



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXV

Panamá, R. de Panamá jueves 23 de junio de 2016

N° 28059-A

CONTENIDO

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA

Resolución N° 199
(De lunes 20 de junio de 2016)

QUE DELEGA FUNCIONES AL JEFE DE TESORERÍA DEL CONSEJO NACIONAL PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE (CONADES), ADSCRITO AL MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 10073-Elec
(De viernes 10 de junio de 2016)

POR LA CUAL SE ADICIONA LOS ANEXOS C Y D A LA RESOLUCIÓN AN No.6001-ELEC DE 13 DE MARZO DE 2013 QUE APROBÓ EL TÍTULO IX DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO “NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO”.

**REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA**

RESOLUCIÓN No. 199
De 20 de junio de 2016



Que delega funciones al jefe de Tesorería del Consejo Nacional para el Desarrollo Sostenible (CONADES), adscrito al Ministerio de la Presidencia

EL MINISTRO DE LA PRESIDENCIA
en uso de sus facultades legales, y

CONSIDERANDO:

Que el Ministerio de la Presidencia se crea mediante la Ley 15 de 28 de enero de 1958;

Que mediante Decreto Ejecutivo No.153 de 8 de octubre de 2008, por el cual se aprueba la estructura orgánica de la Presidencia de la República y del Ministerio de la Presidencia, se incluye dentro de la estructura orgánica del Ministerio al Consejo Nacional para el Desarrollo Sostenible (CONADES) y su Unidad Coordinadora y Ejecutora de los Programas (UCEP), creado mediante Decreto Ejecutivo No.163 de 25 de noviembre de 1996, modificado por el Decreto Ejecutivo No.78 de 22 de marzo de 2000, el Decreto No.115 de 20 de noviembre de 2001; el Decreto No.24 de 5 de febrero de 2004 y el Decreto Ejecutivo No.2 de 7 de enero de 2005;

Que el Ministerio de la Presidencia, a través del Consejo Nacional para el Desarrollo Sostenible (CONADES) y su Unidad Coordinadora y Ejecutora de los Programas (UCEP) requiere mantener un funcionamiento eficiente y efectivo para la gestión de los programas y proyectos que se encuentran bajo su responsabilidad;

Que en la actualidad, el Consejo Nacional para el Desarrollo Sostenible (CONADES) y su Unidad Coordinadora y Ejecutora de los Programas (UCEP) se encuentra a cargo del Programa de Sanidad Básica 100/0 (100% Agua Potable y 0 letrinas) y del Programa de Desarrollo Comunitario, por lo que, para una gestión eficiente de las responsabilidades asignadas, se requiere delegar funciones en funcionarios administrativos de la entidad;

Que en virtud de lo anterior, se requiere delegar y autorizar al jefe del área de Tesorería dentro de la Unidad de Administración y Finanzas de CONADES, Licenciado Ricardo de la Cruz para que, firme los documentos, cuentas, cheques, para hacer efectivos los pagos a los proveedores y para el adecuado funcionamiento del Consejo Nacional para el Desarrollo Sostenible (CONADES) y la Unidad Coordinadora y Ejecutora de Programas (UCEP); así como también todas las cuentas, cheques, pagos derivados de la ejecución de los programas y proyectos que se encuentran en trámite ante la entidad,

RESUELVE:

Artículo 1. Delegar en RICARDO DE LA CRUZ, con cédula de identidad personal N.º8-232-107, Jefe de Tesorería del Consejo Nacional para el Desarrollo Sostenible (CONADES), adscrito al Ministerio de la Presidencia, la facultad de firmar todos los documentos, cuentas, cheques, para hacer efectivos los pagos requeridos, a los proveedores y para el adecuado funcionamiento de la entidad y que guarden relación con los Proyectos que se ejecutan.

Artículo 2. El servidor público delegado, será responsable por sus acciones u omisiones en el ejercicio de las facultades delegadas.

Artículo 3. El servidor público, al momento de ejercer las facultades delegadas, deberá advertir que actúa por delegación y por consiguiente las funciones que se le han delegado, son intransferibles a otros servidores públicos.

Artículo 4. Las delegaciones de funciones que se hace por medio de la presente Resolución, es revocable en cualquier momento por parte del Ministerio de la Presidencia.

RAAA

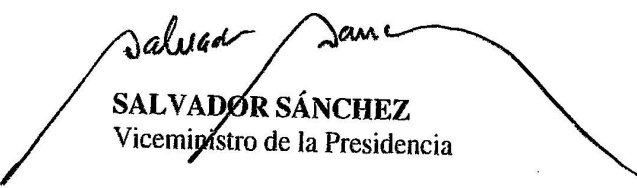
Artículo 5. Esta Resolución entrará a regir a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto Ejecutivo No.163 de 25 de noviembre de 1996 y Decreto Ejecutivo No.2 de 7 de enero de 2005.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dada en la ciudad de Panamá, a los *Veinte* (20) días del mes de *Junio* de dos mil dieciséis (2016).


ALVARO ALEMÁN H.
Ministro de la Presidencia


SALVADOR SÁNCHEZ
Viceministro de la Presidencia



República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 10073 -Elec

Panamá, 10 de junio de 2016



“Por la cual se adicionan los Anexos C y D a la Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 que aprobó el Título IX del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Normas de Calidad del Servicio Técnico”

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 12 de la Ley 6 de 1997, establece que los prestadores del servicio público de electricidad tendrán la obligación de asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al cliente o frente a terceros;
4. Que conforme al numeral 11 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997, esta Autoridad Reguladora está facultada para fijar las normas para la prestación del servicio a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos de electricidad, incluyendo las normas de construcción, servicio y calidad; verificar su cumplimiento y dictar la reglamentación necesaria para implementar su fiscalización;
5. Que por medio de la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998, modificada por la Resolución JD-4466 de 23 de diciembre de 2003, se aprobaron las Normas de Calidad del Servicio Técnico, como parte de las normas de calidad del Servicio Público de Distribución de Electricidad;
6. Que con la referida Resolución JD-4466 de 23 de diciembre de 2003, a su vez modificada por la Resolución JD-4730 de 31 de mayo de 2004, esta Autoridad aprobó la Base Metodológica para el Control de la Confiabilidad del Servicio y para el Control del Nivel de Tensión y Perturbaciones, con la finalidad de procesar en forma más expedita la información remitida por las empresas distribuidoras, permitiéndole verificar el cumplimiento de las Normas de Calidad del Servicio Técnico, las cuales fueron adicionadas como Anexo B y Anexo C de la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998;
7. Que la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998, por la cual se dicta la Norma de Calidad del Servicio Técnico para las empresas distribuidoras del servicio público de electricidad y para los clientes conectados a la misma; contenido del Anexo A, el cual formó parte integral de la misma, se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2014; y fue modificada por la Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013, que aprueba el Título IX del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Normas de Calidad del Servicio Técnico”, contenido en el Anexo B de dicha Resolución, y que forma parte integral de la misma;

7
1 9



Resolución. AN-No. 10073 -Elec
Panamá, 10 de junio de 2016
Página 2 de 3

8. Que el artículo 116 del Anexo B de la mencionada Resolución AN No.6001-Elec, modificada a su vez por la Resolución AN No.7475-Elec de 16 de junio de 2014 y la AN No.8211-Elec de 30 de diciembre de 2014, establece que las empresas distribuidoras deberán entregar a la ASEP toda la información requerida por la Base Metodológica que desarrolle y apruebe la ASEP, independientemente de las otras informaciones y reportes exigidos por dicha norma;
9. Que a través de las notas DSAN-1623-15 y DSAN-1624-15 de 26 de junio de 2015, esta Autoridad remitió a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A. (ENSA), los formatos y procedimientos preliminares para presentar los datos de la Base Metodológica, a esta Autoridad Reguladora.
10. Que mediante las notas DME-378-15 de 13 de noviembre de 2015 y DC-06-15 de 23 de diciembre de 2015, Elektra Noreste, S.A. (ENSA) entregó sus comentarios y observaciones a los formatos preliminares de la Base Metodológica; la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) lo hicieron por medio de la Nota RM-241-15 de 23 de noviembre de 2015;
11. Que luego de analizados los comentarios dados por las empresas distribuidoras, esta Autoridad, por medio de las Notas DSAN-1163-16 y DSAN-1164-16 de 26 de abril de 2016, envió las respuestas a los comentarios, observaciones y dudas que fueron presentados junto con el nuevo formato y procedimiento a utilizar para la presentación de los datos de la Base Metodológica a esta Autoridad Reguladora.
12. Que establecidos los formatos y procedimientos que deberán utilizar las distribuidoras para presentar los datos de la Base Metodológica a esta Autoridad Reguladora con relación a la Confiabilidad y Nivel de Tensión y Perturbaciones, se hace necesaria su aprobación a fin de que las mismas puedan cumplir con lo dispuesto en el Título IX del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica denominado "Normas de Calidad del Servicio Técnico", de la Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013, modificada por las Resolución AN No.7475-Elec de 16 de junio de 2014 y AN No.8211-Elec de 30 de diciembre de 2014, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: DEJAR SIN EFECTO el Anexo B de "Confiabilidad del Servicio" y el Anexo C de "Control de Nivel de Tensión, Armónicas y Flicker" de la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998, que aprobó la Base Metodológica para el control de las "Normas de Calidad del Servicio Técnico."

SEGUNDO: ADICIONAR el Anexo C de "Confiabilidad" y el Anexo D de "Nivel de Tensión y Perturbaciones" al Título IX del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Normas de Calidad del Servicio Técnico", de la Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013, los cuales formaran parte integral de la misma.

TERCERO: ORDENAR a las empresas que prestan el servicio público de distribución y comercialización, que remitan a esta Autoridad, la información solicitada en los Anexos C y D, aprobados en el Artículo Segundo de esta Resolución.

CUARTO: ESTABLECER un periodo de transición que comprende hasta el 20 de junio de 2016, para la entrega de la información contenida en los Anexos C y D establecidos en el Artículo Primero de esta Resolución, correspondiente al periodo de enero a abril de 2016, en los nuevos formatos de la Base Metodológica. A partir de mayo de 2016, la información se entregará dentro los periodos que indicados en los referidos Anexos C y D.

QUINTO: ORDENAR a las empresas que prestan el servicio público de distribución y comercialización, que presenten ante esta Autoridad, las tablas y toda documentación referente a las eximencias de Casos Fortuitos y Fuerza Mayor correspondiente a la Norma de Calidad de Servicio Técnico de Confiabilidad, a más tardar el día veinte (20) de cada mes posterior a la

I
24/6

Resolución. AN-No. 10073 -Elec
Panamá, 10 de junio de 2016
Página 3 de 3

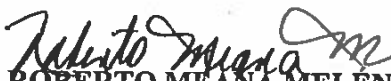
ocurrencia de los eventos, con el fin de cumplir con los plazos estipulados de verificación de los casos de Fuerza Mayor y Casos Fortuitos.

SEXTO: ADVERTIR a las empresas que presten el servicio público de distribución eléctrica y a sus clientes, que esta Autoridad velará por el fiel cumplimiento de las disposiciones contenidas en esta Resolución, aplicando, cuando procedan, las penalizaciones contempladas en las mismas.

SÉPTIMO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir de su publicación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996; modificada y adicionada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; y, Ley 6 de 22 de enero de 2002, Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 y sus modificaciones.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELENDEZ
Administrador General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 15 días del mes de junio de 2016


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO C

RESOLUCIÓN AN Nº 6001-ELEC

REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TITULO IX

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

MAYO 2016

28



INDICE

CAPITULO IX.1. INTRODUCCIÓN..... 3

CAPITULO IX.2. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN BASES DE DATOS 3

CAPITULO IX.3. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES..... 4

CAPITULO IX.4. MÉTODOS DE REGISTRACIÓN DE INTERRUPCIONES 4

 SECCION IX.4.1: ASIGNACIÓN DE LOS TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN..... 4

 SECCION IX.4.2: INTERRUPCIONES ORIGINADAS EN REDES DE BT..... 5

 SECCION IX.4.3: INTERRUPCIONES ORIGINADAS EN REDES DE AT Y MT 5

 SECCION IX.4.4: SISTEMA DE RECEPCIÓN DE RECLAMOS 5

CAPITULO IX.5. DETERMINACIÓN DE LAS COMPENSACIONES..... 5

 SECCION IX.5.1: PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN DEL CÁLCULO DE LOS INDICADORES Y REDUCCIONES TARIFARIAS 5

CAPITULO IX.6. CRITERIOS DE EXTRACCIÓN DE DATOS..... 5

CAPITULO IX.7. INFORMACIÓN A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR..... 6

 SECCION IX.7.1: DISPOSICIONES GENERALES 6

 SECCION IX.7.2: CODIFICACIÓN DEL NOMBRE DE LAS TABLAS A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR 7

 SECCION IX.7.3: PERIODICIDAD 9

 SECCION IX.7.4: ESTRUCTURA DE LAS TABLAS A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR. 9

 SECCION IX.7.5: TABLA DE CAUSAS DE INTERRUPCION 21

 SECCION IX.7.6: TABLA DE CORREGIMIENTOS 25

34



CAPITULO IX.1. INTRODUCCIÓN

Artículo 1 De acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico, es necesario establecer un control de la Confiabilidad del Servicio. Para llevar un adecuado control de las Normas de Calidad del Servicio Técnico aplicables a los Clientes del Servicio Público de Electricidad, se requiere de un manejo ordenado de grande volúmenes de información, un procesamiento sistemático en breves periodos de tiempo, la elaboración de informes para la toma de decisiones, su almacenamiento histórico y adecuado resguardo.

Artículo 2 Con la finalidad de constituir un sistema informático integrado, con modelos ágiles y eficientes que le permitan al Ente Regulador procesar expeditamente la información remitida por las empresas distribuidoras, se ha preparado una Base Metodológica para el control de las Normas de la Calidad del Servicio Técnico, en donde se registren y gestionen las interrupciones relacionadas con las instalaciones y los clientes afectados. A partir de lo ello se determinará indicadores globales y/o individuales para los clientes, según la etapa que corresponda.

Artículo 3 Si se excedieran estos indicadores respecto de los límites fijados en las Normas el distribuidor reconocerá al cliente una reducción tarifaria a modo de compensación que se efectivizará en el periodo inmediatamente posterior al controlado y que resultará proporcional a la energía no suministrada, determinado de acuerdo a los criterios indicados en las citada Norma y en la presente Base Metodológica.

Artículo 4 Para poder determinar estos indicadores, la información se deberá organizar en Bases de Datos, que contendrán la información de los clientes y equipos afectados en cada interrupción, en el inicio y fin de cada una, como así también de los equipos operados para normalizar el servicio.

CAPITULO IX.2. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN BASES DE DATOS

Artículo 5 Las Bases de Datos con el esquema de alimentación de cada cliente deberán contener información sobre los equipos e instalaciones que los abastecen, con el siguiente nivel de agregación:

- Red Alta Tensión (AT)
- Subestación AT/MT
- Alimentador Media Tensión (MT)
- Centro de transformación MT/BT y clientes MT

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 clientes de manera global e individual.

Artículo 6 La recopilación de la información estará a cargo del distribuidor, como así también la elaboración de los índices y la determinación de las reducciones tarifarias, en los casos que corresponda. La ASEP fiscalizará todo el procedimiento tal como se describe en este documento.

Artículo 7 La ASEP procederá a su vez, a recopilar información de interrupciones que provengan de otras fuentes:

- Campañas de medición de tensión utilizadas por la ASEP para medir la Calidad del Producto Técnico.

Reglamento De Distribución Y Comercialización



- Reclamos recibidos en la ASEP.
- Ante causas fundadas que justifiquen la medida, tal como controversias entre clientes y Distribuidores o con la ASEP, y por pedido expreso de este último, se instalará el equipamiento necesario para registrar las interrupciones o mediciones motivo de la controversia.
- Registradores de eventos de tensión a instalar por la ASEP con el fin de auditar la información relativa a interrupciones que provea el distribuidor.
- Toda otra información que la ASEP considere conveniente.

