual por día en Quetzales mayor a cero, por inadecuada Regulación de Tensión.	Decimal
CPM_D	Ultima Indemnización individual por día en Quetzales mayor a cero por inadecuado Desbalance de Tensión	Decimal
Ind_R	Indemnización semestral total resultante en Quetzales, por inadecuada calidad en la Regulación de Tensión	Decimal
Ind_D	Indemnización semestral total en Quetzales, por inadecuada calidad en el Desbalance de Tensión	Decimal

TABLA 13. INDICADORES_GLOBALES. Indicadores Globales.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
FEBnoper	Frecuencia Equivalente fuera de las tolerancias permitidas [en %]	Decimal
FECCnoper	Sumatoria de las Frecuencias equivalentes por energía consumida para las bandas no permitidas	Decimal
Ind_Global	Monto Total en Quetzales correspondiente a la indemnización Global	Decimal

Artículo 12. Modificaciones. La presente metodología podrá ser modificada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando lo estime pertinente, debiendo en todo caso notificarse con anticipación a cada Distribuidor, remitiéndole las nuevas disposiciones.

Artículo 13. Interpretación. La interpretación de la totalidad de los aspectos relacionados con el control de la calidad de la energía eléctrica, es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 14. Auditoría. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá auditar cualquier etapa del proceso de aplicación de la presente Metodología.

Artículo 15. Sanciones. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, conforme la Ley General de Electricidad y su Reglamento, sancionará el incumplimiento a lo dispuesto en la presente Metodología, al omitirse entregar la información en tiempo y forma, especialmente en lo que se refiere a entrega de información que obstaculice o no permita la evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica.

Artículo 16. Derogatoria. Se deroga la resolución CNEE-67-2001, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el nueve de agosto de dos mil uno.

Artículo 17. Vigencia: La presente resolución entra en vigencia un día después de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada el 7 de Abril de 2003

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.
Secretario Ejecutivo

**METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE LA
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO
DE LAS NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE
DISTRIBUCION**

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCION CNEE-39-2003

7 de abril de 2003

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO

Que el artículo 4, del decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, así como proteger los derechos de los usuarios y emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

CONSIDERANDO

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 78, señala las normas técnicas que debe elaborar la Comisión, dentro de las cuales se encuentran las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD); otorgándole además la facultad de ampliar o emitir otras normas complementarias.

CONSIDERANDO

Que tanto el artículo 51 de la Ley General de Electricidad, como el 101 del Reglamento de la referida Ley, preceptúan que todo usuario tiene derecho a demandar el suministro de un servicio eléctrico de calidad, de acuerdo al procedimiento que establece la presente ley y su reglamento, recayendo en el Distribuidor la responsabilidad de prestar el servicio público de Distribución a todos sus usuarios y Grandes usuarios ubicados dentro del área obligatoria en su zona de autorización, así como cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el reglamento y en las normas técnicas que emita la Comisión.

CONSIDERANDO

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con fecha siete de abril de mil novecientos noventa y nueve, emitió la Resolución número CNEE-09-99, publicada en el Diario de Centro América el día once de mayo de 1999, que contiene las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, y, con fecha veintiséis de noviembre de mil novecientos noventa y nueve emitió la Resolución número CNEE-51-99, publicada en el Diario de Centro América el día veintidós de diciembre de mil novecientos noventa y nueve que contiene los Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-; y con fecha doce de septiembre de dos mil uno emitió la resolución CNEE-77-2001 publicada en el Diario de Centro América el 25 de septiembre de 2001; y tomando en consideración la entrada en vigencia de la Etapa de Régimen para las Distribuidoras autorizadas para distribuir energía eléctrica, se modifican los criterios para el intercambio de la información, con el objeto de hacer viables los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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 la siguiente:

METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO DE LAS NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION

Artículo 1. Objeto. La presente Metodología para el control de la Calidad del Servicio Técnico tiene por objeto viabilizar los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

Artículo 2. Disposiciones Generales.

2.1 La aplicación de la presente Metodología se realizará conforme a lo establecido en las NTSD, por medio de sistemas informáticos en donde se registren y gestionen las interrupciones del servicio, relacionadas con las instalaciones y los usuarios afectados, a partir de lo cual se determinarán indicadores individuales y/o globales de interrupciones para los usuarios, según la etapa que corresponda.

