

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Proyecto de normativa que regule las relaciones técnicas y tarifarias entre distribuidores de energía eléctrica interconectados entre sí.

San Salvador, abril de 2014

PROYECTO DE NORMATIVA QUE REGULE LAS RELACIONES TÉCNICAS Y
TARIFARIAS ENTRE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INTERCONECTADOS ENTRE SÍ.

1. Objetivo	3
2. Antecedentes.....	3
3. Aspectos claves tomados en cuenta en la propuesta de normativa.....	4
4. Limitaciones	6
Anexo 1	8
Borrador de normativa.....	8

1. Objetivo

El objetivo del presente informe es la elaboración de un Proyecto de Normativa que Regule las Relaciones Técnicas y Tarifarias entre Distribuidores de Energía Eléctrica Interconectados entre sí.

2. Antecedentes

Las empresas que se formaron al final del proceso de reestructuración del sistema de distribución de energía eléctrica del país fueron: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador S.A. de C.V. (CAESS), AES CLESA Y CÍA., S. en C. de C.V. (CLESA), Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. de C.V. (DELSUR), Empresa Eléctrica de Oriente S.A. de C.V. (EEO), y la Distribuidora Eléctrica de Usulután, S.A. de C.V. (DEUSEM), a las cuales nos referiremos como distribuidoras previamente establecidas o preexistentes, ya que se formaron en el proceso de privatización. Cada una de estas cinco empresas es propietaria de una red de distribución que cubre las siguientes áreas del país: CAESS, forma la región centro-norte; DELSUR, la región centro-sur; CLESA, la región occidental; EEO, la región oriental; y, DEUSEM el Departamento de Usulután; cabe aclarar que la normativa vigente no establece concesiones territoriales a las empresas distribuidoras.

A partir de los años dos mil siete y dos mil ocho, las sociedades EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS S.A. de C.V. y Abruzzo S.A. de C.V., en adelante nuevas distribuidoras, solicitaron ser inscritas como distribuidores de energía eléctrica, para lo cual esta Institución, utilizando la metodología definida en el Anexo 4 del Acuerdo No. 328-E-2006, "Reglas Especiales para el Cálculo del Cargo por Uso de Red a Distribuidores que lo solicitan por Primera Vez", les aprobó las tarifas que debían aplicar a sus usuarios finales.

Mediante los Acuerdo No. 49-E-2007, No. 260-E-2007, 301-E-2008 la SIGET aprobó el proyecto de distribución que permitió acreditar la viabilidad técnica y financiera para desarrollar las actividades de distribución a las empresas EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS S.A. de C.V. y Abruzzo S.A. de C.V., respectivamente, en vista que a la fecha de realizar los estudios no poseían una estructura de distribución sobre las cuales aplicarles las mismas reglas que a las distribuidoras preexistentes, estableciéndose los aspectos mínimos que las nuevas distribuidoras debían cumplir en su primer período de operación, en temas tales como inversiones, cantidad de energía y potencia en sus redes de distribución, así como también la cantidad de usuarios. Los referidos proyectos sirvieron de base para la aprobación por primera vez de los pliegos tarifarios que aplicarían estos nuevos distribuidores a sus usuarios finales.

A partir del año 2011 se han dado diferentes condiciones relacionadas con:

- Algunas de las nuevas distribuidoras han realizado la compra de redes de distribución de terceros - urbanizaciones o residenciales - que se encuentran ubicadas dentro de la zona geográfica donde desarrolla las actividades de distribución y comercialización otro distribuidor – CAESS, AES CLESA, DELSUR- por lo que les solicitan que les cedan las líneas eléctricas y los usuarios que son servidos a través de ellas.
- Algunas de las nuevas distribuidoras se encuentran en proceso de construcción de redes de distribución en zonas en las cuales ya existen redes para proporcionar el

servicio eléctrico a los usuarios de dicha zona, lo cual conlleva a que en dichos lugares exista más de una red, propiedad de diferentes distribuidoras, para dar el servicio eléctrico a los mismos usuarios. Presentando en algunos casos inconvenientes técnicos en la construcción de redes dada la cercanía entre las redes de las distribuidoras preexistentes y las nuevas distribuidoras.