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

Artículo 8 La ASEP realizará auditorías aleatorias en los centros de datos para el control de las Normas de Calidad del Servicio Eléctrico y podrá requerir toda la información necesaria para la realización de dichas auditorías. La ASEP validará los índices de calidad a partir de la información básica proporcionada por el distribuidor.

CAPITULO IX.3. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES

Artículo 9 Para la determinación de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico y el cálculo de las reducciones tarifarias a los clientes, se indican a continuación los criterios a considerar:

a) Corte de Suministro por Morosidad

Las interrupciones relacionadas con domicilios de clientes en situación de corte de suministro ordenado por el propio distribuidor como consecuencia de su estado de morosidad, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de Confiabilidad.

b) Clientes con Antigüedad menor a un Período de Control

La energía facturada durante el período de control a emplear por el distribuidor como base de cálculo para la determinación de la reducción tarifaria por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Técnico prestada a clientes con una antigüedad inferior a un período de control, será definida en función del consumo habido.

c) Clientes dados de Baja o Finalizados.

Para el caso de clientes dados de baja, se computarán las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía necesaria para el cálculo de la eventual reducción tarifaria correspondiente se determinará sobre la base de los valores de energía facturados con anterioridad a la fecha de baja del servicio.

CAPITULO IX.4. MÉTODOS DE REGISTRACIÓN DE INTERRUPCIONES

SECCION IX.4.1: ASIGNACIÓN DE LOS TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN

Artículo 10 El distribuidor deberá implementar un sistema que asegure uniformidad y sincronismo en el horario, en todas las oficinas encargadas que tengan intervención en la asignación de los tiempos de las interrupciones.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

Página 4 de 33

24



SECCION IX.4.2: INTERRUPCIONES ORIGINADAS EN REDES DE BT

Artículo 11 En el caso que la interrupción haya sido decidida por el propio distribuidor, se considerará como horario de inicio, el real de la maniobra.

Artículo 12 Si la interrupción se produce en forma intempestiva, se adoptará como horario de inicio de la misma el que se corresponda con el primer reclamo telefónico ingresado a la empresa, o desde el momento en que éste tomara conocimiento del evento por cualquier otro medio (el que suceda primero).

Artículo 13 En todos los casos, se considerará como horario final el que resulte al ser repuesto el servicio a los clientes.

SECCION IX.4.3: INTERRUPCIONES ORIGINADAS EN REDES DE AT Y MT

Artículo 14 Los registros de los tiempos de interrupción en AT y MT que actualmente son informados por los operadores, se deberán utilizar aquellos provenientes de los sistemas automáticos de adquisición de datos.

SECCION IX.4.4: SISTEMA DE RECEPCIÓN DE RECLAMOS

Artículo 15 El distribuidor deberá asegurar que los clientes tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato y que el horario de recepción del reclamo quede registrado en forma automática, al ser ésta una de las alternativas para establecer el horario inicial de las interrupciones originadas en redes de BT.

CAPITULO IX.5. DETERMINACIÓN DE LAS COMPENSACIONES

SECCION IX.5.1: PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN DEL CÁLCULO DE LOS INDICADORES Y REDUCCIONES TARIFARIAS

Artículo 16 De la información recibida y de acuerdo a la metodología que establezca la ASEP, se le informara a la distribuidora por la vía que corresponda, la aceptación o rechazo de los casos de exclusión presentados por ella, e instruyéndola para que:

- a) Excluya del cálculo de los indicadores las interrupciones aceptadas y proceda al cálculo correspondiente.
- b) Haga efectiva la reducción tarifaria a favor de los clientes, en los términos establecidos.

Artículo 17 El distribuidor deberá presentar los resultados de los cálculos efectuados de acuerdo a lo establecido en la presente Base Metodológica (SALIDA_INDIVIDUAL y/o SALIDA_GLOBAL según corresponda), de acuerdo a los tiempos y procedimientos fijados para este fin por la ASEP.

CAPITULO IX.6. CRITERIOS DE EXTRACCIÓN DE DATOS

Artículo 18 El distribuidor deberá contar con un programa para la extracción directa y automática de los datos de su sistema de gestión de la Confiabilidad que conformarán la información a ser entregada a la ASEP. El referido programa deberá guardar aceptables atributos de confiabilidad, seguridad y auditabilidad.

Reglamento De Distribución Y Comercialización



CAPITULO IX.7. INFORMACIÓN A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 19 A los fines del seguimiento y control que efectuará la ASEP para verificar el cumplimiento de las obligaciones del distribuidor, la empresa deberá remitir la información, organizada en tablas con los formatos que se encuentran detallados en el Artículo 21 de la presente base metodológica.

SECCION IX.7.1: DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 20 Para la presentación de la información de las empresas se deberán considerar el cumplimiento de los siguientes aspectos a cumplir:

- a) Todas las tablas deben entregarse en archivo plano, en formato ASCII.(Texto)
- b) El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la Metodología.
- c) Todos los archivos deben contener como primer registro un encabezado con el nombre de cada uno de los campos (deben corresponderse con la base metodológica) Este registro No será importado a la Base de Datos y se deberá informar a solo efecto de asegurar una adecuada interpretación de los mismos
- d) El separador de campo utilizado en las tablas debe ser "TAB".(Ascii 9)
- e) El separador decimal para un campo Tipo Decimal debe ser el punto.
- f) En los campos Numéricos, no utilizar separador de miles ni símbolos monetarios, ni de ningún otro tipo.
- g) Todos los campos de las tablas solicitadas en la Metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido.
- h) 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 "31/12/2015", "A", "B", etc.)
- i) Como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10)
- j) Para cada envío de información que realice la empresa Distribuidora, lo hará acompañado de una carta que detalle el nombre de cada una de las tablas y el número de registros informados.
- k) Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.
- l) El formato para todas las fechas y horas de todas las tablas debe ser "dd/mm/yyyy hh:mm:ss", colocando hora cero cuando la hora no sea requerida.
- m) Solamente en los casos que se lo indique se deberá informar los milisegundos asociados con la fechas y horas de la interrupción indicado según "dd/mm/yyyy hh:mm:ss.mmm"

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

Página 6 de 33

34



- n) La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.
- o) Los campos con tipo decimal deben informarse con dos decimales, excepto para los campos SAIFI, SAIDI y ENS donde se informarán con seis decimales.

SECCION IX.7.2: CODIFICACIÓN DEL NOMBRE DE LAS TABLAS A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 21 Las tablas deberán remitirse a la ASEP por vía informática utilizando disco compacto (CD) debidamente etiquetado informando:

- o Nombre de la Empresa Distribuidora:
- o Nombre de la Campaña: Distribución – Confiabilidad del servicio
- o Período Informado: (mes y año)
- o Fecha de Envío de la Información
- o N° Entrega del Período Informado

Artículo 22 Las tablas deberán ser designadas de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

12345_NOMBRETABLA.TXT

Dígito 1 - Identificación del distribuidor

- A: Empresa Distribuidora EDEMET
- B: Empresa Distribuidora EDECHI
- C: Empresa Distribuidora ENSA

Dígito 2 - Código de identificación de la Campaña

- S: Calidad de Servicio Técnico

Dígito 3 y 4 - Código de identificación del Año a informar

Dos últimos Dígitos del Año

Dígito 5 - Código de identificación del Mes a informar

De 1 al 9 para Enero a Septiembre, y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre).

NOMBRETABLA: Denominación de las tablas a ser remitidas por el Distribuidor cuyo formato se establece en el Artículo 24 se describe a continuación:

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

Página 7 de 33

24



NOMBRETABLA	PERIODICIDAD	DESCRIPCION
EXCEPCIONES	Mensual	Casos que la ASEP determine debidamente comprobados que se exceptuarán del cálculo de Compensaciones
INTERRUPCIONES	Mensual	Tabla de Interrupciones Permanentes.
MOMENTANEAS	Mensual	Tabla de Interrupciones Momentáneas
REPOSICIONES	Mensual	Tabla de Reposiciones para Interrupciones Permanentes.
REP_CLIENTES	Mensual	Tabla de interrupciones por cliente para Interrupciones Permanentes
REP_MOMENTANEAS	Mensual	Tabla de interrupciones Momentáneas por Cliente
ENERGIA_CLIENTES	Mensual	Energía mensual de los Clientes
DATOS_CLIENTES	Mensual	Datos de todos los Clientes
DATOS_CLIENTESMT	Mensual	Datos de Red de los Clientes de MT
DATOS_CENTROS	Mensual	Datos de los Centros de MTBT
INDIVIDUAL	Mensual	Tabla de Indicadores y Compensaciones por Cliente considerando la totalidad de las interrupciones informadas
INDIVIDUAL_EXCEPCIONES	Mensual	Tabla de Indicadores y Compensaciones por Cliente considerando las interrupciones informadas y excluyendo los casos presentados en la tabla EXCEPCIONES.
GLOBAL	Mensual	Tabla de Indicadores y Compensaciones Globales, considerando la totalidad de las interrupciones informadas

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD



GLOBAL_EXCEPCIONES	Mensual	Tabla de Indicadores y Compensaciones Globales, considerando las interrupciones informadas y excluyendo los casos presentados en la tabla EXCEPCIONES
SUBESTACIONES	Mensual	Datos de los subestaciones primarias que alimentan a la red de distribución.
TRAMOS	Mensual	Datos con las características de los tramos de red que componen los circuitos MT con sus respectivas coordenadas inicial y final.
CONDUCTOR	Mensual	Datos sobre las características de los conductores existentes en la red de MT.
EQUIPOS_MANIOBRA	Mensual	Datos correspondientes a cada una de los equipos maniobra y protección instalados en la red MT.

SECCION IX.7.3: PERIODICIDAD

Artículo 23 Dentro de los primeros 20 días calendarios del mes siguiente, el distribuidor deberá remitir a la ASEP la información Mensual referida a lo ocurrido el mes calendario inmediato anterior de acuerdo a lo establecido en el Artículo 21

SECCION IX.7.4: ESTRUCTURA DE LAS TABLAS A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR.

Artículo 24 La estructura de las tablas con la Información con periodicidad mensual enviar por las empresas Distribuidoras a la ASEP se efectuarán de acuerdo a lo establecido en la presente Base Metodológica.

TABLA: EXCEPCIONES (Tabla de Excepciones de Compensaciones debidamente comprobados)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Caso	Código del caso solicitado en el mes informado	Texto (100)
IDInter	Identificación de la interrupción reportada en las tablas de INTERRUPCIONES y MOMENTANEAS.	Texto (50)
Instalacion	Instalaciones afectadas (SE, Circuito, etc.)	Texto (50)
Clientes	Cantidad de clientes afectados	Entero
FechaIni	Fecha de Inicio de la Interrupción. Se deberá informar de acuerdo al formato siguiente: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss.mmmmm”	Fecha y Hora
FechaRep	Fecha y hora de última reposición. Se deberá informar de acuerdo al formato siguiente: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss.mmmmm”	Fecha y Hora
Causal	Código de causa de la Excepción	Texto (3)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (255)

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
P-foto	Aporta fotografías certificadas – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-acta	Aporta Acta notarial – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-formul	Aporta formulario de testimonio de personal – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-exp-civ	Aporta Exposición Civil ante Policía – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-ofic	Aporta Oficios – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-causa	Aporta copia de causa judicial – Si (S) No (N)	Texto (1)
Resultado	Resultado final de resolución ASEP: Aprobado (SI=S), No aprobado (NO=N)	Texto (1)
Expediente	Expediente de la ASEP	Texto(20)

El campo "Causal" se deberá codificar de acuerdo a lo detallado en la siguiente tabla:

Causal	Descripción
011	Terceros-Vandalismo
012	Terceros-Cometas u otros objetos suspendidos de las líneas aéreas
013	Terceros-Alambres/Conductores
014	Terceros-Cables Telefónicos/Televisión por Cable/Otros Servicios
015	Terceros-Trabajos en la vía pública
016	Terceros-Embestidas/Colisiones
017	Terceros-Poda de árboles
021	Condiciones Climáticas Extremas-Vientos
022	Condiciones Climáticas Extremas-Inundaciones
023	Condiciones Climáticas Extremas-Temperaturas
024	Condiciones Climáticas Extremas-Descargas Atmosféricas
030	Incendio
040	Solicitado por el cliente
050	Autorizado/ordenado por la ASEP o autoridad competente
061	Afectación instalaciones subterráneas-Obstrucción de desagües
062	Afectación instalaciones subterráneas-Filtración por rotura de desagüe de agua
070	Otros

TABLA: INTERRUPCIONES (Tabla de Interrupciones)

Se deberán informar todas las interrupciones con duración mayor o igual a tres minutos, calificadas como permanentes

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto(50)

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24/



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Sistema	Tipo de Sistema: AT (A) , MT (M) y BT (B) donde se origina la falla	Texto (1)
Origen	Externa (E) o Interna (I)	Texto (1)
Tipo	Imprevista, Obligada o Forzada (F) o Programada (P)	Texto (1)
FechaIni	Fecha de Inicio de la Interrupción. Se deberá informar de acuerdo al formato siguiente: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss”	Fecha y Hora
IDElem	Identificación del elemento de red origen de interrupción indicada en la tabla TRAMOS_MT y/o EQUIPOS_MANIOBRA.	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción indicado en la tabla EQUIPOS_MANIOBRA	Texto (50)
IDSSEE	Subestación AT/MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción informado en la tabla SUBESTACIONES.	Texto (50)
IDAlimentador	Código de identificación del Alimentador de MT del cual está conectado el cliente descriptos en la tabla TRAMOS	Texto (50)
Causa	Código de la causa de la Interrupción de acuerdo a lo establecido en el Artículo 25 Artículo 25	Texto (3)

TABLA: MOMENTANEAS (Tabla de Interrupciones Momentáneas)

Se deberán informar todas las interrupciones con duración menor a 3 minutos calificados como momentáneas.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto(50)
Sistema	Tipo de Sistema: AT (A) , MT (M) y BT (B) donde se origina la falla	Texto (1)
Origen	Externa (E) o Interna (I)	Texto (1)
Tipo	Imprevista, Obligada o Forzada (F) o Programada (P)	Texto (1)
FechaIni	Fecha de Inicio de la Interrupción. Se deberá informar de acuerdo al formato siguiente: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss.mmmm”	Fecha y Hora
Duracion	Duración de la interrupción momentánea. Se deberá informar de acuerdo al formato siguiente: “hh:mm:ss.mmmm”	Texto (50)
IDElem	Identificación del elemento de red origen de interrupción según lo indicado en la tabla TRAMOS_MT y/o EQUIPOS_MANIOBRA, CodEqManiobra	Texto (50)

Reglamento De Distribución Y Comercialización



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción indicado en la tabla EQUIPOS_MANIOBRA	Texto (50)
IDSSEE	Subestación AT/MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción informado en la tabla SUBESTACIONES.	Texto (50)
IDAlimentador	Código de identificación del Alimentador de MT del cual está conectado el cliente descriptos en la tabla TRAMOS	Texto (50)
Causa	Código de la causa de la Interrupción de acuerdo a lo establecido en el Artículo 25	Texto (3)

TABLA: REPOSICIONES (Tabla de Reposiciones)

Se deberán informar todas las reposiciones asociadas con las interrupciones permanentes con duración mayor o igual a tres minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
FechaRep	Fecha de la reposición. Se deberá informar de acuerdo al formato siguiente: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss”	Fecha y Hora
IDElem	Elemento maniobrado para reposición	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción indicado en la tabla EQUIPOS_MANIOBRA	Texto (50)
IDSSEE	Nº de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la Interrupción informado en la tabla SUBESTACIONES.	Texto (50)
IDAlimentador	Código de identificación del Alimentador de MT del cual está conectado el cliente descriptos en la tabla TRAMOS	Texto (50)