- 2.2 Si se excedieran estos indicadores respecto de los límites fijados en las NTSD, el Distribuidor reconocerá al usuario una indemnización proporcional a la energía no suministrada, determinada de acuerdo a los criterios indicados en las citadas Normas y en la presente Metodología.
- 2.3 Para poder determinar estos indicadores, se deberá organizar, en Bases de Datos, la información de la interrupción, hora de inicio y fin de la misma, de los usuarios y equipos afectados, incluyendo su relación y ubicación con la red de distribución, así como de los equipos operados para normalizar el servicio.
- 2.4 A partir del mes trece de la Etapa de Régimen, dichas Bases de Datos deberán contar con los datos de las interrupciones de la red y con el esquema de alimentación de cada usuario en Baja Tensión, de forma tal de posibilitar la identificación de los usuarios afectados ante cada falta de suministro.
- 2.5 Además, debe cumplirse con lo siguiente:
 - 2.5.1 Todas las tablas deben entregarse en archivo plano, en formato ASCII.
 - 2.5.2 El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la Metodología.
 - 2.5.3 El separador de campo utilizado en las tablas debe ser "TAB".
 - 2.5.4 El separador decimal para un campo Tipo Decimal debe ser el punto.
 - 2.5.5 Los campos con Tipo Decimal deben informarse con dos decimales, excepto para los campos FMIK y TTIK, donde serán cuatro decimales.
 - 2.5.6 En los campos Numéricos, no utilizar separador de miles ni símbolos monetarios, ni de ningún otro tipo.
 - 2.5.7 Todos los campos de las tablas solicitadas en la Metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido.
 - 2.5.8 No pueden entregarse datos complementarios en tablas adicionales. Si no se dispone información de alguno de los campos se debe informar dicho campo con dato "nulo", o sea que al no disponerse de información para un campo, este irá solo con el separador definido ("TAB"). No se deberán completar campos con información por defecto cuando no se disponga del dato (ejemplo "31/12/1999", "A", "B", etc.)
 - 2.5.9 Para cada envío que realice la empresa Distribuidora, deberá acompañar un documento indicando para cada una de las tablas el número de registros informados.
 - 2.5.10 Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.
 - 2.5.11 El formato para todas las fechas de todas las tablas debe ser "dd/mm/yyyy hh:mm:ss", colocando hora cero cuando la hora no sea requerida.
 - 2.5.12 La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

Artículo 3. Sistemas de información y base de datos.

- 3.1 Las Bases de Datos deberán contener información sobre los equipos e instalaciones que le abastecen a cada usuario, con el siguiente nivel de agregación:
 - 3.1.1 Centro de transformación MT/BT y usuarios en MT.
 - 3.1.2 Alimentador MT.
 - 3.1.3 Subestación AT/MT y usuarios en AT.
 - 3.1.4 Red de AT.
 - 3.1.5 Alimentador de BT, a partir del mes trece de la Etapa de Régimen.
(BT es Baja Tensión, MT es Media Tensión y AT es Alta Tensión).
- 3.2 Estas Bases de Datos deberán estar relacionadas con los archivos de facturación y permitir el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios de manera individual y global para usuarios a partir de la Etapa de Régimen, según corresponda.
- 3.3 La recopilación de la información estará a cargo del Distribuidor, así como, cuando corresponda, el cálculo de los indicadores y la determinación de las indemnizaciones. La CNEE fiscalizará todo el procedimiento tal como se describe en las NTSD y esta Metodología.

- 3.4 El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por el Distribuidor con la información adicional definida a continuación, para lo cual la CNEE procederá a su vez a recopilar información de interrupciones que provengan de otras fuentes, tales como:
- 3.4.1 Informes del Administrador del Mercado Mayorista.
 - 3.4.2 Informes de las Empresas de Transporte de Energía Eléctrica.
 - 3.4.3 Mediciones de tensión utilizadas por la CNEE para medir la Calidad del Producto Técnico.
 - 3.4.4 Reclamos recibidos en la CNEE.
 - 3.4.5 Ante causas fundadas que justifiquen la medida, tal como controversias entre usuarios empresa o con la CNEE, y por pedido expreso de este último, se instalará el equipo necesario para el registro de las interrupciones o mediciones que puedan relacionarse al motivo de la controversia. De realizarse la instalación de estos equipos en las instalaciones del Distribuidor, se coordinará con este la actividad.
 - 3.4.6 Registradores de eventos de tensión a instalar por la CNEE con el fin de auditar la información relativa a interrupciones que provea el Distribuidor.
 - 3.4.7 Toda otra información que la CNEE considere conveniente.