- Otra de las condiciones observadas es la condición tipo By-Pass, que consiste en construir una línea de distribución desde una subestación hasta determinados grupos de usuarios (por ejemplo, usuarios pertenecientes a una zona industrial o zona franca), de forma tal que, para conectar únicamente a esos usuarios, el nuevo distribuidor evite utilizar la red intermedia del distribuidor preexistente.
- Solicitudes de interconexiones de redes eléctricas de los nuevos distribuidores con los distribuidores existentes en la zona.
- Migración de usuarios que cambian de distribución, entre otros.

Al respecto, tanto las distribuidoras previamente establecidas como las nuevas han externado sus argumentos en relación al tema, a continuación resumimos dichas posiciones:

Las distribuidoras nuevas EDESAL y ABRUZZO, para justificar su accionar, enfatizan lo mencionado en el artículo No. 2 de la Ley General de Electricidad (LGE), que expresa, que la aplicación de los preceptos contenidos en dicha Ley, toma en cuenta entre sus objetivos, el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. En ese sentido, argumentan que se está limitando la competencia y por ende los posibles beneficios que los usuarios pueden tener por la aparente competencia.

Por otra parte los distribuidores preexistentes, hacen hincapié al mismo artículo del cuerpo normativo que expresa que debe velarse por el uso racional y eficiente de los recursos, y la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

3. Aspectos claves tomados en cuenta en la propuesta de normativa

Hacer énfasis en que existe la competencia en el área de distribución, fundamentada en los preceptos establecidos en la LGE y las normativas de aprobación por primera vez de los Pliegos tarifarios de las distribuidoras. Sin embargo, dadas las particularidades, la misma LGE establece aspectos sobre los cuales se realizará la competencia, regulando por ejemplo las tarifas, la tasa de descuento, la calidad, etc. En adición a lo anterior, existen aspectos que también deben delimitarse a fin de que la competencia se de en igualdad de condiciones, como por ejemplo:

a. Protección de los derechos de los usuarios y de los operadores.

La propuesta de Borrador de Normativa, tiene como punto central no solo la protección de los derechos de los operadores nuevos o preexistentes, sino también la protección de los derechos de los usuarios finales, ya que son los que en última instancia serán afectados

por las decisiones relacionadas con las actividades que desarrollan los distribuidores de energía eléctrica.

b. Eficiencia en la utilización de los recursos.

Las reglas propuestas promueven la eficiencia en la utilización de los recursos, evitando la aprobación de inversiones que no son necesarias para proveer suministro eléctrico a los usuarios que ya lo poseen y tratando de minimizar el costo de suministrar energía eléctrica a quienes aún no lo poseen.

c. Existencia de competencia en la actividad de distribución.

La competencia en el área de distribución está fundamentada en los preceptos establecidos en la LGE y las normativas de aprobación por primera vez de los Pliegos tarifarios de las distribuidoras. Sin embargo, dadas las particularidades, la misma LGE establece condicionantes bajo las cuales se realizará la competencia, regulando por ejemplo las tarifas, la tasa de descuento, la calidad, etc. En adición a lo anterior, existen aspectos que también deben delimitarse a fin de que la competencia se dé en igualdad de condiciones.

d. Estabilidad tarifaria.

Se busca mantener el equilibrio en los montos aprobados a los distribuidores para que realicen la actividad de distribución, el cual es aprobado para un período de 5 años con indexaciones anuales. Los elementos básicos en la determinación del monto necesario para que los distribuidores puedan operar y la forma de distribuir los cargos entre los usuarios, considera los siguientes aspectos y parámetros:

- Se determinan los costos eficientes para que la distribuidora realice la actividad de distribución, dividido en costos de capital de la actividad (CCA) y costos de operación y mantenimiento (CTOM). Los cuales según lo establecida en la normativa son valores medios.
- Considera la cantidad de usuarios, la energía y potencia en un año denominado como "Año Base".
- Se elabora el pliego tarifario distribuyendo los montos que cada usuario aportará para que la distribuidora recupere lo que le ha sido aprobado.

En ese sentido, se han tomado en cuenta los siguientes aspectos:

- Se deben establecer criterios para evitar cambios súbitos en las tarifas que pagan los usuarios, no únicamente los que son trasladados a otro distribuidor, que por la naturaleza de los cambios, no necesariamente son ellos los que lo solicitan, sino también los usuarios que se mantienen con el distribuidor al que le han disminuido los usuarios.
- En relación con los distribuidores, considerando la forma en que se establecen las tarifas, a cada uno se le determina el monto necesario para operar en las condiciones que se toman en cuenta en el año base, luego dicho monto es recuperado vía tarifas que pagan los usuarios, al existir migración de usuarios de un distribuidor a otro se rompe ese equilibrio.