TABLA: REP_CLIENTES (Tabla de Interrupciones/Reposiciones permanentes por Cliente)

Se deberán informar todos los clientes afectados para todas las interrupciones permanentes con duración mayor o igual a tres minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24



CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (Identificador, Nº de cuenta, etc...)	Texto (30)

TABLA: REP_MOMENTANEAS (Tabla de Interrupciones Momentánea por Cliente Momentánea)

Se deberán informar todos los clientes afectados para todas las interrupciones momentáneas con duración menor a tres minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción) de acuerdo a lo informado en la tabla MOMENTANEAS.	Texto (50)
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (Identificador, Nº de cuenta, etc...)	Texto (30)

TABLA: ENERGIA_CLIENTES (Tabla de energía de clientes)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDCliente	Identificación única del cliente (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
EneRegM	Energía mensual registrada total (kWh)	Decimal
EneProM	Energía mensual facturada promedio en el Año (kWh)	Decimal
EneAcuA	Energía facturada acumulada en el Año (kWh)	Decimal

Nota:

- En el campo EneRegM, para usuarios con medición horaria, se deberá completar con la resultante de la suma de las energías registradas en los tramos horarios establecidos.
- En el campo de EneProM se debe considerar la energía promedio facturada desde el mes de enero del año hasta el mes que corresponde el envío. El valor informado en el mes de diciembre se corresponderá con el valor promedio de energía que caracteriza el año de control.
- En el campo EneAcuA se debe considerar la energía acumulada desde el mes de enero hasta el mes que corresponde el envío. El valor informado en el mes de diciembre se corresponderá con el valor acumulado de energía que caracteriza el año de control.
- Si en algún caso resultan algunos de los valores anteriores sea menor a cero (negativo) debido a posibles refacturaciones se deberá reemplazar ese valor por el valor histórico del cliente independientemente de los problemas en la facturación detectado.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

44



TABLA: DATOS_CLIENTES (Datos Técnicos de los Clientes de la Distribuidora)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
EstadoCliente	Estado del cliente, Pendiente (P) o Activo (A) según la Metodología de Calidad Comercial.	Texto (1)
Tarifa	Código de Tarifa del cliente BTS, BTD, BTH, MTD, MTH, ATD, ATH	Texto (3)
Tension	Tensión de alimentación del cliente: BT (B), MT (M) o AT (A)	Texto (1)
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
IDSSEE	Subestación AT/MT desde donde se alimenta al cliente de informado en la tabla SUBESTACION.	Texto (50)
IDAlimentador	Código de identificación del Alimentador de MT del cual está conectado el cliente descriptos en la tabla TRAMOS	Texto (50)
CenMTBT	Nº de centro de transformación MT/BT desde donde se alimenta al cliente en BT para división red normal.	Texto (50)
Nombre	Nombre del Cliente	Texto(50)
Direccion	Dirección del Cliente	Texto (250)
Distrito	Distrito de la provincia	Texto(50)
Corregimiento	Código del Corregimiento del Distrito. Esta codificación se ajustará a las establecidas en este documento	Texto(10)
Lugar	Lugar poblado del corregimiento	Texto(50)
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Cliente	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Cliente	Decimal

TABLA: DATOS_CLIENTESMT (Datos Técnicos de los Clientes de MT)
Se informará la totalidad de los clientes de MT que se informaron en la Tabla DATOS_CLIENTES.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda) descripto en la tabla DATOS_CLIENTES	Texto (30)
IDAlimentador	Código de identificación único del Alimentador de MT descriptos en la tabla TRAMOS	Texto (50)

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24



Tramo	Código de identificación del tramo MT a la cual se conecta el Cliente de MT descrito en la tabla TRAMOS	Texto (50)
Equipo_Maniobra	Código de identificación única del equipo de maniobra que presenta en el Punto de conexión con la Red de la Distribuidora informado en la tabla EQUIPOS_MANIOBRA	Texto(50)

TABLA: DATOS_CENTROS (Datos Técnicos de los Centros de MTBT)

Se informará la totalidad de los centros MT/BT o transformadores que estuvieron en servicio en algún momento durante el periodo de control.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
CenMTBT	Nº de centro de transformación MT/BT	Texto (50)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Circuito al cual está conectado.	Decimal
TipoArrollamiento	Monofásico (T), Bifásico (B) o Trifásico (T)	Texto (1)
Tipo_Area	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
Tipo_Centro	Poste, Plataforma aérea, cámara a nivel, cámara subterránea	Texto (50)
Numero_Trafo	Número de Trafos en el Centro	Texto (10)
KVAinst	KVA instalado total en el Centro	Decimal
Dirección	Dirección del Centro	Texto (250)
Distrito	Distrito de la provincia	Texto(50)
Corregimiento	Código del Corregimiento del Distrito. Esta codificación se ajustará a las establecidas en el Artículo 26 Artículo 26	Texto(10)
Propiedad	Indicar la propiedad del tramo: “EMPRESA” (E) o de “Terceros” (T)	Texto (1)
Lugar	Lugar poblado del corregimiento	Texto(50)
IDSSEE	Subestación AT/MT desde donde se alimenta al cliente de informado en la tabla SUBESTACION	Texto (50)
IDAlimentador	Código de identificación único del Alimentador de MT descritos en la tabla TRAMOS	Texto (50)
Tramo	Código de identificación del tramo MT a la cual se conecta el Centro de Transformación descrito en la tabla TRAMOS	Texto (50)
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro	Decimal

TABLA: INDIVIDUAL (Tabla de indicadores individuales y Compensación por cliente)

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD



Esta tabla se debe conformar con la totalidad de las interrupciones sin importar si las mismas han sido solicitadas en la tabla EXCEPCIONES o han sido aprobadas por la ASEP.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
SAIFicl	Frecuencia de interrupciones por cliente.	Decimal
SAIDicl	Tiempo de interrupción por cliente, considerados	Decimal
MAIFicl	Los Indicadores Individuales por Interrupciones Momentáneas	Decimal
PServidos	Calificación Si (1) o No (0) como peor servidos.	Entero
ENS_SAIFI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIFI	Decimal
ENS_SAIDI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIDI	Decimal
CompensaIND	Monto total en Dólares de la compensación aplicada asociada con los Indicadores Individuales.	Decimal

Nota:

- Los valores se deberán informar acumulando el indicador desde el mes de Enero al mes que corresponde el envío realizado. Los valores informados para el mes de Diciembre se corresponderán a los representativos del período anual de control.
- Los valores informados con anterioridad al mes de Diciembre serán considerados como de referencia para indicar la evolución de los indicadores, informando los campos “ENS_SAIFI”, “ENS_SAIDI” y “CompensaIND” con un valor igual a cero “0”.
- En los casos que corresponde se deberá indicar a los usuarios peor servidos en los casos que se superen los límites admisibles.

TABLA: INDIVIDUAL_EXCEPCIONES (Tabla de indicadores individuales y Compensación por cliente excluyendo los casos presentados en la tabla EXCEPCIONES)

Esta tabla se debe conformar con la totalidad de las interrupciones excluyendo todas aquellas que han sido solicitadas en la tabla EXCEPCIONES.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24



CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
SAIFIcl	Frecuencia de interrupciones por cliente.	Decimal
SAIDIcl	Tiempo de interrupción por cliente, considerados	Decimal
MAIFIcl	Los Indicadores Individuales por Interrupciones Momentáneas	Decimal
PServidos	Calificación Si (1) o No (0) como peor servidos.	Entero
ENS_SAIFI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIFI	Decimal
ENS_SAIDI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIDI	Decimal
CompensaIND	Monto total en Dólares de la compensación aplicada asociada con los Indicadores Individuales.	Decimal

- Nota:**
- Los valores se deberán informar acumulando el indicador desde el mes de enero al mes que corresponde el envío realizado. Los valores informados para el mes de diciembre se corresponderán a los representativos del periodo anual de control.
 - Los valores informados con anterioridad al mes de Diciembre serán considerados como de referencia para indicar la evolución de los indicadores, informando los campos “ENS_SAIFI”, “ENS_SAIDI” y “CompensaIND” con un valor igual a cero “0”.
 - En los casos que corresponde se deberá indicar a los usuarios peor servidos en los casos que se superen los límites admisibles.

TABLA: GLOBAL (Tabla de indicadores globales y Compensación Global considerando la totalidad de las Interrupciones)

Esta tabla se debe conformar con la totalidad de las interrupciones sin importar si las mismas han sido solicitadas en la tabla EXCEPCIONES o han sido aprobadas por la ASEP.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
ENERGIA	Energía Facturada en Año (kWh)	Decimal
QTotal	Número total de clientes en el Área	Decimal
SUM_Qfs	Sumatoria de la los clientes totales interrumpidos en el Área	Decimal
SAIFI	Frecuencia de interrupciones en el Área	Decimal
SUM_Qfs_T	Sumatoria de los clientes interrumpidos afectados por la duración de la Interrupción en el Área	Decimal
SAIDI	Tiempo de interrupción en el Área	Decimal
ENS_SAIFI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIFI en el Área	Decimal

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24



CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
ENS_SAIDI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIDI en el Área	Decimal
CompensaGLO	Monto total en Dólares de la Compensación aplicada asociada con los Indicadores Globales.	Decimal

Nota:

- Los indicadores calculados en el año para cada una de las área de control, se determinarán de acuerdo a la siguiente expresión:

$$SAIFI = \frac{SUM_Qfs}{Qtotal}$$

$$SAIDI = \frac{SUM_Qfs_T}{Qtotal}$$

- Los valores se deberán informar acumulando el indicador desde el mes de Enero al mes que corresponde el envío realizado. Los valores informados para el mes de Diciembre se corresponderán a los representativos del período anual de control.
- Los valores informados con anterioridad al mes de Diciembre serán considerados como de referencia para indicar la evolución de los indicadores, informando los campos “ENS_SAIFI”, “ENS_SAIDI” y “CompensaGLO” con un valor igual a cero “0”.

TABLA: GLOBAL_EXCEPCIONES (Tabla de indicadores globales y Compensación Global excluyendo los casos presentados en la tabla EXCEPCIONES)

Esta tabla se debe conformar con la totalidad de las interrupciones, excluyendo todas aquellas que han sido solicitadas en la tabla EXCEPCIONES.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
ENERGIA	Energía Facturada en Año (kWh)	Decimal
QTotal	Número total de clientes en el Área	Decimal
SUM_Qfs	Sumatoria de la los clientes totales interrumpidos en el Área	Decimal
SAIFI	Frecuencia de interrupciones en el Área	Decimal
SUM_Qfs_T	Sumatoria de los clientes interrumpidos afectados por la duración de la Interrupción en el Área	Decimal
SAIDI	Tiempo de interrupción en el Área	Decimal
ENS_SAIFI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIFI en el Área	Decimal
ENS_SAIDI	Energía no Suministrada por excederse el indicador SAIDI en el Área	Decimal

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24



CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
CompensaGLO	Monto total en Dólares de la Compensación aplicada asociada con los Indicadores Globales.	Decimal

- Nota:**
- Los indicadores calculados en el año para cada una de las área de control, se determinarán de acuerdo a la siguiente expresión:
$$SAIFI = \frac{SUM_Qfs}{Qtotal}$$
$$SAIDI = \frac{SUM_Qfs_T}{Qtotal}$$
 - Los valores se deberán informar acumulando el indicador desde el mes de Enero al mes que corresponde el envío realizado. Los valores informados para el mes de Diciembre se corresponderán a los representativos del período anual de control.
 - Los valores informados con anterioridad al mes de Diciembre serán considerados como de referencia para indicar la evolución de los indicadores, informando los campos “ENS_SAIIFI”, “ENS_SAIDI” y “CompensaGLO” con un valor igual a cero “0”.

TABLA: SUBESTACION (Datos de las Subestaciones de ATMT o de los puntos de Compra sean de propiedad de la empresa o de la empresa de Substransmisión)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDSSEE	Código de identificación única de cada subestación primaria.	Texto (50)
Nombre	Nombre de la subestación primaria.	Texto (50)
CoordX	CoordenadaX inicial (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-)	Decimal
CoordY	CoordenadaY inicial (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-)	Decimal
Propiedad	Indicar la propiedad de la SSEE: “EMPRESA” (E) o de “Terceros” (T)	Texto (1)

TABLA: TRAMOS (Datos de los Tramos de la Red de MT)

Datos sobre los tramos de red que componen los circuitos de MT con sus respectivas coordenadas inicial y final.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Tramo	Código de identificación única del tramo MT	Texto (50)
Tramo_Anterior	Código de identificación única del tramo al que está conectado eléctricamente el tramo informado (Tramo)	Texto (50)

Reglamento De Distribución Y Comercialización



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Propiedad	Indicar la propiedad del tramo: “EMPRESA” (E) o de “Terceros” (T)	Texto (1)
IDAlimentador	Código de identificación único del Alimentador de MT	Texto (50)
Tension_Tramo	Tensión de Alimentación del Tramo correspondiente	Decimal
IDSSEE	Código de identificación única de cada subestación primaria.	Texto (50)
Codigo_Conductor	Código único identificando Material y Tipo de Conductor MT	Texto (50)
Fases	Número de la Fase al cual se Conecta (Monofásico, R-S-T) , (Bifásico: RS – RT – ST) o (Trifásico: RST)	Texto (3)
CoordX_Inicial	CoordenadaX inicial (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición Inicial	Decimal
CoordY_Inicial	CoordenadaY inicial (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición Final	Decimal
CoordX_Final	CoordenadaX final (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición Inicial	Decimal
CoordY_Final	CoordenadaY final (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición Final	Decimal
Longitud_Tramo	Longitud del Tramo en metros	Decimal

Nota:

- El primer tramo de cada circuito, deberá tener indicado en el campo Tramo_Anterior el mismo código del Tramo.
- Se deberá asegurar que todos los tramos queden vinculado adecuadamente, permitiendo construir el modelo eléctrico representativo.

TABLA: CONDUCTOR (Datos de los Conductores de MT)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Codigo_Conductor	Código único identificando Material y Tipo de Conductor MT de acuerdo a lo establecido en la Tabla TRAMOS_MT.	Texto(50)
Detalle_Conductor	Denominación del conductor MT	Texto (50)
Tipo_Conuctor	Aéreo desnudo (D), aéreo recubierto (A), aéreo pre ensamblado (P) o subterráneo (S)	Texto (1)
Material_Conductor	Cobre (CU) , Aleación de Aluminio (PA), Aluminio Acero (AA)	Texto(2)
Seccion_Conductor	Sección o calibre del conductor	Texto(50)
Resist_Conductor	Resistencia del conductor en Ω /km	Decimal
React_Conductor	Reactancia del conductor en Ω /km	Decimal
Imax_Conductor	Corriente Máxima Admisible de operación en MT	Decimal

TABLA: EQUIPOS_MANIOBRA (Datos de los Equipos de Maniobra y Protección instalados en la Red de MT)

Reglamento De Distribución Y Comercialización



Comprende los instalados en la red de MT, en las Subestaciones MT/MT y en los centros de transformación MT/BT

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Equipo_Maniobra	Código de identificación única del equipo de maniobra	Texto(50)
IDAlimentador	Código de identificación único del Alimentador de MT	Texto (50)
Tramo	Código de identificación única del tramo MT al que se halla conectado el equipo de maniobra	Texto (50)
Propiedad	Propiedad del equipo: “EMPRESA” (E) o de “Terceros” (T)	Texto (1)
Tipo_Equipo	Interruptor sin recierre (I) , interruptor con recierre (T), reconectador (R), seccionador fusible (F), seccionador (S), otro equipo (O), barra (B)	Texto (1)
Fases_Equipo	Monofásico (M) , bifásico (B) o trifásico (T)	Texto (1)
Mando_Equipo	Local (L) o Remoto SCADA (S)	Texto (1)
Imax_Equipo	Corriente Máxima Admisible de operación en MT	Decimal
Estado_Equipo	Estado del Equipo Abierto (A) o Cerrado (C)	Texto (1)
CoordX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-) de la posición del Equipo	Decimal
CoordY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-) de la posición del Equipo	Decimal

SECCION IX.7.5: TABLA DE CAUSAS DE INTERRUPCION

Artículo 25 Los valores en el campo “Causa” a informar en la tabla de Interrupciones se corresponde a lo detallado en la siguiente tabla:

INTERRUPCIONES PROGRAMADAS

CAUSA	DESCRIPCION
P01	Por labores de mantenimiento en la red eléctrica de Alta Tensión (115 kV).
P02	Por labores de mantenimiento en una subestación AT/MT (Alta Tensión a Media Tensión).
P03	Por labores de mantenimiento en la red eléctrica de Media Tensión (34.5 a 2.4 kV).
P04	Por labores de mantenimiento en una subestación MT/MT (Media Tensión a Media Tensión).
P05	Por labores de mantenimiento en la red eléctrica de Baja Tensión (0 a 600V).
P06	Por labores de reparación en la red eléctrica de Alta Tensión (115 kV).
P07	Por labores de reparación en una subestación AT/MT (Alta Tensión a Media Tensión).
P08	Por labores de reparación en la red eléctrica de Media Tensión (34.5 a 2.4 kV).