Artículo 4. Verificación de los registros. La CNEE podrá verificar o realizar auditorias en los centros de procesamiento de interrupciones, afectando al mínimo posible su actividad, y podrá requerir la información que estime conveniente para su control, así como validará los indicadores de calidad a partir de la información básica proporcionada por el Distribuidor. El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por el Distribuidor con la información adicional definida precedentemente.

Artículo 5. Criterios para la asignación de las interrupciones. Para la determinación de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico y el cálculo de las indemnizaciones a los usuarios, deben observarse los criterios siguientes:

- 5.1 Interrupciones a partir del inicio de la etapa de régimen. A los efectos del seguimiento de indicadores globales de calidad por parte de la CNEE, los usuarios conectados en AT o MT serán considerados como equivalentes a la potencia del banco de transformación del usuario, excluyendo el caso del cálculo de los indicadores necesarios para la determinación de las indemnizaciones globales durante los dos primeros dos semestres de la Etapa de Régimen.
- 5.2 Corte de Suministro por Morosidad u Otras Causas. Las interrupciones relacionadas con servicios de usuarios en situación de corte de suministro ordenado por el propio distribuidor como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas permitidas por la Ley General de Electricidad, su Reglamento y normas vigentes, no serán consideradas para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio técnico.
- 5.3 Usuarios con antigüedad menor a un período de control. Para el caso de usuarios con una antigüedad inferior a un período de control, se computarán las interrupciones desde la fecha de su conexión hasta el final del período de control, y la energía necesaria para el cálculo de la eventual indemnización por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Técnico será la correspondiente al consumo efectuado durante el tiempo que estuvo conectado a la red dentro del período de control correspondiente.
- 5.4 Usuarios dados de baja. Para el caso de usuarios dados de baja, se computarán las interrupciones desde el inicio del período de control hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia, y la energía necesaria para el cálculo de la eventual indemnización por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Técnico será la correspondiente al consumo efectuado durante el tiempo que estuvo conectado a la red dentro del período de control correspondiente.
- 5.5 Usuarios que hayan modificado su tensión de alimentación. En el caso de usuarios que hayan modificado su tensión, se computarán las interrupciones producidas desde el inicio del semestre hasta la fecha del cambio, según los límites fijados que se corresponden con la tarifa de dicho período. Las interrupciones producidas después de dicho cambio hasta el final del semestre se computarán hasta el final del semestre, según los límites que se correspondan con la nueva tensión. Las indemnizaciones se computarán en ambas condiciones, considerando para cada caso la energía consumida dentro de cada uno de los respectivos períodos de tiempo.

5.6 Alumbrado público. A efectos del cómputo de las interrupciones del alumbrado público, las luminarias deberán estar asociadas a cada salida de baja tensión del centro de transformación MT/BT, con su correspondiente potencia.

Artículo 6. Sistema de recepción de reclamos. Al ser una de las alternativas que el horario inicial de las interrupciones de los usuarios y de los alimentadores de MT sea determinado por el sistema de reclamos, el Distribuidor deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato y que el horario de recepción del reclamo quede registrado en forma inmediata. Toda limitación a dichas obligaciones será considerada como un incumplimiento por parte del Distribuidor.

Artículo 7. Sistema informático y modificaciones posteriores. El Distribuidor deberá presentar a la CNEE la documentación del sistema informático implementado para el seguimiento de la Calidad del Servicio Técnico con anterioridad al mes dieciocho de la Etapa de Régimen, para efectos de poder realizar las auditorías. Las modificaciones que se realicen a posteriori tanto en su estructura como en sus funciones, deberán ser documentadas e informadas a la CNEE durante el mes siguiente de efectuadas las mismas.

Artículo 8. Información de las interrupciones y pago a los usuarios. Al momento de acreditar la indemnización por incumplimiento a los límites de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico, el Distribuidor deberá informar solamente el monto de la indemnización resultante, dentro de la factura correspondiente.

El Distribuidor deberá comunicar a la CNEE la modalidad y el texto a utilizar para el cumplimiento de lo establecido en este punto, el cual podrá ser modificado por la CNEE en caso sea necesario.