En razón de lo anterior se propone el borrador de normativa en el anexo 1.

4. Limitaciones

- Considerando que la forma de cómo interpretar la competencia en la actividad de distribución es uno de los temas centrales a abordar, se solicitó a la Superintendencia de Competencia, mediante carta de fecha 5 de marzo de 2014, su opinión en relación con este tema, sin embargo, a la fecha de elaboración del documento aún no hemos recibido la respuesta a nuestra solicitud, razón por la cual existe la posibilidad de que el abordaje del tema por este comité, pueda no ser completamente coincidente respecto a lo que señale la referida Superintendencia.
- La normativa propuesta parte del principio que la revisión tarifaria de todas las empresas distribuidoras se realiza simultáneamente y, por lo tanto, tomando como referencia el mismo año base; si esta condición no se cumpliera, deberían efectuarse adecuaciones a la normativa, a efectos de adaptarla a una situación en la que el quinquenio de vigencia de los cargos de distribución de una distribuidora específica, podría ser definido en forma diferente que los de otras distribuidoras.

Anexo 1

Borrador de normativa

Objeto.

Art. 1. La presente norma tiene por objeto regular las relaciones técnicas, tarifarias y comerciales entre distribuidores interconectados; establecer los procedimientos, requisitos y forma de intercambio de información entre estos, así como los procedimientos aplicables en caso que usuarios finales cambien de distribuidora.

Alcance y ámbito de aplicación.

Art. 2. Esta norma es de aplicación obligatoria para usuarios y distribuidores en caso de cambio de distribuidor o interconexión de redes entre distribuidores. .

Disposiciones aplicables.

Art. 3. Las condiciones técnicas, tarifarias y comerciales entre distribuidores interconectados deberán cumplir con lo establecido en la presente norma, y con el marco legal siguiente:

- a) Ley General de Electricidad y su Reglamento.
- b) Ley de Competencia y su Reglamento.
- c) Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica.
- d) Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión.
- e) Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.
- f) Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica.
- g) Metodología para la determinación de los cargos de distribución y comercialización.
- h) Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica.
- i) Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y sus Metodologías.
- j) Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones.

- k) Cualquier otro reglamento, norma, metodología o procedimiento que fuere aplicable a las actividades de interconexión que emita o apruebe el Órgano Ejecutivo o la SIGET.

Definiciones.

Art. 4. Para los efectos de la presente norma se establecen las definiciones siguientes:

Alta tensión: Es el nivel de tensión igual o superior a ciento quince (115) kilovoltios.

Baja tensión: Es el nivel de tensión menor o igual a seiscientos (600) voltios.

Comercializador: Es la entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla.

Comercializador independiente: Aquella persona natural o jurídica dedicada a la comercialización desvinculada patrimonialmente de cualquier otro operador.

Diagrama unifilar: Diagrama de un sistema eléctrico de potencia que representa las tres fases del circuito mediante una sola línea, los símbolos de cada componente del sistema, así como las principales conexiones y arreglos de sus componentes.

Distribuidor: Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

Distribuidor Comercializador vinculado: Distribuidor que actúa como comercializador en el área geográfica donde ubica sus redes.

Distribuidor entrante: Es el distribuidor con el que un usuario establece una relación contractual después de producirse un cambio de distribuidor.

Distribuidor saliente: Es el distribuidor con el que el usuario termina su relación contractual al momento de producirse un cambio de distribuidor.

Entidad: Persona natural o jurídica.

Interconexión: Es el enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica entre sus instalaciones.

Media tensión: Es el nivel de tensión superior a seiscientos (600) voltios y menor que ciento quince (115) kilovoltios.

Operador(es): Entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.

Red de transmisión: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en alta tensión.

Red de distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media o baja tensión.

Sistema de medición: Grupo de equipos (medidores de energía eléctrica, transformadores de potencial y corriente, cableado de la medición, etc.) utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia transferida a través de la interconexión.

Suministro nuevo: Prestación del servicio de energía eléctrica en instalaciones o inmuebles que acceden por primera vez al suministro de energía eléctrica. No se consideran nuevos suministros los cambios de titulares del servicio, reconexiones, cambios de contratos, cambios en aspectos técnicos del suministro, entre otros.