Reglamento De Distribución Y Comercialización

24



CAUSA	DESCRIPCION
P09	Por labores de reparación en una subestación MT/MT (Media Tensión a Media Tensión).
P10	Por labores de reparación en la red eléctrica de Baja Tensión (0 a 600V).
P11	Para efectuar labores de instalación de nuevos suministros del servicio de energía eléctrica en una red de Alta Tensión (115 kV).
P12	Para efectuar labores de instalación de nuevos suministros del servicio de energía eléctrica en una red de Media Tensión (34.5 a 2.4 kV).
P13	Para efectuar labores de instalación de nuevos suministros del servicio de energía eléctrica en una red de Baja Tensión (0 - 600 V)

INTERRUPCIONES IMPREVISTAS

Causas externas a la red de Distribución	
CAUSA	DESCRIPCION
A01	Atribuible a una Empresa de Generación Eléctrica.
A02	Atribuible al Sistema de Transmisión Eléctrica.
A03	Atribuible a los esquemas de baja frecuencia del SIN, por eventos en la Interconexión Eléctrica Centroamericana.
A04	Atribuible a los esquemas de bajo voltaje del SIN, por eventos en Panamá.
A05	Atribuible a los esquemas de baja frecuencia del SIN, por eventos en Panamá.
A06	Atribuible a otra empresa de distribución de energía eléctrica
A07	Atribuible a un Cogenerador
A08	Atribuible a un Autogenerador
A09	Atribuible a un Gran Cliente
A10	Otros
En la red eléctrica de 115 kV de la distribuidora	
CAUSA	DESCRIPCION
E11	Atribuible a la estructura soporte (torre, poste, etc.)
E12	Atribuible a los aisladores.
E13	Atribuible a los conectores eléctricos.
E14	Atribuible a los conductores eléctricos (fases).
E15	Atribuible al Hilo de Guarda.
E16	Atribuible a colisión de vehículo con elemento de la red eléctrica.
E17	Atribuible a descargas o tormentas eléctricas.
E18	Atribuible a ramas o árboles que afectaron la red eléctrica.
E19	Atribuible a animales en la red eléctrica.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

3/1



E20	Atribuible a quemas que afectan las líneas eléctricas.
E21	Atribuible a vandalismo
E22	Atribuible a inundaciones
E23	Atribuible a deslizamiento de tierra
E24	Instrucción del CND u otra autoridad
E25	Otros

En una subestación AT/MT (Alta Tensión 115kV / Media Tensión 34.5 a 2.4 kV)	
CAUSA	DESCRIPCION
G21	Apertura del Disyuntor Automático (breaker u otro) de Alta Tensión.
G22	Transformador desenergizado.
G23	Apertura del Disyuntor Automático (breaker) de Media Tensión no asociado a un circuito de distribución.
G24	Apertura del Disyuntor Automático (breaker) de Media Tensión perteneciente a un circuito de distribución.
G25	Desenergización total de la subestación.
G26	Instrucción del CND u otra autoridad
G27	Atribuible a animales
G28	Atribuible a Vandalismo
G29	Otros

En la red eléctrica de Media Tensión 34.5 a 2.4 Kv	
CAUSA	DESCRIPCION
H31	Para efectuar labores de operación en la red eléctrica.
H32	Atribuible al poste.
H33	Atribuible a la cruceta o al soporte de los aisladores.
H34	Atribuible a los aisladores.
H35	Atribuible a los conectores eléctricos.
H36	Atribuible a los conductores eléctricos (fases).
H37	Atribuible a la operación de un equipo instalado en la red de distribución (recerrador, desconectador manual, desconectador automatizado, etc.)
H38	Atribuible a la desconexión de un elemento fusible.
H39	Atribuible a colisión de vehículo con elemento de la red eléctrica.
H40	Atribuible a descargas o tormentas eléctricas.
H41	Atribuible a ramas o árboles que afectaron la red eléctrica.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD



H42	Atribuible a animales en la red eléctrica o equipos eléctricos.
H43	Atribuible a problemas en la instalación de un cliente de media tensión.
H44	Atribuible a quemas que afectan las líneas eléctricas.
H45	Atribuible a una desconexión del servicio efectuado por la Distribuidora.
H46	Atribuible a vandalismo
H47	Atribuible a inundaciones
H48	Atribuible a deslizamiento de tierra
H49	Instrucción del CND u otra autoridad
H50	Otros

En una subestación MT/MT (Media Tensión a Media Tensión (34.5 a 2.4 kV)	
CAUSA	DESCRIPCION
K61	Apertura del Disyuntor Automático (breaker) de Media Tensión no asociado a un circuito de distribución.
K62	Transformador desenergizado.
K63	Apertura del Disyuntor Automático (breaker) de Media Tensión perteneciente a un circuito de distribución.
K64	Desenergización total de la subestación.
K65	Instrucción del CND u otra autoridad
K66	Atribuible a animales
K67	Atribuible a vandalismo
K68	Otros

En la red eléctrica de Baja Tensión (0 a 600 V)	
CAUSA	DESCRIPCION
M81	Atribuible a postes
M82	Atribuible a los aisladores.
M83	Atribuible a los conectores eléctricos.
M84	Atribuible a los conductores eléctricos (fases).
M85	Atribuible a transformador de MT/BT (Media Tensión a Baja tensión) desenergizado.
M86	Atribuible a ramas o árboles que afectaron las líneas eléctricas.
M87	Atribuible a animales en la línea eléctrica.
M88	Atribuible al vandalismo.
M89	Atribuible a problemas en la instalación del cliente.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

24



M90	Atribuible a una desconexión del servicio efectuado por la Distribuidora.
M91	Atribuible a colisión de vehículo
M92	Atribuible a quemas que afectan las líneas eléctricas
M93	Atribuible a conexiones ilegales a la red
M94	Atribuible a descargas o tormenta eléctricas
M95	Instrucción del CND u otra autoridad
M96	Otros

SECCION IX.7.6: TABLA DE CORREGIMIENTOS

Artículo 26 Los corregimientos se deberán informar de acuerdo a lo establecido en las siguientes Tablas:

21/



DISTRITO Y CORREGIMIENTO	CODIGO
--------------------------	--------

PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO

Distrito de Bocas del Toro

Bocas del Toro (Cabecera)	10101001
Bastimentos	10102003
Cauchero	10103001
Punta Laurel	10104001
Tierra Oscura	10105001

Distrito de Changuinola

Changuinola (Cabecera)	10201012
Almirante	10202001
Guabito	10203004
Teribe	10204002
Valle del Risco	10205001
El Empalme	10206009
Las Tablas	10207003
Cochigró	10208001
La Gloria	10209001
Las Delicias	10210001
Nance del Risco	10211001
Valle de Agua Arriba	10212001

Distrito de Chiriquí Grande

Chiriquí Grande (Cabecera)	10301002
Miramar	10302005
Punta Peña	10303001
Punta Robalo	10304028
Rambala	10305001
Bajo Cedro	10306001

PROVINCIA DE COCLÉ

Distrito de Aguadulce

Aguadulce (Cabecera)	20101001
El Cristo	20102001
El Roble	20103001
Pocrí	20104001
Barrios Unidos	20105001

Distrito de Antón

Antón (Cabecera)	20201001
Cabuya	20202001
El Chirú	20203001
El Retiro	20204001
El Valle	20205001
Juan Díaz	20206002
Rio Hato	20207002

San Juan de Dios	20208001
Santa Rita	20209001
Caballero	20210001

Distrito de La Pintada

La Pintada (Cabecera)	20301002
El Harino	20302003
El Potrero	20303001
Llano Grande	20304001
Piedras Gordas	20305001
Las Lomas	20306002

Distrito de Natá

Natá (Cabecera)	20401002
Capellania	20402001
El Caño	20403001
Guzmán	20404001
Las Huacas	20405001
Toza	20406001

Distrito de Olá

Olá (Cabecera)	20501001
El Cope	20502001
El Palmar	20503001
El Picacho	20504002
La Pava	20505001

Distrito de Penonomé

Penonomé (Cabecera)	20601002
Cañaveral	20602001
Coclé	20603001
Chiguiri Arriba	20604002
El Coco	20605001
Pajonal	20606001
Río Grande	20607002
Rio Indio	20608001
Toabré	20609001
Tulú	20610001

PROVINCIA DE COLÓN

Distrito de Colón

Barrio Norte	30101001
Barrio Sur	30102001
Buena Vista	30103001
Cativá	30104002
Ciricito	30105001
Cristóbal	30106003
Escobal	30107002
Limón	30108001
Nueva Providencia	30109004
Puerto Pilón	30110002

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

24



Sabanitas	30111002
Salamanca	30112003
San Juan	30113001
Santa Rosa	30114001

Distrito de Chagres

Nuevo Chagres (Cabecera)	30201001
Achiote	30202001
El Guabo	30203002
La Encantada	30204001
Palmas Bellas	30205001
Piña	30206003
Salud	30207001

Distrito de Donoso

Miguel de la Borda (Cabecera)	30301001
Coclé del Norte	30302001
El Guásimo	30303002
Gobea	30304002
Río Indio	30305003
San José del General	30306002

Distrito de Portobelo

Portobelo (Cabecera)	30401002
Cacique	30402001
Garrote	30403001
Isla Grande	30404001
María Chiquita	30405001

Distrito de Santa Isabel

Palenque (Cabecera)	30501001
Cuango	30502001
Miramar	30503002
Nombre de Dios	30504001
Palmira	30505001
Playa Chiquita	30506001
Santa Isabel	30507005
Viento Frío	30508001

PROVINCIA DE CHIRIQUÍ

Distrito de Alanje

Alanje (Cabecera)	40101001
Divalá	40102003
El Tejar	40103001
Guarumal	40104001
Palo Grande	40105001
Querévalo	40106001
Santo Tomás	40107002
Canta Gallo	40108001
Nuevo México	40109001

Distrito de Barú

Puerto Armuelles (Cabecera)	40201002
Limones	40202001
Progreso	40203002
Baco	40204001
Rodolfo Aguilar Delgado	40205001

Distrito de Boquerón

Boquerón (Cabecera)	40301002
Bágala	40302001
Cordillera	40303003
Guabal	40304002
Guayabal	40305001
Paraíso	40306001
Pedregal	40307002
Tijeras	40308001

Distrito de Boquete

Bajo Boquete (Cabecera)	40401005
Caldera	40402001
Palmira	40403001
Alto Boquete	40404001
Jaramillo	40405001
Los Naranjos	40406001

Distrito de Bugaba

La Concepción (Cabecera)	40501001
Aserrio de Gariché	40502001
Bugaba	40503001
Cerro Punta	40504001
Gómez	40505002
La Estrella	40506003
San Andrés	40507001
Santa Marta	40508001
Santa Rosa	40509001
Santo Domingo	40510001
Sortová	40511002
Volcán	40512002
El Bongo	40513001

Distrito de David

David (Cabecera)	40601001
Bijagual	40602001
Cochea	40603001
Chiriquí	40604001
Guacá	40605002
Las Lomas	40606002
Pedregal	40607001
San Carlos	40608001
San Pablo Nuevo	40609001

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

24



San Pablo Viejo	40610001
-----------------	----------

Distrito de Dolega

Dolega (Cabecera)	40701003
Dos Ríos	40702002
Los Anastacios	40703001
Potrerillos	40704001
Potrerillos Abajo	40705001
Rovira	40706001
Tinajas	40707001
Los Algarrobos	40708001

Distrito de Gualaca

Gualaca (Cabecera)	40801008
Hornito	40802001
Los Ángeles	40803001
Paja de Sombrero	40804001
Rincón	40805001

Distrito de Remedios

Remedios (Cabecera)	40901001
El Nancito	40902002
El Porvenir	40903003
El Puerto	40904001
Santa Lucía	40905002

Distrito de Renacimiento

Rio Sereno (Cabecera)	41001001
Breñón	41002001
Cañas Gordas	41003001
Monte Lirio	41004001
Plaza Caisán	41005001
Santa Cruz	41006001
Dominical	41007001
Santa Clara	41008001

Distrito de San Félix

Las lajas (Cabecera)	41101003
Juay	41102002
Lajas Adentro	41103001
San Félix	41104001
Santa Cruz	41105002

Distrito de San Lorenzo

Horconcitos (Cabecera)	41201001
Boca Chica	41202001
Boca del Monte	41203001
San Juan	41204006
San Lorenzo	41205002

Distrito de Tolé

Tolé (Cabecera)	41301003
Bella Vista	41302001

Cerro Viejo	41303002
El Cristo	41304001
Justo Fidel Palacios	41305001
Lajas de Tolé	41306004
Potrero de Caña	41307001
Quebrada de Piedra	41308002
Veladero	41309002

PROVINCIA DE DARIÉN

Distrito de Chepigana

La Palma (Cabecera)	50101002
Camogantí	50102002
Chepigana	50103002
Garachiné	50104002
Jaqué	50105004
Puerto Piña	50106001
Río Congo	50107001
Río Iglesias	50108001
Sambú	50109008
Setegantí	50110002
Taimatí	50111001
Tucutí	50112005
Agua Fría	50113001
Cucunatí	50114001
Río Congo Arriba	50115001
Santa Fé	50116001

Distrito de Pinogana

El Real de Santa María (Cabecera)	50201001
Boca de Cupé	50202002
Paya	50203001
Pinogana	50204002
Púcuro	50205001
Yapé	50206002
Yaviza	50207011
Metetí	50208001
Comarca Kuna de Wargandi	50209001

PROVINCIA DE HERRERA

Distrito de Chitré

Chitré (Cabecera)	60101003
La Arena	60102001
Monagrillo	60103001
Llano Bonito	60104005
San Juan Bautista	60105002

Distrito de Las Minas

Las Minas (Cabecera)	60201001
Chepo	60202001
Chumical	60203001

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD



El Toro	60204004
Leones	60205001
Quebrada del Rosario	60206002
Quebrada el Ciprian	60207001

Distrito de Los Pozos

Los Pozos (Cabecera)	60301001
Capurí	60302001
El Calabacito	60303001
El Cedro	60304001
La Arena	60305001
La Pitaloza	60306002
Los Cerritos	60307001
Los Cerros de Paja	60308001
Las Llanas	60309001

Distrito de Ocú

Ocú (Cabecera)	60401001
Cerro Largo	60402001
Los Llanos	60403001
Llano Grande	60404001
Peñas Chatas	60405001
El Tijera	60406001
Menchaca	60407001

Distrito de Parita

Parita (Cabecera)	60501001
Cabuya	60502001
Los Castillos	60503001
Llano de La Cruz	60504002
París	60505001
Portobelillo	60506002
Potuga	60507001