Artículo 9. Procedimiento para la Presentación del Cálculo de los Indicadores e Indemnizaciones. Con anterioridad al último día hábil, inclusive, del mes siguiente de vencido el semestre, el distribuidor deberá presentar los resultados de los cálculos efectuados y la información indicada de acuerdo a la modalidad establecida en el artículo 12.

Vencido el semestre, corresponderá a la CNEE dictar la Resolución pertinente definiendo sobre los casos de exclusión por causales de Fuerza Mayor presentados por el Distribuidor en ajuste a lo reglamentado en la presente Metodología, e instruyendo al Distribuidor para que:

9.1 Excluya del cálculo de los indicadores las interrupciones aceptadas como de Fuerza Mayor y proceda al cálculo correspondiente.

9.2 Haga efectiva la indemnización a favor de los usuarios, en los términos establecidos.

Artículo 10. Información a remitir con carácter excepcional. En el caso de emergencias en el sistema eléctrico o a pedido de la CNEE, el Distribuidor deberá remitir la información señalada en el cuadro al final de este artículo.

Se considerará que el sistema eléctrico del Distribuidor está en emergencia cuando una contingencia produzca una interrupción de uno de los transformadores de cualquier Subestación AT/MT, con capacidad nominal igual o superior a 10/14 MVA y con duración prevista igual o superior a una hora.

En tales casos el Distribuidor, en un plazo que no exceda la hora de producida la contingencia, deberá remitir a la CNEE un fax con información preliminar de lo ocurrido.

A partir de dicha información, y hasta tanto se produzca la normalización completa de la contingencia, el Distribuidor remitirá vía fax y con igual destino, la información requerida precedentemente, a las 08:00, 13:00 y 18:00 horas. La CNEE podrá solicitar información adicional de ser necesario.

Finalizada la emergencia, el Distribuidor, en un plazo no mayor de cinco días hábiles, deberá entregar a la CNEE un informe pormenorizado del acontecimiento y de sus consecuencias.

INFORME EN CASO DE EMERGENCIAS:

SUBESTACION		ALIMENTADORES O CIRCUITOS	CANTIDAD DE KVA AFECTADOS	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	PRINCIPALES LUGARES AFECTADOS
NOMBRE	POTENCIA - TENSIONES				

--	--	--	--	--	--

ESTADO: Trabajos efectuados y por hacer.

A LAS 08:00: _____

A LAS 13:00: _____

A LAS 18:00: _____

OBSERVACIONES: _____

Artículo 11. Información a remitir por el Distribuidor. Con el objeto de verificar el debido cumplimiento de las obligaciones por parte del Distribuidor y llevar el seguimiento y control por parte de la CNEE, el Distribuidor deberá remitir la información, organizada en Base de Datos, con los formatos que se encuentran detallados en esta Metodología.

Las tablas deberán remitirse a la CNEE por vía informática al momento de corresponder el envío y serán nombradas de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

1 2 3 4 5 _NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1

- Identificación del Distribuidor

- **A:** Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
- **B:** Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
- **C:** Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
- **D, E ...** para uso de otros Distribuidores.

Dígito 2

- Código de identificación del área de servicio

- **T:** Calidad de Servicio Técnico

Dígito 3 y 4

- Código de identificación del Año de envío

- Dos últimos Dígitos del Año: 01, 02, ...

Dígito 5

- Código de identificación del Mes de Envío

- El mes de envío, dependiendo de la campaña de control y tipo de tabla. Del 1 al 9 para enero a septiembre, y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre).

NOMBRETABLA: Denominación de las Tablas enviadas, definidas en el Artículo 12 de esta Metodología.

Artículo 12. Información con periodicidad mensual. Con anterioridad al último día hábil del mes, inclusive, el Distribuidor deberá remitir a la CNEE las siguientes tablas referidas a lo ocurrido durante el mes calendario anterior. En el artículo 16 se presentan los Formatos de cada una de las Tablas a presentar.