Suministro preexistente: Prestación del servicio de energía eléctrica en instalaciones o inmuebles que cuentan o han contado con suministro de energía eléctrica.

Transmisor: Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alta tensión, que comercializa sus servicios.

Usuario final: Es quien compra la energía eléctrica para uso propio.

SECCIÓN I: ESTABILIDAD TARIFARIA

Art. 5. Cuando exista migración de usuarios entre distribuidores, el distribuidor entrante cobrará el cargo de distribución que le ha sido aprobado o el valor negociado con el usuario, considerando que las tarifas son máximas.

El distribuidor entrante deberá transferir al distribuidor saliente el monto del cargo de distribución cobrado a todos los usuarios involucrados, considerando para ello la tarifa máxima establecida en los pliegos tarifarios del distribuidor entrante. La obligación anterior deberá mantenerse para el distribuidor entrante mientras no inicie la vigencia del pliego tarifario resultante de la siguiente revisión quinquenal, en la cual los cargos a aprobar tomen en cuenta el efecto económico de dicha migración de usuarios.

Art. 6. Respecto a la aplicación de lo dispuesto en el artículo anterior, deberá considerarse que, para que el efecto de traslados de usuarios entre distribuidores pueda ser tomado en cuenta en una revisión tarifaria, dichos traslados deberán haberse completado y encontrarse firmes a más tardar el último día del denominado año base correspondiente a esa revisión tarifaria. Los traslados que se produzcan posteriormente a esa fecha deberán considerarse en la siguiente revisión quinquenal, debiendo cumplir el distribuidor entrante, mientras tanto, con lo dispuesto en el segundo inciso del artículo anterior.

Art. 7. En los casos en los cuales posterior al cambio de distribuidor se conecten otros suministros en lugares donde previamente no existía consumo de energía eléctrica, el cargo de distribución cobrado a dichos usuarios no será trasladado al distribuidor saliente. Por lo anterior, no se consideran "nuevos suministros" casos como los siguientes: cambios de titulares del servicio, reconexiones, cambios de contratos, cambios en aspectos técnicos del suministro, entre otros.

Art. 8. Para los usuarios que se trasladen a otro distribuidor, la distribuidora entrante debe reportar a la SIGET la información de facturación¹ de todos los cargos aplicados a este tipo de usuarios finales y diferenciarlos de los demás, a fin de que la SIGET pueda realizar las verificaciones respectivas.

Art. 9. La distribuidora entrante, deberá realizar el traslado de los montos mencionados en el artículo 5, a más tardar dentro de los primeros 5 días hábiles, del mes siguiente al ciclo de facturación.

Art. 10. El cargo de comercialización a cobrar a los usuarios finales por el distribuidor-comercializador vinculado entrante será el que se le ha establecido en los pliegos tarifarios y mientras el usuario final no elija a otro comercializador independiente, el distribuidor-comercializador entrante realizará la actividad de distribución y comercialización.

SECCIÓN II: EFICIENCIA EN LA UTILIZACIÓN DE RECURSOS

Art. 11. No se considerarán dentro del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) los activos correspondientes a nuevas redes de distribución destinadas a proveer suministro de energía eléctrica en una instalación, inmueble o recinto, en donde dicho suministro ya exista, excepto cuando las redes eléctricas redundantes sean construidas con la finalidad de mejorar la calidad del suministro, y sean propiedad de la misma empresa distribuidora.

Art. 12. Considerando que no existen zonas de concesión de servicio y que los distribuidores pueden utilizar redes de distribución propiedad de terceros, no se considerarán dentro del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) los activos correspondientes a redes existentes en colonias, condominios, urbanización o similares, que sean adquiridas por una empresa distribuidora.

No obstante lo anterior, si una distribuidora adquiere una red propiedad de terceros fuera de norma o que haya cumplido su vida útil, podrá incorporarla en el VNR correspondiente a la siguiente fijación tarifaria, siempre y cuando dichas redes sean normalizadas o reemplazadas por el distribuidor antes de la finalización del año base de la respectiva fijación tarifaria.