Distrito de Pesé

Pesé (Cabecera)	60601001
Las Cabras	60602001
El Pajaro	60603001
El Barrero	60604001
El Pedregoso	60605001
El Ciruelo	60606001
Sabanagrande	60607001
Rincón Hondo	60608001

Distrito de Santa María

Santa María (Cabecera)	60701001
Chupampa	60702002
El Rincón	60703003
El Limón	60704001
Los Canelos	60705001

PROVINCIA DE LOS SANTOS

Distrito de Guararé

Guararé (Cabecera)	70101002
El Espinal	70102001
El Macano	70103001
Guararé Arriba	70104001
La Enea	70105002
La Pasera	70106001
Las Trancas	70107001
Llano Abajo	70108008
El Hato	70109001
Perales	70110001

Distrito de Las Tablas

Las Tablas (Cabecera)	70201001
Bajo Corral	70202001
Bayano	70203001
El Carate	70204001
El Cocal	70205001
El Manantial	70206001
El Muñóz	70207001
El Pedregoso	70208001
La Laja	70209001
La Miel	70210002
La Palma	70211002
La Tiza	70212001
Las Palmitas	70213001
Las Tablas Abajo	70214001
Nuario	70215002
Palmira	70216002
Peña Blanca	70217003
Río Hondo	70218001
San José	70219002
San Miguel	70220002
Santo Domingo	70221001
Sesteadero	70222001
Valle Rico	70223001
Valleriquito	70224002

Distrito de Los Santos

La Villa de Los Santos (Cabecera)	70301003
El Guásimo	70302001
La Colorada	70303001
La Espigadilla	70304001
Las Cruces	70305002
Las Guabas	70306004
Los Ángeles	70307002
Los Olivos	70308002
Llano Largo	70309001

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

24



Sabanagrande	70310002
Santa Ana	70311002
Tres Quebradas	70312004
Agua Buena	70313001
Villa Lourdes	70314001

Distrito de Macaracas

Macaracas (Cabecera)	70401002
Bahía Honda	70402001
Bajos de Guera	70403002
Corozal	70404001
Chupá	70405001
El Cedro	70406001
Espino Amarillo	70407002
La Mesa	70408001
Las Palmas	70409001
Llano de Piedra	70410002
Mogollón	70411003

Distrito de Pedasí

Pedasí (Cabecera)	70501002
Los Asientos	70502010
Mariabé	70503001
Purio	70504001
Oria Arriba	70505001

Distrito de Pocrí

Pocrí (Cabecera)	70601002
El Cañafistulo	70602002
Lajamina	70603001
Paraíso	70604002
Paritilla	70605001

Distrito de Tonosí

Tonosí (Cabecera)	70701003
Altos de Güera	70702001
Cañas	70703001
El Bebedero	70704004
El Cacao	70705001
El Cortezo	70706001
Flores	70707001
Guánico	70708001
La Tronosa	70709002
Cambutal	70710001
Isla de Cañas	70711001

PROVINCIA DE PANAMÁ

Distrito de Arraiján

Arraiján (Cabecera)	80101001
Juan Demóstenes Arosemena	80102001
Nuevo Emperador	80103002

Santa Clara	80104002
Veracruz	80105003
Vista Alegre	80106003
Burunga	80107001
Cerro Silvestre	80108001

Distrito de Balboa

San Miguel (Cabecera)	80201002
La Ensenada	80202003
La Esmeralda	80203003
La Guinea	80204005
Pedro González	80205003
Saboga	80206001

Distrito de Capira

Capira (Cabecera)	80301002
Caimito	80302001
Campana	80303001
Cermeño	80304003
Ciri de Los Sotos	80305001
Ciri Grande	80306004
El Cacao	80307001
La Trinidad	80308001
Las Ollas Arriba	80309002
Lídice	80310002
Villa Carmen	80311002
Villa Rosario	80312001
Santa Rosa	80313001

Distrito de Chame

Chame (Cabecera)	80401002
Bejuco	80402002
Buenos Aires	80403001
Cabuya	80404002
Chica	80405001
El Libano	80406001
Las Lajas	80407003
Nueva Gorgona	80408002
Punta Chame	80409001
Sajalices	80410001
Sorá	80411001

Distrito de Chepo

Chepo (Cabecera)	80501006
Cañita	80502002
Chepillo	80503001
El Llano	80504003
Las Margaritas	80505001
Santa Cruz de Chinina	80506003
Comarca Kuna de Madungandi	80507001
Tortí	80508001

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD

24



Distrito de Chimán

Chimán (Cabecera)	80601004
Brujas	80602001
Gonzálo Vásquez	80603001
Pásiga	80604001
Unión Santeña	80605001

Distrito de La Chorrera

Barrio Balboa	80701001
Barrio Colón	80702001
Amador	80703003
Arosemena	80704001
El Arado	80705003
El Coco	80706003
Feuillet	80707001
Guadalupe	80708001
Herrera	80709001
Hurtado	80710004
Iturralde	80711001
La Represa	80712001
Los Díaz	80713001
Mendoza	80714001
Obaldía	80715001
Playa Leona	80716002
Puerto Caimito	80717007
Santa Rita	80718001

Distrito de Panamá

San Felipe	80801001
El Chorrillo	80802001
Santa Ana	80803001
La Exposición o Calidonia	80804001
Curundú	80805001
Betania	80806001
Bella Vista	80807001
Pueblo Nuevo	80808001
San Francisco	80809001
Parque Lefevre	80810001
Río Abajo	80811001
Juan Díaz	80812001
Pedregal	80813001
Ancón	80814003
Chilibre	80815005
Las Cumbres	80816009
Pacora	80817001
San Martín	80818001
Tocumen	80819001
Las Mañanitas	80820001

24 de Diciembre	80821001
Alcalde Díaz	80822001
Ernesto Córdoba Campos	80823001

Distrito de San Carlos

San Carlos (Cabecera)	80901002
El Espino	80902002
El Higo	80903002
Guayabito	80904001
La Ermita	80905003
La Laguna	80906001
Las Uvas	80907001
Los Llanitos	80908001
San José	80909001

Distrito de San Miguelito

Amelia Denis de Icaza	81001001
Belisario Porras	81002001
José Domingo Espinar	81003001
Mateo Iturralde	81004001
Victoriano Lorenzo	81005001
Arnulfo Arias	81006001
Belisario Frías	81007001
Omar Torrijos	81008001
Rufina Alfaro	81009001

Distrito de Taboga

Taboga (Cabecera)	81101003
Otoque Oriente	81102001
Otoque Occidente	81103001

PROVINCIA DE VERAGUAS

Distrito de Atalaya

Atalaya (Cabecera)	90101002
El Barrito	90102001
La Montañuela	90103002
La Carrillo	90104001
San Antonio	90105001

Distrito de Calobre

Calobre (Cabecera)	90201001
Barnizal	90202001
Chitra	90203001
El Cocla	90204002
El Potrero	90205001
La Laguna	90206001
La Raya de Calobre	90207001
La Tetilla	90208001
La Yeguada	90209001
Las Guías	90210001
Monjaras	90211001

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - CONFIABILIDAD



San José	90212001
Distrito de Cañazas	
Cañazas (Cabecera)	90301001
Cerro Plata	90302005
El Picador	90303002
Los Valles	90304001
San José	90305001
San Marcelo	90306001
El Aromillo	90307001
Las Cruces	90308001
Distrito de La Mesa	
La Mesa (Cabecera)	90401002
Bisvalles	90402002
Boró	90403001
Llano Grande	90404001
San Bartolo	90405001
Los Milagros	90406001
Distrito de Las Palmas	
Las Palmas (Cabecera)	90501003
Cerro de Casa	90502001
Corozal	90503001
El María	90504001
El Prado	90505005
El Rincón	90506001
Lolá	90507001
Pixvae	90508002
Puerto Vidal	90509002
San Martín de Porres	90510002
Vigui	90511001
Zapotillo	90512002
Distrito de Montijo	
Montijo (Cabecera)	90601005
Gobernadora	90602003
La Garceana	90603001
Leones	90604002
Pilón	90605001
Cebaco	90606001
Costa Hermosa	90607001
Unión del Norte	90608001
Distrito de Río de Jesús	
Río de Jesús (Cabecera)	90701001
Las Huacas	90702001
Los Castillos	90703001
Útira	90704005
Catorce de Noviembre	90705001

Distrito de San Francisco	
San Francisco (Cabecera)	90801002
Corral Falso	90802001
Los Hatillos	90803001
Remance	90804002
San Juan	90805006
San José	90806001
Distrito de Santa Fé	
Santa Fé (Cabecera)	90901001
Calovébora	90902001
El Alto	90903002
El Cuay	90904001
El Pantano	90905001
Gatú o Gatucito	90906001
Río Luis	90907001
Rubén Cantú	90908002
Distrito de Santiago	
Santiago (Cabecera)	91001002
La Colorada	91002001
La Peña	91003004
La Raya de Santa María	91004001
Ponuga	91005001
San Pedro del Espino	91006001
Canto del llano	91007002
Los Algarrobos	91008001
Carlos Santana Ávila	91009001
Edwin Fabrega	91010001
San Martín de Porres	91011001
Urracá	91012001
Distrito de Soná	
Soná (Cabecera)	91101001
Bahía Honda	91102003
Calidonia	91103001
Cativé	91104008
El Marañón	91105001
Guarumal	91106001
La Soledad	91107001
Quebrada de Oro	91108004
Rio Grande	91109001
Rodeo Viejo	91110001
Distrito de Mariato	
Llano de Catival o Mariato (Cabecera)	91201001
Arenas	91202001
El Cacao	91203002
Quebro	91204001
Tebario	91205001

9/1



Comarca Kuna Yala (San Blas)

Narganá (Cabecera)	100101001
Ailigandí	100102001
Puerto Obaldía	100103004
Tubualá	100104002

COMARCA EMBERÁ

Distrito de Cémaco

Cirilo Guainora (Cabecera)	110101006
Lajas Blancas	110102001
Manuel Ortega	110103002

Distrito de Sambú

Río Sábalo	110201001
Jingurudó	110202003

COMARCA NGOBE BUGLE

Distrito de Besiko

Soloy (Cabecera)	120101001
Boca de Balsa	120102001
Camarón Arriba	120103002
Cerro Banco	120104001
Cerro de Patena	120105002
Emplanada de Chorchá	120106003
Nämnoni	120107001
Niba	120108001

Distrito de Mironó

Hato Pilón (Cabecera)	120201003
Cascabel	120202001
Hato Corotú	120203001
Hato Culantro	120204001
Hato Jobo	120205001
Hato Julí	120206001
Quebrada de Loro	120207004
Salto Dupí	120208001

Distrito de Múna

Chichica (Cabecera)	120301002
Alto Caballero	120302001
Bakama	120303001
Cerro Caña	120304003
Cerro Puerco	120305001
Krüa	120306001
Maraca	120307001
Nibra	120308002
Peña Blanca	120309001
Roka	120310001
Sitio Prado	120311004
Ümani	120312001

Distrito de Nole Duima

Cerro Iglesias (Cabecera)	120401001
Hato Chamí	120402001
Jädaberi	120403002
Lajero	120404001
Susama	120405001

Distrito de Ñurum

Buenos Aires (Cabecera)	120501001
Agua de Salud	120502001
Alto de Jesús	120503001
Cerro Pelado	120504001
El Bale	120505001
El Paredón	120506001
El Piro	120507011
Guayabito	120508001
Güibale	120509001

Distrito de Kankintú

Bisira (Cabecera)	120601001
Büri	120602001
Guariviara	120603007
Guoroni	120604001
Kankintú	120605002
Mününi	120606008
Piedra Roja	120607006
Tuwai	120608003
Man Creek	120609001

Distrito de Kusapín

Kusapín (Cabecera)	120701002
Bahía Azul	120702002
Calovébora o Santa Catalina	120703001
Loma Yuca	120704003
Río Chiriquí	120705001
Tobobe	120706005
Valle Bonito	120707001

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO - CONFIABILIDAD

24



ANEXO D

RESOLUCIÓN AN N° 6001-ELEC

**REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

TITULO IX

**BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO
TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES**

MAYO 2016



INDICE

CAPITULO IX.1: INTRODUCCIÓN 3

CAPITULO IX.2: METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DEL NIVEL DE TENSION..... 3

 SECCION IX.2.1: ALCANCE DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN 3

 SECCION IX.2.2: CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES..... 4

CAPITULO IX.3: EQUIPAMIENTO PARA LAS MEDICIONES DE NIVEL DE TENSION 6

 SECCION IX.3.1: CARACTERÍSTICAS GENERALES 6

 SECCION IX.3.2: MONITOREO PREVIO DE LAS PERTURBACIONES..... 7

 SECCION IX.3.3: ENSAYOS 7

CAPITULO IX.4: METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DEL NIVEL DE ARMONICAS Y FLICKER..... 8

 SECCION IX.4.1: ALCANCE DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN 8

 SECCION IX.4.2: IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN..... 9

 SECCION IX.4.3: CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES..... 9

 SECCION IX.4.4: APLICACIÓN DE LAS COMPENSACIONES 10

CAPITULO IX.5: EQUIPAMIENTO PARA LAS MEDICIONES..... 10

 SECCION IX.5.1: CARACTERÍSTICAS GENERALES 10

 SECCION IX.5.2: ESPECIFICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN DE ARMÓNICAS..... 11

 SECCION IX.5.3: ESPECIFICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN DE FLICKER 13

CAPITULO IX.6: INFORMACION A PRESENTAR A LA ASEP 14

 SECCION IX.6.1: INFORMACIÓN A REMITIR MENSUALMENTE 14

 SECCION IX.6.2: INFORMACIÓN A REMITIR SEMESTRALMENTE 14

CAPITULO IX.7: IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS 15

CAPITULO IX.8: DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES 16

CAPITULO IX.9: ESTRUCTURA DE LAS TABLAS A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR..... 17

 SECCION IX.9.1: DISPOSICIONES GENERALES 17

 SECCION IX.9.2: MODELO DE DATOS PARA EL ENVIO DE INFORMACIÓN 18



CAPITULO IX.1: INTRODUCCIÓN

Artículo 1 De acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico referente del Nivel de Tensión, que se realiza mediante campañas de medición en distintos puntos de la red, permite adquirir y procesar información sobre la regulación de tensión y las perturbaciones (Armónicas y Flicker).

Artículo 2 Si se excedieran los límites establecidos en la referida Norma para cada uno de los indicadores de Calidad, el distribuidor reconocerá al usuario una reducción tarifaria a aplicar conforme lo indica la propia norma citada.

Artículo 3 Esta Base Metodológica no incluye el control de los parámetros técnicos a cumplir por los clientes, correspondiente a las mediciones que efectuaran las empresas de Distribución Eléctrica en los puntos de entrega a los clientes presuntamente perturbadores y cuyas sanciones y/o penalizaciones que aplicará la empresa distribuidora al cliente que resulte causante del disturbio, deberá tener la aprobación del Ente Regulador.

CAPITULO IX.2: METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DEL NIVEL DE TENSION

Artículo 4 El equipamiento a utilizar para el control de la regulación de tensión deberá contar con la aprobación de la ASEP, adoptando como referencia lo especificado en el Artículo 18 de la presente Base Metodológica.

SECCION IX.2.1: ALCANCE DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

Artículo 5 Se considerará que la cantidad de mediciones establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo (registros en blanco y/o cantidad menores a los especificados en la presente base metodológica, registros corruptos, etc.)

Artículo 6 La ASEP con personal propio o por contratación, podrá auditar la instalación y retiro de hasta la totalidad de mediciones que realice el distribuidor.

Artículo 7 Las empresas Distribuidoras presentarán a más tardar 30 días calendarios anteriores que se inicie el período de control la tabla "SELECCION_TENSION" establecida en el Artículo 64 con los listados con los puntos de medición seleccionados aleatoriamente de la base de datos de clientes del distribuidor. La ASEP podrá modificar éste listado si lo considera necesario.