NOMBRETABLA	PERIODO	DESCRIPCION
FUERZA_MAYOR	Mensual	Tabla de casos con invocación de causal por Fuerza Mayor.
INTERRUPCIONES	Mensual	Tabla de Interrupciones.
REPOSICIONES	Mensual	Tabla de Reposiciones.
CENTROS_MTBT	Mensual	Tabla de Centros de Transformación MT/BT afectados.
INSTALACIONES	Mensual	Tabla total de instalaciones para red normal.
REP_USUARIOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario
REP_EXCLUIDOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario excluidas por motivos comerciales.
RECLAMOS	Mensual	Tabla de reclamos de usuarios (Sólo los correspondientes a falta de suministro)

Artículo 13. Información con periodicidad semestral. En los plazos establecidos, el Distribuidor deberá remitir a la CNEE la información indicada a continuación:

NOMBRETABLA	PERIODO	DESCRIPCIÓN
-------------	---------	-------------

DATOS_TECNICOS	Semestral	Datos Técnicos de todos los Usuarios
DATOS_CENTROS	Semestral	Datos Técnicos de los Centros de Transformación de AT/MT y MT/BT
SALIDA_INDIVIDUAL	Semestral	Tabla de Indicadores e Indemnizaciones por Usuario.
SALIDA_GLOBAL	Semestral	Tabla de Indicadores e Indemnizaciones globales.

“Artículo 14. Interrupciones por causa de Fuerza Mayor (Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CNEE-19-2006) . El procedimiento que se utilizará para la determinación de causales de fuerza mayor en interrupciones será:

A) PARA INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN:

a.1) **Notificación.** Cuando la empresa Distribuidora considere que la causa de una interrupción en la continuidad del fluido eléctrico, se pueda argumentar como Fuerza Mayor, deberá notificar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el acaecimiento de dicha interrupción, dentro del plazo de dos días hábiles, contados a partir de ocurrido el hecho. Esta notificación podrá hacerse mediante documento escrito o por medio magnético o correo electrónico, indicando el lugar, la fecha, la hora y el tiempo exacto de la interrupción, descripción de las posibles causas que provocaron la interrupción y los motivos por los cuales se consideran de fuerza mayor, adjuntando además copia del reporte original del encargado técnico que atendió el evento.

a.2) **Pruebas.** Por cada caso que la empresa Distribuidora argumente como de Fuerza Mayor, deberá presentar ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dentro de los ocho días hábiles posteriores a los indicados anteriormente, todas las pruebas necesarias que justifiquen el por qué de su consideración, pudiendo acompañar todos aquellos medios de prueba que considere idóneos para probar el acaecimiento del hecho de tal manera que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica pueda dictaminar la procedencia o no de la calificación como causa de Fuerza Mayor.

a.3) **Trámite Para la Calificación.** Una vez cumplido con el requisito de la notificación y recibidos los medios de prueba justificativos del hecho y causal invocada, estos serán remitidos a la Gerencia de Asuntos Jurídicos de la Comisión para que analice las pruebas y emita la opinión correspondiente sobre la documentación y medios de prueba que obren en autos; si se determina necesario que el Distribuidor amplíe las pruebas que justifique y demuestre los casos invocados como de fuerza mayor, se le dará audiencia, por un plazo de dos días, para que cumpla con lo solicitado; vencido el plazo y con los informes técnicos que se requieran, se elevará el expediente al Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

a.4) **Resolución final.** Una vez finalizado el período de control la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitirá la providencia que indique cuales casos pueden calificarse fuerza mayor y le otorgará cinco días de audiencia a la Distribuidora para que presente, de acuerdo a esa calificación, el cálculo de las indemnizaciones que correspondan según las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. La Comisión procederá a analizar la documentación presentada, incluyendo el cálculo de las indemnizaciones, pudiendo variar los mismos. En caso que la Distribuidora omita presentar el cálculo de las indemnizaciones, sin perjuicio de iniciar procedimiento sancionatorio, la Comisión procederá, sin responsabilidad de su parte, a realizar los cálculos de las mismas, dando audiencia a la Distribuidora por el plazo máximo de diez días y con su contestación o sin ella, la Comisión resolverá en un plazo máximo de cinco días.

a.5) **Integración de Índices de Calidad.** Las interrupciones no consideradas como causas de fuerza mayor, se sumarán al cálculo de los índices de calidad de servicio técnico del semestre que corresponda, de conformidad con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

a.6) **Criterios de Fuerza Mayor en la Resolución Final.** Los criterios que utilice la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para calificar la causa como de fuerza mayor, en cada caso presentado, no podrán ser referidos a otros casos similares y por lo tanto no formarán antecedente y serán de aplicación exclusiva del caso concreto al que temporal, material y espacialmente se aplique.

a.7) **Identificación de los casos.** Para propósitos de control y seguimiento, cada uno de los casos deberá ser identificado conforme a la Planilla “FUERZA MAYOR”, incluyendo toda la información que en el mismo se indica. La calificación de Fuerza Mayor le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo con la Ley General de Electricidad y su Reglamento, siguiéndose para esto el procedimiento antes descrito