Art. 13. Las redes de terceros que necesitan ser normalizadas o reemplazadas, podrán ser sujetas a entrar en competencia ya que aunque los usuarios ya poseen el suministro, es necesario que las redes eléctricas existentes se remuevan y se construya una nueva red. Se considerará que una red eléctrica ha sido normalizada cuando se ha sustituido la totalidad de la red de distribución.

SECCIÓN III: INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

Art. 14. El usuario final hará del conocimiento del Distribuidor que le provee el suministro en ese momento, su deseo de cambiar de Distribuidor con al menos 20 días hábiles previo a la fecha en la que propone hacer efectivo el cambio.

¹ Según lo establecido en el Acuerdo No. 185-E-2009 o el que lo sustituya en el cual además deberá de agregar un campo en el que identifique si un usuario cambio de distribuidor y la empresa que previamente le prestaba el servicio de energía eléctrica.

Art. 15. En el caso de la compra de redes de terceros en urbanizaciones, colonias, condominios y similares, en los cuales no son los usuarios los que deciden si quieren cambiar, el distribuidor entrante deberá notificar al distribuidor saliente, con al menos 30 días calendario, previo a hacer efectivo dichas modificaciones. En este caso, el distribuidor entrante debe tener la documentación que ampare que es el propietario de dichas redes, la cual deberá ser presentada junto con la notificación al distribuidor saliente.

Adicionalmente, el distribuidor entrante deberá especificarle al saliente o preexistente, un punto de referencia que permita la vinculación cliente red para que se pueda identificar la cantidad de usuarios que estarán involucrados. Por ejemplo, número de corte principal, identificación de centros de transformación, etc.

Una vez recibida la información y dentro del plazo máximo de tres (3) hábiles, la distribuidora saliente podrá expresar cualquier observación o consulta al distribuidor entrante. Por otra parte, el distribuidor entrante deberá responder a las observaciones del distribuidor saliente dentro del plazo máximo de tres (3) días hábiles luego de haber recibido la solicitud del distribuidor saliente.

Art. 16. Salvo pacto en contrario entre el distribuidor saliente y el entrante, el cambio de distribuidor del usuario final, podrá iniciarse siempre que éstos no adeuden alguna factura por el suministro de energía eléctrica al distribuidor con el que se encuentra conectado.

Art. 17. En caso que exista un reclamo pendiente de resolución de los usuarios finales involucrados en el cambio de distribuidor, el mismo será abordado entre el distribuidor saliente y el entrante en vista que el distribuidor saliente ya no tendrá relación contractual con el usuario final. En caso que de la resolución del conflicto el usuario se vea obligado a cancelar algún monto adeudado, el pago lo realizará el distribuidor entrante y posteriormente le hará el cobro al usuario final. En caso de algún reintegro por parte del distribuidor saliente, éste lo trasladará al distribuidor entrante, el cual se encargará de entregárselo al usuario final.

Art. 18. El distribuidor saliente a más tardar dentro de quince (15) días hábiles posteriores al plazo del artículo anterior, deberá presentar al Distribuidor entrante la información detallada en el anexo No. 3.

Además, en caso que el cambio requiera interconexión, en esa misma notificación deberá establecer la fecha en que se realizarán los trabajos de interconexión, que pueden incluir instalación de medición en media tensión, desconexión de acometida, entre otros, etc.

Art. 19. Posterior a la realización de la interconexión, las empresas distribuidoras involucradas dentro de los tres (3) días hábiles siguientes al final de cada mes, deberán intercambiar, la información requerida en las tablas indicadas en el anexo 2 de la presente norma; y, para efectos de conciliación de los montos a transferir por parte del distribuidor entrante a cada uno de los distribuidores salientes deberá presentar mensualmente la información descrita en el anexo No. 4. Dicha información también debe ser remitida a la SIGET.

Art. 20. Las empresas interconectadas deberán intercambiar los códigos, fechas y horas de las interrupciones que afecten la interconexión, las cuales deberán ser reportadas en la tabla del anexo 2 de la presente norma.

SECCIÓN IV: CALIDAD DEL SERVICIO

Art. 21. Se consideraran como interrupciones externas a las redes de distribución, aquellas originadas en el sistema de transmisión o generación.

Art. 22. En los casos en los cuales exista interconexión de redes de distribución en cascada, es decir, un tramo de red de una distribuidora está interconectado a otra red de eléctrica propiedad de otro distribuidor, las fallas originadas en estas últimas redes no se consideraran como interrupciones externas.