Artículo 8 En el caso que no resulte posible la instalación en alguno de los puntos seleccionados aleatoriamente, se deberá dejar constancia de este hecho y se deberá elegir un punto cercano que reúna las siguientes características:

- Pertenecer al mismo Centro de Transformación de MTBT y Alimentador de BT.
- Estar a una distancia eléctrica al Centro de MTBT similar al punto en el cual no resultó posible la instalación del equipo de medición.

Artículo 9 La cantidad de mediciones podrá ser aumentada si a juicio del Distribuidor resultaren inadecuadas para el objetivo previsto, en cuyo caso deberá notificar a la ASEP con una antelación de por lo menos seis meses.

Reglamento De Distribución Y Comercialización



Artículo 10 La ASEP o su auditor, 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, en los plazos establecidos, deberá ser remitida por el distribuidor. Se considerarán como no válidas todas aquellas mediciones o remediones en las cuales, por motivos imputables al Distribuidor, la ASEP o su auditor no haya podido presenciar la instalación, el retiro o la descarga de datos.

Artículo 11 Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a la normativa vigente respecto a la seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los clientes, como en la vía pública. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

SECCION IX.2.2: CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES

Artículo 12 A los fines del procesamiento de los archivos de las mediciones del nivel de tensión efectuadas por los registradores, se deberán considerar los siguientes criterios:

- A los fines del control de la regulación de tensión, se define como **TENSIÓN CARACTERÍSTICA** del período:
 - Para Suministro Monofásico:
 - Al valor de la tensión sobre la cual se conecta el Cliente.
 - Para Suministros Trifásicos:
 - Al valor de tensión promedio (U_{Promedio}) en los casos que se verifique que el Nivel de Desbalance (ND) resulte menor al 3%.
 - Al valor de tensión con el máximo apartamiento de la tensión nominal ($U_{\text{Máxima}}$), entre las tres tensiones en todos los casos que se verifique el Nivel de Desbalance (ND) resulte mayor o igual al 3%.

El Nivel de Desbalance (ND) expresado en % se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ND = \frac{U_{\text{MÁXIMA}} - U_{\text{PROMEDIO}}}{U_{\text{PROMEDIO}}} \times 100$$

Artículo 13 Se considerarán como registros no válidos cuando se verifiquen algunas de las siguientes situaciones:

- Que el período de Integración de cada registro sea distinto de 15 minutos.
- Que los valores de tensión en cualquiera de la/las fase/s medidas del período resulten menores al 70% del valor nominal de la tensión en el punto de suministro.
- 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 anormalidad.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 4 de 26



- 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.

Artículo 14 Se considerarán como mediciones no válidas cuando se verifiquen algunas de las siguientes situaciones:

- Que la cantidad de registros válidos no supere los 572 registros. Los equipos siempre deben instalarse por un período mínimo de 7 días.
- Que los datos informados en la Tabla ("INSTALACION_TENSION") con los datos de la Instalación y Retiro no permita garantizar su adecuado procesamiento. Incluyendo la verificación de la correcta codificación de todos aquellos campos que se hayan establecido previamente.
- Que el nombre del archivo no se corresponda con la codificación establecida por la ASEP.
- Que la energía registrada por los equipos registradores resulte menor al 20% que la acumulada por el medidor de facturación comercial informada en la Tabla "INSTALACION_TENSION". Esta condición se aplicará siempre y cuando se verifique que la energía acumulada por el medidor de facturación comercial (EneAcuCom) resulte mayor a 30 kWh/Semana, estimándose de acuerdo a la siguiente expresión:

$$EneAcuCom = \frac{EnergíaFinal - EnergíaInicial}{DuraMedición} \times 7$$

Donde:

EneAcuCom: Energía acumulada por el Medidor Comercial

EnergíaInicial: Lectura Inicial del Medidor Comercial de Energía

EnergíaFinal: Lectura Final del Medidor Comercial de Energía

DuraMedicion: Duración de la Medición expresado en días.

- Que el equipo utilizado por la Distribuidora no se corresponda con un formato de archivo informado y aprobado previamente por la ASEP.
- Que la medición NO haya sido presenciada por la ASEP a su opción, o por quien éste designe, durante el transcurso de la instalación y/o el retiro por causas imputables a la Distribuidora.

Artículo 15 El cálculo del 5% del tiempo que determina que una dada medición de origen a una compensación a los usuarios afectados, se realizará como el cociente entre los registros válidos fuera de la tolerancia correspondiente respecto al total de registros válidos.

Artículo 16 Si el equipo de medición no registra energía en cada período, se asignará la energía consumida por el cliente (obtenida del medidor de facturación) durante el período de medición entre los registros válidos, de acuerdo a la curva de carga diaria normalizada que le corresponda y que se encuentre aprobada por la ASEP.

Artículo 17 En el proceso de asignación de la energía por intermedio de la curva de carga diaria normalizada, sólo se tendrán en cuenta aquellos registros caracterizados como válidos.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 5 de 26



CAPITULO IX.3: EQUIPAMIENTO PARA LAS MEDICIONES DE NIVEL DE TENSION

SECCION IX.3.1: CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 18 Los requerimientos que deberán cumplir los equipos a emplear por las empresas distribuidoras para la realización de las mediciones correspondientes a las Campañas de Control de la Regulación de Tensión previstas en la Norma se describen a continuación:

- La variable a medir será el valor eficaz de la tensión en las tres fases. Solo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.
- El rango de medición de los valores de tensión a medir estará centrado en las tensiones nominales de servicio, con un rango de +30% y -30%.
- La exactitud del sistema de medición de la tensión será la definida por la Clase 0,5 según norma IEC. La medición será permanente y con un seguimiento de la regulación de tensión a través de una constante de tiempo del orden de 30 segundos a 1 minuto. De esta forma se evitará medir perturbaciones, al filtrarse las frecuencias más altas.
- En lo que respecta al registro, la información de la medición será registrada por un lapso de 7 días como mínimo, sin realizar descargas intermedias. Para realizar el registro de la medición durante el lapso de 7 días, se deberán promediar las mediciones obtenidas en intervalos de 15 minutos.
- Conjuntamente con la medición de la/s tensión/es se podrá medir la energía/potencia activa consumida en el punto de medición, integrada en períodos de 15 minutos sincronizado/s con el/las de tensión/es.
- La exactitud de la medición de la energía/potencia del equipo registrador será como mínimo de clase 2%.
- Las condiciones ambientales en que deberán funcionar los equipos de medición y registro se corresponderán con los rangos históricos mínimos y máximos de temperatura, humedad y presión atmosférica de las zonas en donde se realice su instalación, previendo inclusive aquellos casos que se pueda realizarse a la intemperie.

Artículo 19 Con una anterioridad de 15 días al comienzo de cada semestre, la distribuidora remitirá a la ASEP una base de datos (Access) conteniendo la totalidad de los equipos que podrán ser empleados por la distribuidora en la realización de la campaña de regulación de tensión. La base de datos contendrá la identificación del número de serie de cada equipo, su marca, y modelo.

Artículo 20 El equipo de medición (o su software de procesamiento) deberá permitir que el resultado de la medición semanal sea almacenado en archivos de texto plano para su posterior procesamiento por parte de la ASEP.

Artículo 21 El formato del archivo de salida de la medición deberá ser remitido a la ASEP para su aprobación, con una antelación de por lo menos tres meses a la fecha de implementación, de manera de que esta última pueda adecuar sus sistemas informáticos de procesamiento con la adecuada anticipación.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES **Página 6 de 26**



Artículo 22 Una vez aprobado los formatos de salida de los archivos de la medición, estos no podrán ser modificados por el distribuidor bajo apercibimiento de considerar las mediciones realizadas con estos equipos como fallidas.

SECCION IX.3.2: MONITOREO PREVIO DE LAS PERTURBACIONES

Artículo 23 La campaña previa de perturbaciones tendrá como objetivo de determinar las ubicaciones optimas de los equipos a utilizar en la Campaña de Distorsión Armónica y Flicker. Los resultados de la campaña previa de perturbaciones no pueden ser utilizados para la determinación de eventuales penalizaciones a la distribuidora.

Artículo 24 Esta campaña previa de perturbaciones estará realizada con los mismos equipos que los empleados en la Campaña de Regulación de Tensión, y en sus mismos puntos de medición.

Artículo 25 Para esto, los equipos empleados en la Campaña de Regulación deberán poder medir y registrar las siguientes variables:

- **TASA DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL (TDT)**

Inclusión de las tensiones armónicas hasta la de orden 15°. Resolución de la indicación de la TDT: 0,25%

Exactitud de la indicación de la TDT: 0,5% Indicación de la TDT: 10% fondo de escala
Intervalo de captación: 15 minutos

Forma de indicación: Valor medio de un mínimo de 15 mediciones en el período de 15 minutos

- **FLUCTUACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN (FLICKER)**

Fluctuación de la tensión en frecuencias desde 1Hz a 25 Hz. Máxima sensibilidad en 8 Hz (f_0)

Umbral de detección $\Delta V / V$: 0,2% en f_0

Exactitud en la determinación de $\Delta V / V$: 0,1% Indicación de $\Delta V / V$ a fondo de escala: 0,2% Intervalo de captación: 15 minutos

Forma de indicación: Valor medio de un mínimo de 15 mediciones en el período de 15 minutos

SECCION IX.3.3: ENSAYOS

Artículo 26 Los diferentes modelos de equipos de medición y registro a utilizar en la Campaña de Medición de Tensión, deberán contar con copias certificadas de los protocolos de ensayos de tipo realizados por laboratorios reconocidos, aprobados por la ASEP. Se indicarán en cada caso bajo que normas están contruidos los equipos.

Artículo 27 Los ensayos de tipo exigidos serán:

- Ensayos de aislación.

Rigidez dieléctrica

Frecuencia industrial

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 7 de 26



Impulso

- Compatibilidad electromagnética
- Interferencias del ruido de alta frecuencia.

Ensayos climáticos.

Ensayos mecánicos.

Artículo 28 Previo a la instalación de los equipos por primera vez, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento que indique el fabricante y/o la ASEP, los cuales deberán repetirse cada dos años y/o a solicitud del este Organismo.

Artículo 29 Deberá notificarse a la ASEP fehacientemente con 15 días de anticipación el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin de asistir a los mismos.

CAPITULO IX.4: METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DEL NIVEL DE ARMONICAS Y FLICKER

Artículo 30 El Control del nivel de perturbaciones existentes en la red (Armónicas y Flicker) se deberá realizar mediante campañas de medición, de acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.

Artículo 31 El equipamiento a utilizar para el control de perturbaciones deberá contar con la aprobación de la ASEP, de acuerdo a lo especificado en la presente Base Metodológica.

SECCION IX.4.1: ALCANCE DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

Artículo 32 Las Normas de Calidad del Servicio Técnico se establecen las responsabilidades del distribuidor en cuanto a las características de las perturbaciones (Armónicas y Flicker), así como también las responsabilidades de los clientes como generadores de estas perturbaciones, definiendo:

- Los Niveles de Referencia para Armónicas y Flicker en la tensión y la corriente, teniendo en cuenta las distintas tensiones de suministro: BT, MT y AT
- El período de medición
- Las compensaciones por haberse excedido las tolerancias
- Las etapas de implementación:

Artículo 33 A los efectos de la presente base metodológica se definen:

- El alcance e Implementación de la Campaña de Medición
- El equipamiento para medición normalizada
- Criterios para el procesamiento de las mediciones
- La Información a presentar a la ASEP

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 8 de 26



SECCION IX.4.2: IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

Artículo 34 A efectos de verificar los Niveles de Referencia de Armónicas y Flicker, el distribuidor deberá asegurar la realización mensual de mediciones válidas de Armónicas y de Flicker, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Calidad de Servicio Técnico, respectivamente.

Artículo 35 La cantidad de mediciones mensuales establecidas en las Normas de Calidad del Servicio Técnico se corresponde con mediciones válidas, es decir, que no presenten inconvenientes que determinen su rechazo.

Artículo 36 Las empresas Distribuidoras presentarán con anterioridad a los 30 días calendarios que se inicie el período de control, la tabla "SELECCION PERTURBACIONES" establecida en el Artículo 64 SECCION IX.9.2:Artículo 66 con los listados de los puntos de medición seleccionados aleatoriamente de la base de datos de clientes del distribuidor, incluyendo un número superior al establecido en la resolución AN No.6001-ELEC, con el fin de asegurar el cumplimiento de la cantidad de mediciones válidas mensuales a realizar.

Artículo 37 En el caso que no resulte posible la instalación en alguno de los puntos programados, se deberá dejar constancia de este hecho y seleccionar un nuevo punto del total programado.

Artículo 38 La ASEP o su auditor, 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, 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, la ASEP o su auditor no haya podido presenciar la instalación, el retiro o la descarga de datos.

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

Artículo 40 En el Artículo 63 se describe la forma de identificación unívoca de los puntos de medición por medio del Código ASEP y la correlativa denominación de los archivos de las mediciones.

SECCION IX.4.3: CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES

Artículo 41 A los fines del procesamiento de los archivos de las mediciones de Distorsión Armónica y Flicker en la tensión, se deberán considerar los siguientes criterios:

- Los registros en los que se presenten valores de tensión fundamental menores al 70% del nominal se considerarán como no válidos. Se entiende por registro al conjunto de valores registrados hasta la armónica 40, para un intervalo de medición de 10 minutos.
- Tanto en el caso de Distorsión Armónica como en el de Flicker en la tensión serán considerados registros no válidos aquellos en los que se presente una anomalía o que el equipo de medición registre un código de anomalía.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 9 de 26



- Tanto para el caso de mediciones como el de remediciones, para Distorsión Armónica y Flicker en la tensión, la cantidad de períodos válidos deberá superar el equivalente a 7 días de medición, es decir que en el caso de intervalos de 10 minutos equivale a 1008 registros. Caso contrario, será considerada como medición fallida (archivos cortos).
- El cálculo del 5% del tiempo que determina que una dada medición sea sujeta a penalización, se realizará como el cociente entre los registros válidos penalizados respecto al total de registros válidos.

SECCION IX.4.4: APLICACIÓN DE LAS COMPENSACIONES

Artículo 42 Las compensaciones se aplicarán en forma de reducciones tarifarias en la facturación del cliente y/o los clientes afectados por la mala calidad. El monto de las mismas se determinará sobre la base de lo establecido en las Normas de Calidad de Servicio Técnico.

Artículo 43 El cálculo de las compensaciones se realizará en forma independiente para cada una de las fases registrada, resultando como valor representativo de la medición al que resulte de considerar los valores obtenidos para cada una de las fases medidas.

Artículo 44 Hasta tanto el distribuidor demuestre de manera fehaciente por medio de una nueva medición de 7 días de duración mínima que se han corregido las malas condiciones de calidad detectadas, continuarán compensando a los clientes afectados con un monto proporcional a la suma determinada en el período de medición.

CAPITULO IX.5: EQUIPAMIENTO PARA LAS MEDICIONES

Artículo 45 Se describen en este capítulo los requerimientos que deberán cumplir los equipos a emplear por las empresas distribuidoras para la realización de las mediciones correspondientes a la Campañas de Distorsión Armónica y Flicker previstas en la Norma de Calidad del Servicio Técnico.

SECCION IX.5.1: CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 46 La medida del nivel de perturbación para verificar los Niveles de Referencia en lo relativo a Tensiones y Corrientes Armónicas se realizará mediante un equipo registrador que mida la tasa individual de cada armónico y la tasa de distorsión total en intervalos de 10 minutos. Las características fundamentales recomendadas para este equipo se basan en las indicaciones dadas por la Comisión Electrotécnica Internacional en su norma IEC 61000-4-7

Artículo 47 La medida del nivel de perturbación para verificar los Niveles de Referencia en lo relativo a Flicker se realizará mediante un equipo registrador que mida el índice de severidad de Flicker en intervalos de 10 minutos. Las características de este equipo se encuentran normalizadas por la Comisión Electrotécnica Internacional en su norma IEC- 61000-4-15.