B) PARA INTERRUPCIONES DE LARGA DURACION

b.1) **Notificación.** Cuando la empresa Distribuidora considere que la causa de una interrupción por Fallas de Larga Duración en la continuidad del fluido eléctrico, se pueda argumentar como Fuerza Mayor, deberá notificar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el acaecimiento de dicha interrupción, dentro del plazo de veinticuatro horas, contadas a partir de que la interrupción sobrepase las cuarenta y ocho (48) horas de su inicio. Esta notificación podrá hacerse mediante documento escrito, por medio magnético o correo electrónico, indicando el lugar, la fecha, la hora y el tiempo exacto de la interrupción, descripción de las posibles causas que provocaron la interrupción y los motivos por los cuales se consideran de fuerza mayor, adjuntando además copia del reporte original del encargado técnico que atendió el evento.

b.2) **Pruebas.** Por cada caso que la empresa Distribuidora argumente como de Fuerza Mayor, deberá presentar ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dentro de los dos días posteriores a los indicados anteriormente, todas las pruebas necesarias que justifiquen el por qué de su consideración, debiendo acompañar todos aquellos medios de prueba que considere idóneos para probar el acaecimiento del hecho de tal manera que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica pueda declarar la procedencia o no de la calificación como causa de Fuerza Mayor.

b.3) **Resolución.** La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con las pruebas presentadas por la Distribuidora y habiendo obtenido los dictámenes o informes que estime pertinentes emitirá la providencia por medio de la que declarará si la causa de la interrupción es de Fuerza Mayor o no, notificando lo resuelto a la Distribuidora. En caso que la Comisión declare la fuerza mayor se archivará el expediente, en caso contrario se procederá de conformidad con el artículo 58 BIS de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.”

Artículo 15. La siguiente planilla debe formar la parte inicial de los expedientes de causa de Fuerza Mayor.

PLANILLA: FUERZA MAYOR

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA			
CASOS DE FUERZA MAYOR			
IDENTIFICACION DE LA INTERRUPCION:		MES-AÑO:	
		CASO No.	
CORRELATIVO DE LA INTERRUPCION O INCIDENCIA		FECHA-HORA INICIO	
SUBESTACION		FECHA-HORA FIN	
ALIMENTADORES O CIRCUITOS		DURACION-HORAS	
CANTIDAD DE USUARIOS			
CAUSA DE LA FUERZA MAYOR			
BREVE DESCRIPCION DEL HECHO:			
RESUMEN DE PRUEBAS APORTADAS:			
	PRIMERA:		SEGUNDA:
1		1	
2		2	
3		3	
4		4	
5		5	
RESERVADO PARA OPINION DE LA CNEE:			
PRIMERA:	ACEPTADO (SI/NO)		
SEGUNDA	ACEPTADO(SI/NO)		

Artículo 16. Tablas. A continuación se presentan las el formato de las Tablas a las que se hace referencia en los artículos anteriores.

INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD MENSUAL:

TABLA FUERZA MAYOR. Tabla de Fuerza Mayor.

Para el campo “Mes” se utilizará la codificación siguiente “mm/yy”. Ejemplo: para el mes de Julio del 2002 se debe informar “07/02”.

El campo “Duracion” deberá ser Decimal en vez de Hora. Ejemplo: una duración de 2 horas 30 minutos se debe informar como 2.50.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Mes	Mes al que corresponde el caso indicando el Año (mm/yy)	Texto (5)
Caso	Nº correlativo de caso dentro del mes	Entero
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (50)
InstalacionAfect	Instalaciones afectadas (S/E, Circuito, Potencia (kVA), etc.)	Texto (50)
UsuaAfect	Cantidad de usuarios afectados	Entero
FechaIni	Fecha y hora de inicio de la interrupción	Fecha + Hora
FechaRep	Fecha y hora de última reposición	Fecha + Hora
Duración	Duración en horas y/o fracción de la interrupción para la última reposición.	Decimal
CausaFM	Causa de la Fuerza Mayor	Texto (50)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (250)
Resolucion	Resultado final de resolución: Aprobado (SI), No aprobado (NO)	Texto (2)
ExpteCNEE	Número de Expediente de la CNEE.	Texto (20)

TABLA: INTERRUPCIONES. Tabla de Interrupciones.