Artículo 48 Los Niveles de Referencia de Tensiones Armónicas y de Flicker, se registrará en forma conjunta la energía trifásica suministrada (o potencia media), integrada en intervalos de 10 minutos.

Artículo 49 El equipo de medición deberá permitir que el resultado de la medición semanal sea almacenado en archivos de texto plano para su posterior procesamiento por parte de la ASEP.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 10 de 26



Artículo 50 El formato del archivo de salida de la medición deberá ser remitido a la ASEP para su aprobación, con una antelación de por lo menos tres meses a la fecha de implementación, de manera de que esta última pueda adecuar sus sistemas informáticos de procesamiento con la adecuada anticipación.

Artículo 51 Una vez aprobado los formatos de salida de los archivos de la medición, estos no podrán ser modificados por el distribuidor, bajo apercibimiento de considerar las mediciones realizadas con estos equipos como fallidas.

Artículo 52 Con antelación al comienzo del semestre, la distribuidora deberá presentar una base de datos a la ASEP conteniendo el listado de los números de serie de los equipos que serán empleados en la realización de la campaña.

SECCION IX.5.2: ESPECIFICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN DE ARMÓNICAS

Artículo 53 Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medición de Armónicas para verificar los Niveles de Referencia, de acuerdo a las recomendaciones establecidas por la norma IEC 61000-4-7.

- **VARIABLES DE MEDICIÓN**

Tensiones Armónicas (desde $n=2$ a 40) y tasa de distorsión total de la tensión de cada fase (medición trifásica). La tensión siempre se mide entre fase y neutro. A los efectos de calcular penalizaciones se requiere el registro simultáneo de la energía trifásica con los niveles de perturbación. La medición de energía podrá realizarse con un equipo separado.

- **TIPO DE EQUIPO**

Digital basado en la FFT (transformada rápida de Fourier). Ancho de ventana entre 0,1 y 0,5 seg. (Opcional seleccionable). Modo de operación continuo pudiendo existir intervalos sin medida entre ventanas consecutivas.

- **INTERVALOS DE ACUMULACIÓN DE MEDIDAS**

- a) El intervalo de medida será de corta duración, correspondiente a un período de observación de 10 minutos. Se contará con los valores eficaces de las Armónicas de al menos 100 ventanas. En este período se toma como valor representativo de cada armónica el valor eficaz obtenido a partir de los valores eficaces de cada ventana comprendida en el período (Opcionalmente y a efectos informativos, se pueden clasificar los valores eficaces de cada ventana estadísticamente mediante los Percentiles de 50%, 95% y 99%.)
- b) Intervalo opcional de medida de muy corta duración: acumulación de un tiempo efectivo de medida de 3 seg. (la suma de la duración de las ventanas sin considerar los intervalos sin medida debe ser de 3 seg., se recomienda que el período de medida total correspondiente, período de observación, no supere los 10 seg.). En este período para efectos térmicos se toma como valor representativo de cada armónico el valor eficaz obtenido a partir de los valores eficaces de cada ventana comprendida en el período. En este período para efectos instantáneos se toma como valor representativo de cada armónica el máximo de los valores eficaces de las ventanas comprendidas en el período.

Reglamento De Distribución Y Comercialización



- c) Los valores representativos de los respectivos intervalos podrán ser obtenidos por post procesamiento.
- **CARACTERÍSTICAS DE LOS CIRCUITOS DE ENTRADA DE TENSIÓN**
Rango de medición: +20% / -20% de las tensiones nominales (VN) Mantener precisión hasta 1.2 VN.
Factor de cresta: 1.5 - 2 VN.
Tensión a frecuencia industrial durante 1 segundo igual al mínimo de 4 VN o 1 kV rms.
- **PRECISIÓN**
Clase A de acuerdo con norma IEC 61000-4-7.
Para la medición de energía el error total del aparato más los transformadores o pinzas se corresponderán como mínimo con los errores admitidos en el tipo de suministro con fines de facturación comercial
- **ALMACENAMIENTO INTERNO**
De al menos 14 días sin realizar descargas intermedias.
- **SALIDAS**
Interface serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato ASCII u otro aprobado por la ASEP.
- **CONDICIONES AMBIENTALES**
Las condiciones ambientales en que deberán funcionar los equipos de medición y registro se corresponderán con los rangos históricos mínimos y máximos de temperatura, humedad y presión atmosférica de las zonas en donde se realice su instalación, previendo inclusive aquellos casos que se pueda realizarse a la intemperie.
- **VARIACIONES E INTERFERENCIAS EN LA TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN**
Las especificadas en la norma IEC 61000-4-7.
- **TENSIÓN DE INTERFERENCIA EN MODO COMÚN**
Las especificadas en la norma IEC 61000-4-7.
- **DESCARGAS ELECTROSTÁTICAS**
Según norma IEC 61000-4-2 (Remplaza a IEC 60801-2).
- **CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS**
Según norma IEC 61000-4-7.
- **CARACTERÍSTICAS DE LOS TRASDUCTORES**
Cuando sea necesario el empleo de transformadores de tensión o de corriente, estos tendrán características acordes con las del instrumento.

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 12 de 26

9/2



Artículo 54 Previo a la instalación de los equipos por primera vez, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento que indique el fabricante y/o la ASEP, los cuales deberán repetirse a solicitud del Organismo.

Artículo 55 Deberá notificarse a la ASEP fehacientemente por lo menos con 15 días de anticipación el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin de asistir a los mismos.

SECCION IX.5.3: ESPECIFICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN DE FLICKER

Artículo 56 Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de Flicker para verificar los Niveles de Referencia. Estas características siguen las recomendaciones dadas por la norma IEC-61000-4-15.

- **VARIABLES DE MEDICIÓN**

Fluctuaciones del valor eficaz de la tensión de una fase (tanto para instalaciones trifásicas como monofásicas). La tensión siempre se mide entre fase y neutro. A los efectos de calcular penalizaciones se requiere el registro simultáneo de la energía trifásica con el nivel de perturbación. La medición de energía podrá realizarse con un equipo separado.

- **TIPO DE EQUIPO**

Digital o Analógico conforme a las especificaciones de los Bloques que lo constituyen desde el 1 hasta el 5 según la norma IEC-61000-4-15. Modo de operación continuo.

- **INTERVALOS DE ACUMULACIÓN DE MEDIDAS**

Intervalo de medida de corta duración: en el cual se obtiene el índice de severidad de Flicker en 10 minutos.

Intervalo de medida de larga duración: en el cual se obtiene el índice de severidad de Flicker en 2 horas. Se determina a partir de 12 medidas consecutivas de 10 minutos.

- **CARACTERÍSTICAS DEL CIRCUITO DE ENTRADA DE TENSIÓN**

Rango de medición: +20% / -20% de las tensiones nominales (VN)

Nivel de aislamiento de 2 kV rms durante un minuto, y 2 kV pico para un impulso de 1,2/50 microsegundos. Factor de cresta: 1,5 - 2 VN.

El transformador de entrada no debe introducir una atenuación significativa para un ancho de banda de +/- 25 Hz. Centrado en 60 Hz

- **ALMACENAMIENTO INTERNO**

De al menos 10 días sin realizar descargas intermedias. **SALIDAS**

Interface serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato ASCII u otro aprobado por la ASEP.

Reglamento De Distribución Y Comercialización



- **CONDICIONES AMBIENTALES**

Las condiciones ambientales en que deberán funcionar los equipos de medición y registro se corresponderán con los rangos históricos mínimos y máximos de temperatura, humedad y presión atmosférica de las zonas en donde se realice su instalación, previendo inclusive aquellos casos que se pueda realizarse a la intemperie.

- **TESTS DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA**

Según norma IEC-61000-4-15.

- **TESTS DE CONDICIONES CLIMÁTICAS**

Según norma IEC-61000-4-15.

- **CARACTERÍSTICAS DE LOS TRASDUCTORES**

Cuando sea necesario el empleo de transformadores de tensión o de corriente, estos tendrán características acordes con las del instrumento.

Artículo 57 Previo a la instalación de los equipos por primera vez, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento que indique el fabricante y/o la ASEP, los cuales deberán repetirse a solicitud de este Organismo.

Artículo 58 Deberá notificarse a la ASEP fehacientemente con 15 días de anticipación el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin de asistir a los mismos.

CAPITULO IX.6: INFORMACION A PRESENTAR A LA ASEP

SECCION IX.6.1: INFORMACIÓN A REMITIR MENSUALMENTE

Artículo 59 El distribuidor procesará la información registrada y remitirá a la ASEP dentro de los quince días calendarios del mes siguiente al de la medición, y con la identificación de los medios informáticos indicada en la presente base metodológica:

- Un informe mensual de todas las mediciones y remediciones realizadas, en medio informático y por escrito.
- Un informe mensual con los resultados del procesamiento de todas las mediciones y remediciones efectuadas, indemnizables o no, tanto en medio informático como por escrito.
- Archivos informáticos de las Tablas según la estructura detallada en la presente Base Metodológica. 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 ASEP.
- Todos los archivos informáticos con las mediciones en formato ASCII y nativo si existiera.

SECCION IX.6.2: INFORMACIÓN A REMITIR SEMESTRALMENTE

Artículo 60 El distribuidor procesará la información registrada y remitirá a la ASEP antes del último día hábil del mes siguiente al de cierre de cada semestre de control:

Reglamento De Distribución Y Comercialización



- Un informe semestral con el resultado de la extensión a todo el semestre de las compensaciones correspondientes a los registros que resultaron penalizados para el período de medición, en medio informático y por escrito. Deberá además incluir el resultado de la extensión de las compensaciones correspondientes a los registros que resultaron fuera de los límites admisibles para períodos de medición en semestres anteriores que no hubieran resultado solucionados.
- Un informe semestral con el resultado de los Indicadores Globales semestrales para cada uno de los tipos de clientes considerados, y el resultado de la eventual compensación por haberse superado el límite correspondiente establecido en las Normas de Servicio Técnico, en medio informático y por escrito. Asimismo, deberá remitir en medio informático el listado completo de los clientes que recibirán la correspondiente compensación con su valor individual.
- Archivo informático de las Tablas según el nombre detallado en la presente Base Metodológica.
- La información deberá remitirse en el formato indicado, de manera de permitir su importación en base datos para su procesamiento por parte de la ASEP.

CAPITULO IX.7: IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS

Artículo 61 El envío de información referida a las mediciones correspondientes a la Campaña de Control deberá enviarse en CD y se lo deberá identificar con un rótulo que contenga la siguiente información:

Artículo 62 En la parte superior derecha deberá figurar en letras de aproximadamente 1 cm de altura los siguientes códigos del tipo de campaña:

Medición de Tensión	VD
Armónicas y/o Flicker de Tensión	AF

A continuación se indicará:

- Nombre de la Empresa Distribuidora:
- Nombre de la Campaña: Distribución – Nivel de Tensión o Perturbaciones
- Período Informado: (mes y año)
- Fecha de Envío de la Información
- N° Entrega del Período Informado

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

Reglamento De Distribución Y Comercialización



CAPITULO IX.8: DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES

Artículo 63 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	DESCRIPCION	CODIGO
1	Una Letra según la empresa Distribuidora:	
	- Empresa Distribuidora "EDEMET"	A
	- Empresa Distribuidora "EDECHI"	B
	- Empresa Distribuidora "ENSA"	C
2	Una Letra para identificar el Tipo de Campaña	
	Campaña de Nivel de Tensión	T
	Campaña de Armónicos (Tensión)	A
	Campaña de Flicker (Tensión)	F
3	Número de Medición	
	1º Medición	1
	2º Medición (1º Remedición)	2
	3º Medición (2º Remedición), etc	3, ...
4	Mes de Realización de la Medición	
	Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre	1 → 9
	Octubre	O
	Noviembre	N
	Diciembre	D
5	Ultimo dígito del año	
	2001	1
	2002, 2003, etc	2, 3, ..
6, 7 y 8	Tres dígitos para identificar el Orden de la medición, en cada mes	001 → 999

Ejemplo: AT180026.XXX

Donde:

- A: Distribuidora "A"
- T: Campaña de Medición de Tensión
- 1: Primera medición en el punto de suministro
- 8: Medición realizada en el mes de Agosto
- 0: Medición realizada en el año 2000
- 026: 26º medición realizada durante el mes

Reglamento De Distribución Y Comercialización



CAPITULO IX.9: ESTRUCTURA DE LAS TABLAS A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 64 La estructura de las tablas con la Información con periodicidad Mensual y Semestral a enviar por las empresas Distribuidoras a la ASEP se deberá ajustar a lo establecido en la presente Base Metodológica.

SECCION IX.9.1: DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 65 Las disposiciones generales a considerar en el envío de la Información por las empresas Distribuidoras a la ASEP:

- Las tablas deben entregarse en archivo plano, en formato ASCII.(Texto)
- El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la metodología.
- Todos los archivos deben contener como primer registro un encabezado con el nombre de cada uno de los campos (deben corresponderse con la base metodológica) Este registro No será importado a la Base de Datos y se deberá informar a solo efecto de asegurar una adecuada interpretación de los mismos
- El separador de campo utilizado en las tablas debe ser "TAB".(Ascii 9)
- El separador decimal para un campo Tipo Decimal debe ser el punto.
- 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 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.)
- Como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10)
- Para cada envío de información que realice la empresa Distribuidora, lo hará acompañado de una carta que detalle el nombre de cada una de las tablas y 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.
- El formato para todas las fechas y horas de todas las tablas debe ser "dd/mm/yyyy hh:mm", colocando hora cero cuando la hora no sea requerida.
- La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.
- Los campos con Tipo Decimal deben informarse con dos decimales, excepto para los campos FEBnoper y FECCnoper donde se informarán con seis (6) decimales

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 17 de 26



SECCION IX.9.2: MODELO DE DATOS PARA EL ENVIO DE INFORMACIÓN

Artículo 66 Dentro de los primeros 20 (veinte) días calendarios del mes siguiente, el distribuidor deberá remitir a la ASEP las siguientes tablas referidas a lo ocurrido durante el mes calendario anterior, en formato ASCII, que deberán estar denominados con la siguiente codificación:

1 2 3 4 5_NOMBRETABLA.xxx

- Dígito 1 - Identificación del distribuidor
- A: Empresa Distribuidora EDEMET
- B: Empresa Distribuidora EDECHI
- C: Empresa Distribuidora ENSA
- Dígito 2 Código de identificación de la Campaña
- P: Calidad del Producto Técnico
- Dígito 3 y 4 Código de identificación del Año a informar
- Dos últimos Dígitos del Año
- Dígito 5 Código de identificación del Mes a informar
- De 1 al 9 para Enero a Septiembre, y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre).

NOMBRETABLA: Denominación de la Tabla enviada.

NOMBRE DE LA TABLA	PERIODO	DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO
SELECCION_TENSION	INICIO SEMESTRE	Selección de los clientes Seleccionados
SELECCION_PERTURBACIONES	INICIO SEMESTRE	Selección de los Puntos a Medir
MEDICIONES_TENSION	MENSUAL	Datos de las Mediciones para el Control de la Tensión realizadas
MEDICIONES_PERTURBACIONES	MENSUAL	Datos de las Mediciones para el Control Perturbaciones realizadas
INSTALACION_TENSION	MENSUAL	Datos planilla Instalación y Retiro por Nivel de Tensión
INSTALACION_PERTURBACIONES	MENSUAL	Datos planilla Instalación y Retiro de FLICKER y ARMONICAS
PROCESAMIENTO_TENSION	MENSUAL	Datos procesamiento de Nivel de Tensión
PROCESAMIENTO_PERTURBACIONES	MENSUAL	Datos procesamiento de FLICKER y ARMONICAS

Reglamento De Distribución Y Comercialización



NOMBRE DE LA TABLA	PERIODO	DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO
FRECUENCIA_MEDICION	MENSUAL	Valores de Tensión y Energía para el procesamiento de los Indicadores Globales
COMPENSACION	SEMESTRAL	Compensación Semestral por Cliente
INDICADORES	SEMESTRAL	Indicadores Globales en el Semestre

TABLAS A SER INFORMADAS AL INICIO DEL SEMESTRE

TABLA: SELECCION_TENSION (Datos de los Clientes Seleccionados)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
Nombre	Nombre del Cliente	Texto(50)
Direccion	Dirección del Cliente	Texto (250)
Distrito	Distrito de la provincia	Texto(50)
Corregimiento	Corregimiento del Distrito	Texto(50)
Lugar	Lugar poblado del corregimiento	Texto(50)
IDSSEE	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
IDAlimentador	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CTMTBT en división	Texto (50)
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Cliente	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Cliente	Decimal

Nota: De acuerdo a lo establecido en la Normativa, esta tabla se deberá suministrar a la ASEP dos (2) meses antes del inicio de cada semestre, utilizando la codificación del período que corresponda con el primer mes del semestre al cual corresponda.

TABLA: SELECCION_PERTURBACIONES (Datos de los Puntos Seleccionados)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)

Reglamento De Distribución Y Comercialización



CenMTBT	Nº de centro MT/BT.	Texto (50)
TipoMedicion	Tipo de Medición (Flicker – F, Armónicas – A)	Texto (1)
Nombre	Nombre del Cliente	Texto(50)
Dirección	Dirección del Cliente	Texto (250)
Distrito	Distrito de la provincia	Texto(50)
Corregimiento	Corregimiento del Distrito	Texto(50)
Lugar	Lugar poblado del corregimiento	Texto(50)
IDSSEE	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
IDAlimentador	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CTMTBT en división red normal	Texto (50)
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del punto de Medición.	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del punto de Medición.	Decimal

Nota: De acuerdo a lo establecido en la Normativa, esta tabla se deberá suministrar a la ASEP dos (2) meses antes del inicio de cada semestre, utilizando la codificación del período que corresponda con el primer mes del semestre al cual corresponda.

TABLAS A SER INFORMADAS MENSUALMENTE

TABLA: INSTALACION_TENSION (Datos planilla Instalación y Retiro por Nivel de Tensión)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
IDCliente	Nº de identificación única del cliente (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
Nombre	Nombre del Cliente	Texto(50)
Direccion	Dirección del Cliente	Texto (250)
Distrito	Distrito de la provincia	Texto(50)
Corregimiento	Corregimiento del Distrito	Texto(50)
Lugar	Lugar poblado del corregimiento	Texto(50)
IDSSEE	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
IDAlimentador	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CTMTBT en división red normal	Texto (50)
CurvaCarga	Identificación de la Curva de Carga a emplear para el procesamiento	Texto (5)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio [en Volts]	Decimal

Reglamento De Distribución Y Comercialización



CodigoMedidor	Código que Identifica al Medidor Comercial de la Energía	Texto (15)
EnergiaInicial	Lectura Inicial del Medidor Comercial de Energía	Decimal
EnergiaFinal	Lectura final del Medidor Comercial de Energía	Decimal
NumeroContador	Código que identifica al Equipo Registrador de Calidad	Texto (10)
FechaColocacion	Fecha y Hora de la Colocación del Equipo de Registro	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del Retiro del Equipo de Registro	Fecha y Hora
Observacion	Observaciones en la Colocación y/o Retiro	Texto (250)
MedicionEnergia	Utiliza la medición de Energía o la Curva de Carga (1: Si / 0: No)	Entero

TABLA: INSTALACION_PERTURBACIONES (Datos planilla Instalación y Retiro de FLICKER y ARMONICAS)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
NumCTMTBT	Nº de centro MT/BT.	Texto (20)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio [en Volts]	Decimal
KVAinst	KVA instalado total en el Centro	Entero
NumeroEquipo	Código que identifica al Equipo Registrador de Calidad	Texto (10)
FechaColocacion	Fecha y Hora de la Colocación del Equipo de Registro	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del Retiro del Equipo de Registro	Fecha y Hora
Observacion	Observaciones en la Colocación y/o Retiro	Texto (250)

TABLA: MEDICIONES_TENSION (Datos de las Mediciones realizadas en el mes para el Control del Nivel de la Tensión)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
FechaRegistro	Fecha del Registro de la medición “dd/mm/yyyy hh:mm”	Fecha y Hora
TensionFase1	Tensión de la Fase 1 expresado en tensión	Decimal
TensionFase2	Tensión de la Fase 2 expresado en tensión	Decimal
TensionFase3	Tensión de la Fase 3 expresado en tensión	Decimal
Energia_Registro	Energía asignada o facturada en el registro	Decimal
THD	Valor de THD (Armónicas) resultante del periodo	Decimal
Fluctuacion	Valor de la Fluctuacion de Tensión (Flicker)	Decimal

Nota: Para el caso de los usuarios Monofásicos y Bifásicos se deberán informar el valor de la tensión en el campo TensiónFase1, y para los usuarios Trifásicos se los deberá informar en cada una de las tres fases.

Reglamento De Distribución Y Comercialización



TABLA: MEDICIONES_PERTURBACIONES (Datos de las Mediciones realizadas en el mes para el Control de las Perturbaciones)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
Fecha_Registro	Fecha del Registro de la medición “dd/mm/yyyy hh:mm”	Fecha y Hora
IDDato	Código del datos de acuerdo a la codificación adjunta	Entero
Valor	Valor de Datos registrado	Decimal

El campo “IDDato” se informará codificado por tipo de dato del siguiente modo:

- De 1 a 40 para la Tensión de la Armónica “n” de la Fase 1
- De 41 a 80 para la Tensión de la Armónica “n” de la Fase 2
- De 81 a 120 para la Tensión de la Armónica “n” de la Fase 3
- 121 para el PST de la Fase 1
- 122 para el PST de la Fase 2
- 123 para el PST de la Fase 3
- 124 para el Energía de la Fase 1
- 125 para el Energía de la Fase 2
- 126 para el Energía de la Fase 3

TABLA: PROCESAMIENTO_TENSION (Datos procesamiento medición por Nivel de Tensión)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Cliente	Decimal
TipoArea	Urbana (U), Sub Urbana (S), Rural Concentrada (R) y Rural Dispersa (D)	Texto (1)
Estado	Status del resultado del procesamiento del archivo de la medición de acuerdo a la siguiente codificación: 1 – Medición Ok , 2 – Archivo Corto , 3 – Medición Fallida, 4 – Archivo Fallido o 5 – Restricción en el Sistema	Entero
FechaInicio	Fecha y hora Inicio de la Medición en “dd/mm/yyyy hh:mm”	Fecha y Hora

Reglamento De Distribución Y Comercialización



FechaFinal	Fecha y hora final de la Medición en “dd/mm/yyyy hh:mm”	Fecha y Hora
Energia	Energía consumida durante el período de la medición	Decimal
CurvaCarga	Código identificación Curva de Carga empleada en el procesamiento	Texto (5)
RegistrosTotales	Cantidad de registros totales de 15 minutos de la medición	Entero
RegistrosValidos	Cantidad total de registros válidos de 15 minutos de la medición	Entero
RegistrosFTol	Total de registros válidos fuera de las tolerancias	Entero
EnergiaFTol	Energía total fuera de las tolerancias para el nivel de tensión	Decimal
Compensacion	Compensación en dólares para el período de medición.	Decimal

TABLA: PROCESAMIENTO_PERTURBACIONES (Datos procesamiento de FLICKER y ARMONICAS)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Cliente	Decimal
Estado	Status del resultado del procesamiento del archivo de la medición: 1 – Medición Ok , 2 – Archivo Corto , 3 – Medición Fallida, 4 – Archivo Fallido	Entero
FechaInicio	Fecha y hora Inicio de la Medición	Fecha y Hora
FechaFinal	Fecha y hora final de la Medición	Fecha y Hora
Energia	Energía consumida durante el período de la Medición	Decimal
RegistrosTotales	Cantidad de Registros Totales de 10 minutos de la medición	Entero
RegistrosValidos	Cantidad Total de Registros Válidos de 10 minutos de la medición	Entero
RegistrosFTol	Total de registros válidos fuera de las Tolerancias	Entero
EnergiaFTol	Energía Total fuera de las Tolerancias para el Nivel de Tensión	Decimal
Compensación	Compensación en Dólares para el período de medición, por superarse las tolerancias para la Medición de tensión	Decimal

Reglamento De Distribución Y Comercialización

91L



TABLA: FRECUENCIA MEDICION (Valores de Energía y Registros para el procesamiento de los Indicadores Globales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
TipoBanda	Tipo de Banda de Tensión (Ver codificación adjunta)	Entero
Registros	Cantidad de Registros en la Banda de Tensión	Entero
EnergiaBanda	Energía asignada a la Banda de Tensión	Decimal

El campo “TipoBanda” se informará codificado por tipo de banda de tensión del siguiente modo:

TipoBanda	DESCRIPCIÓN	TipoBanda	DESCRIPCIÓN
1	Apartamiento > +23.0%	47	+0.5% ≥ Apartamiento > -0.0%
2	+23.0% ≥ Apartamiento > +22.5%	48	-0.0% ≥ Apartamiento ≥ -0.5%
3	+22.5% ≥ Apartamiento > +22.0%	49	-0.5% > Apartamiento ≥ -1.0%
4	+22.0% ≥ Apartamiento > +21.5%	50	-1.0% > Apartamiento ≥ -1.5%
5	+21.5% ≥ Apartamiento > +21.0%	51	-1.5% > Apartamiento ≥ -2.0%
6	+21.0% ≥ Apartamiento > +20.5%	52	-2.0% > Apartamiento ≥ -2.5%
7	+20.5% ≥ Apartamiento > +20.0%	53	-2.5% > Apartamiento ≥ -3.0%
8	+20.0% ≥ Apartamiento > +19.5%	54	-3.0% > Apartamiento ≥ -3.5%
9	+19.5% ≥ Apartamiento > +19.0%	55	-3.5% > Apartamiento ≥ -4.0%
10	+19.0% ≥ Apartamiento > +18.5%	56	-4.0% > Apartamiento ≥ -4.5%
11	+18.5% ≥ Apartamiento > +18.0%	57	-4.5% > Apartamiento ≥ -5.0%
12	+18.0% ≥ Apartamiento > +17.5%	58	-5.0% > Apartamiento ≥ -5.5%
13	+17.5% ≥ Apartamiento > +17.0%	59	-5.5% > Apartamiento ≥ -6.0%
14	+17.0% ≥ Apartamiento > +16.5%	60	-6.0% > Apartamiento ≥ -6.5%
15	+16.5% ≥ Apartamiento > +16.0%	61	-6.5% > Apartamiento ≥ -7.0%
16	+16.0% ≥ Apartamiento > +15.5%	62	-7.0% > Apartamiento ≥ -7.5%
17	+15.5% ≥ Apartamiento > +15.0%	63	-7.5% > Apartamiento ≥ -8.0%
18	+15.0% ≥ Apartamiento > +14.5%	64	-8.0% > Apartamiento ≥ -8.5%
19	+14.5% ≥ Apartamiento > +14.0%	65	-8.5% > Apartamiento ≥ -9.0%
20	+14.0% ≥ Apartamiento > +13.5%	66	-9.0% > Apartamiento ≥ -9.5%
21	+13.5% ≥ Apartamiento > +13.0%	67	-9.5% > Apartamiento ≥ -10.0%
22	+13.0% ≥ Apartamiento > +12.5%	68	-10.0% > Apartamiento ≥ -10.5%
23	+12.5% ≥ Apartamiento > +12.0%	69	-10.5% > Apartamiento ≥ -11.0%
24	+12.0% ≥ Apartamiento > +11.5%	70	-11.0% > Apartamiento ≥ -11.5%
25	+11.5% ≥ Apartamiento > +11.0%	71	-11.5% > Apartamiento ≥ -12.0%
26	+11.0% ≥ Apartamiento > +10.5%	72	-12.0% > Apartamiento ≥ -12.5%

Reglamento De Distribución Y Comercialización

9/11



TipoBanda	DESCRIPCIÓN	TipoBanda	DESCRIPCIÓN
27	+10.5% ≥ Apartamiento > +10.0%	73	-12.5% > Apartamiento ≥ -13.0%
28	+10.0% ≥ Apartamiento > +9.5%	74	-13.0% > Apartamiento ≥ -13.5%
29	+9.5% ≥ Apartamiento > +9.0%	75	-13.5% > Apartamiento ≥ -14.0%
30	+9.0% ≥ Apartamiento > +8.5%	76	-14.0% > Apartamiento ≥ -14.5%
31	+8.5% ≥ Apartamiento > +8.0%	77	-14.5% > Apartamiento ≥ -15.0%
32	+8.0% ≥ Apartamiento > +7.5%	78	-15.0% > Apartamiento ≥ -15.5%
33	+7.5% ≥ Apartamiento > +7.0%	79	-15.5% > Apartamiento ≥ -16.0%
34	+7.0% ≥ Apartamiento > +6.5%	80	-16.0% > Apartamiento ≥ -16.5%
35	+6.5% ≥ Apartamiento > +6.0%	81	-16.5% > Apartamiento ≥ -17.0%
36	+6.0% ≥ Apartamiento > +5.5%	82	-17.0% > Apartamiento ≥ -17.5%
37	+5.5% ≥ Apartamiento > +5.0%	83	-17.5% > Apartamiento ≥ -18.0%
38	+5.0% ≥ Apartamiento > +4.5%	84	-18.0% > Apartamiento ≥ -18.5%
39	+4.5% ≥ Apartamiento > +4.0%	85	-18.5% > Apartamiento ≥ -19.0%
40	+4.0% ≥ Apartamiento > +3.5%	86	-19.0% > Apartamiento ≥ -19.5%
41	+3.5% ≥ Apartamiento > +3.0%	87	-19.5% > Apartamiento ≥ -20.0%
42	+3.0% ≥ Apartamiento > +2.5%	88	-20.0% > Apartamiento ≥ -20.5%
43	+2.5% ≥ Apartamiento > +2.0%	89	-20.5% > Apartamiento ≥ -21.0%
44	+2.0% ≥ Apartamiento > +1.5%	90	-21.0% > Apartamiento ≥ -21.5%
45	+1.5% ≥ Apartamiento > +1.0%	91	-21.5% > Apartamiento ≥ -22.0%
46	+1.0% ≥ Apartamiento > +0.5%	92	Apartamiento < -22.0%

Donde:

$$\text{Apartamiento} = (\text{UMEDIDA} - \text{UNOMINAL}) / \text{UNOMINAL}$$

TABLAS A SER INFORMADAS SEMESTRALMENTE

TABLA: COMPENSACION (Clientes con Compensación)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco ASEP Ver el Artículo 63	Texto (8)
IDCliente	Código Identificación del Cliente	Texto (30)
Semestre	Semestre con Compensación del año presentado. El formato será “aaaax”, donde “aaaa” se corresponde con el año y “x” será 1 o 2 según el semestre que corresponda.	Entero
CPI	Ultima Compensación individual por día en Dólares mayor a cero	Decimal

Reglamento De Distribución Y Comercialización



Compensacion	Compensación semestral total resultante en Dólares, por inadecuada calidad en la Medición de Tensión	Decimal
AccionCorrectiva	Acción correctiva detallada por la Empresa Distribuidora	Texto (250)

TABLA: INDICADORES (Indicadores Globales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
FEBnoper	Frecuencia Equivalente fuera de las tolerancias permitidas [%]	Decimal
FECCnoper	Sumatoria de las Frecuencias equivalentes por energía consumida para las bandas no permitidas	Decimal
CPG	Monto Total en Dólares correspondiente a la compensación Global	Decimal

Reglamento De Distribución Y Comercialización

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - NIVEL DE TENSION Y PERTURBACIONES Página 26 de 26

411

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 15 días del mes de junio de 20 16


FIRMA: _____ TADA