Se deberán informar todas las interrupciones, incluidas aquellas menores a 3 minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (50)
Sistema	Tipo de Sistema: AT (A) , MT (M) y BT (B)	Texto (1)
Origen	Externa (E) o Interna (I)	Texto (1)
Tipo	Forzado (F) o Programado (P)	Texto (1)
FechaIni	Fecha y Hora de Inicio de la Interrupción	Fecha + Hora
DiviRed	División Red: Normal (N) o Alterada (A)	Texto (1)
IDlelem	Identificación del elemento de red origen de interrupción	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, Nº de transformador y Nº de barra MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.	Texto (50)
Circuito	Nº de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la Interrupción.	Texto (50)
CodigoInter	Código de la causa de la Interrupción	Texto (10)

El campo CodigoInter se informará codificado de acuerdo a lo establecido por el siguiente formato.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Dígitos 1 y 2

Para identificar la Causa como Interna o Externa al Distribuidor.

Dígitos 3 al 10

Resto de la Codificación. La empresa utilizará las posiciones que considere necesarias para su codificación, hasta completar los diez dígitos, la cual deberá presentar a esta Comisión durante el primer envío de información y actualizarla cada mes, en caso de que existan cambios.

No se podrá utilizar como causa la Fuerza Mayor, dado que su caracterización quedará a Resolución de la CNEE. Estas causas se deberán incluir en la discriminación de Interna o Externa.

TABLA: REPOSICIONES. Tabla de Reposiciones. Se deberán informar todas las reposiciones, incluidas las menores a 3 minutos. El campo “Duracion” deberá ser Decimal en vez de Hora. Ejemplo: una duración de 2 horas 30 minutos se debe informar como 2.50.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
FechaRp	Fecha y Hora de la reposición	Fecha + Hora
Duración	Duración en horas y/o fracción para cada interrupción.	Decimal
IDElem	Elemento maniobrado para reposición	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de la reposición (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para la reposición.	Texto (50)

TABLA: CENTROS MTBT. Tabla de centros de transformación de MT/BT afectados. Se deberán informar todos los centros MT/BT afectados.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
Centro	N° de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)
KVA	KVA Instalados del transformador Repuesto.	Decimal
TipoRed	Urbano (U) y Rural (R)	Texto (1)

TABLA: INSTALACIONES. Tabla total de instalaciones para red normal.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
Circuito	N° de circuito de MT.	Texto (50)
Subestación	Código o identificación de la Subestación AT/MT a la cual pertenece el circuito	Texto (50)
TrafosUrb	Cantidad total de transformadores MT/BT Urbanos en el circuito para división red normal	Entero
TrafosRur	Cantidad total de transformadores MT/BT Rurales en el circuito para división red normal	Entero
KVAInsUrb	KVA instalados totales Urbanos para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT Urbanos para división red normal	Decimal
KVAInsRur	KVA instalados totales Rurales para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT Rurales para división red normal	Decimal
PotContUrb	Sumatoria de las Potencias Máximas Contratadas por los Usuario Urbanos conectados en MT en el circuito.	Decimal
PotContRur	Sumatoria de las Potencias Máximas Contratadas por los Usuario Rurales conectados en MT en el circuito.	Decimal

TABLA: REP_USUARIOS. Tabla de Interrupciones/Reposiciones por Usuario. Se deberán informar todos los usuarios afectados para todas las interrupciones, incluidas las menores a 3 minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (Identificador, Nº de cuenta, etc...)	Texto (30)
Tensión	Tensión de alimentación del usuario BT (B), MT (M) o AT (A)	Texto (1)
TipoRed	Urbano (U) y Rural (R)	Texto (1)

TABLA: REP_EXCLUIDOS. Tabla de Interrupciones/Reposiciones por Usuario excluidas por Motivos Comerciales. Se deberán informar todas las interrupciones que deberán ser excluidas de la tabla "REP_USUARIOS" por motivos comerciales.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Motivo	Baja de Usuarios (BAJA), Suspensión del suministro por Morosidad (MOROSIDAD), etc.....	Texto (10)

TABLA: RECLAMOS. Tabla de reclamos de Usuarios.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Nreclamo	Nº de reclamo asignado por el distribuidor	Texto (50)
FechaRe	Fecha y Hora de ingreso del reclamo	Fecha + Hora
IDInter	Identificación de la interrupción motivo del reclamo (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
Codigolnter	Código de la causa de la interrupción, según el reclamo.	Texto (10)

INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD SEMESTRAL:

TABLA: DATOS_TECNICOS. Datos Técnicos de los Usuarios del Distribuidor.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario, en voltios	Decimal
TipoRed	Urbano (U) / Rural (R)	Texto (1)
CoSemestral	Consumo Semestral en KWh	Decimal
TipoInstalacion	Monofásica (M) / Trifásica (T)	Texto (1)
CircuitoAT	Nº de circuito AT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, Nº de transformador y Nº de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto (50)
Circuito	Nº de circuito MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)

TABLA: DATOS_CENTROS. Tabla total de Centros MT/BT y AT/MT. Se informará la totalidad de los centros MT/BT y AT/MT de transformadores que estuvieron en servicio en algún momento durante el semestre.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)
TensionNominal	Tensión Nominal de Servicio del Circuito al cual está conectado el centro de transformación, en voltios.	Decimal
TipoArrollamiento	Monofásico (M), Bifásico (B) o Trifásico (T) u Otro (O)	Texto (1)
TipoRed	Urbano (U) - Rural (R)	Texto (1)
TipoCon	Poste, Plataforma aérea, cámara a nivel, cámara subterránea	Texto (50)
NumTrafo	Número de Trafos en el Centro	Texto (10)
KVAinst	KVA instalado total en el Centro	Decimal
Dirección	Dirección donde se ubica el centro de transformación	Texto (250)
Municipio	Nombre del Municipio	Texto (50)
Departamento	Nombre del Departamento	Texto (50)
Sucursal	Nombre de la sucursal o zona en que está dividido el distribuidor	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
Circuito	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CT MT/BT en división red normal	Texto (50)
CoordenadaNorte	Coordenada Norte (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro de MTBT o de ATMT	Decimal
CoordenadaEste	Coordenada Este (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro de MTBT o de ATMT	Decimal

TABLA: SALIDA_INDIVIDUAL. Tabla de indicadores individuales e indemnización por usuario.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
FIU	Frecuencia de interrupciones por usuario	Decimal
TIU	Tiempo de interrupción por usuario	Decimal
ENSfui	Energía no Suministrada por excederse el indicador FIU	Decimal
ENStiu	Energía no Suministrada por excederse el indicador TIU	Decimal
INDEMNIZACION	Monto total en Quetzales de la indemnización aplicada asociada con los Indicadores Individuales.	Decimal

TABLA: SALIDA_GLOBAL. Tabla de indicadores individuales e indemnización Globales.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
FMIKuisfm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Urbana Interna.	Decimal
TTIKuisfm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Urbana Interna.	Decimal
FMIKrisfm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Rural Interna	Decimal
TTIKrisfm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Rural Interna.	Decimal
FMIKesm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Externa	Decimal
TTIKesm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Externa.	Decimal
FMIKui	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red Urbana Interna	Decimal

TTIKui	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna.	Decimal
FMIKri	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna	Decimal
TTIKri	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
FMIKe	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red externa	Decimal
TTIKe	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
ENSFMIKui	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna	Decimal
ENSTTIKui	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna	Decimal
INIGui	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna	Decimal
ENSFMIKri	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
ENSTTIKri	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
INIGri	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
ENSFMIKe	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
ENSTTIKe	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
INIGe	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal

Artículo 17. Modificaciones. La presente metodología podrá ser modificada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando lo estime pertinente, debiendo en todo caso notificarse con anticipación a cada Distribuidor, remitiéndole las nuevas disposiciones.

Artículo 18. Interpretación. La interpretación de la totalidad de los aspectos relacionados con el control de la calidad de la energía eléctrica, es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 19. Auditoría. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá auditar cualquier etapa del proceso de aplicación de la presente Metodología.

Artículo 20. Sanciones. La Comisión Nacional de energía Eléctrica, conforme la Ley General de Electricidad y su Reglamento, sancionará el incumplimiento a lo dispuesto en la presente Metodología, al omitirse entregar la información en tiempo y forma, especialmente en lo que se refiere a entrega de información que obstaculice o no permita la evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica.

Artículo 21. Derogatoria. Se deroga la resolución CNEE-77-2001, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el doce de septiembre de dos mil uno.

Artículo 22. Vigencia: La presente resolución entra en vigencia un día después de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada el 7 de abril de 2003

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.
Secretario Ejecutivo