Art. 23. Los operadores involucrados en las interconexiones, deberán informar a la SIGET las interrupciones que afecten las interconexiones dentro de los plazos establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y sus anexos.

Art. 24. La información a remitir a la SIGET referente a las interrupciones que afecten a las interconexiones deberá cumplir con el formato indicado en el anexo 2 de la presente norma.

Art. 25. El distribuidor saliente y entrante, deberán establecer la forma y mecanismo por medio del cual se liquiden las compensaciones relacionadas con las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución que afecte a los usuarios finales involucrados en el cambio de distribuidor.

Art. 26. El distribuidor saliente deberá trasladar al distribuidor entrante las compensaciones que le corresponden a los usuarios que han cambiado de distribuidor, por su parte el distribuidor entrante deberá trasladar dichos reintegros al usuario final sin costo alguno para este.

El traslado de las compensaciones relacionadas con incumplimientos de la calidad del servicio deberá realizarse de forma tal que las compensaciones sean aplicadas a los usuarios finales en los plazos establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

ANEXO 2

INTERRUPCIONES QUE AFECTAN LAS INTERCONEXIONES

1. Periodos de entrega de la información

a) La información deberá ser entregada en forma mensual, y deberá ser remitida a más tardar dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al final de cada mes, conjuntamente con las tablas requeridas en el anexo B "Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico", del Acuerdo No. 32-E-2005.

2. Formatos y criterios para la presentación de los archivos

Los archivos en formato TXT, deberán ser nombrados de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

a) Codificación y nombre de las tablas

La información requerida deberá ser remitida a la SIGET organizada en tablas en formato ASCII.

Los campos de los registros informados en dicha tabla deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10).

Se deben informar la totalidad de los campos, respetando el orden establecido en la tabla.

Las tablas deberán contener el encabezado de los campos.

El formato de fecha y hora deberá informarse de la siguiente manera:

Fecha: dd/MM/aaaa; dd = día, MM = mes, aaaa = año; Ejemplo 27/08/2014

Fecha + hora: dd/MM/aaaa hh:mm; dd = día, MM = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minutos; Ejemplo 27/08/2014 19:15

Los campos de texto no podrán informarse con delimitadores propios, comillas dobles (") o simples (').

Los archivos en formato TXT, deberán ser nombrados de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

1 2 3 4 5 6 7_NOMBRETABLA.TXT en donde:

Dígito 1 - Identificación de la distribuidora

- A - CAESS
- B - CLESA
- C - DEUSEM
- D - DELSUR
- E - EEO

F - EDESAL
 G - B & D Servicios Técnicos
 H - ABRUZZO

Dígito 2 - Código de identificación del tipo de calidad

T: Calidad del servicio Técnico.

Dígito 3 - Código de identificación del mes de envió, los valores son de 1 a 9, O, N, D.

Dígito 4, 5, 6 y 7 - Código de identificación del año de envió, los cuatro dígitos del año.

NOMBRETABLA: Denominación de las tablas enviadas.

La empresa distribuidora deberá enviar las tablas siguientes en forma mensual, y deberá nombrarlas como: INTERRUPCION_INTERCONEXION y PUNTO_INTERCONEXION, dichas tablas deberán tener la extensión TXT.

b) Definición de campos de la tabla INTERRUPCION_INTERCONEXION

Nombre de columna	Tipo	Descripción
IDInterA	Texto (20)	Identificación de la interrupción que afecto la interconexión (Unívoca para cada interrupción). Código de interrupción asignado por la empresa que brinda el suministro a la interconexión
IDReposA	Texto (20)	Identificación de la reposición (Unívoca para cada reposición). Código de reposición asignado por la empresa que brinda el suministro a la interconexión
IDInterB	Texto (20)	Identificación de la interrupción que afecto la interconexión (Unívoca para cada interrupción). Código de interrupción asignado por la empresa que adquiere el suministro a través de la interconexión
IDReposB	Texto (20)	Identificación de la reposición (Unívoca para cada reposición). Código de reposición asignado por la empresa que adquiere el suministro a través de la interconexión
CodInterconexion	Texto (50)	Código de identificación único de la interconexión afectada por la interrupción
CodEmpresaInter	Entero	Código de identificación de la empresa con la cual se está interconectado (CAESS: 1, AES CLESA: 2, DEUSEM: 3, DELSUR: 4, EEO: 5, EDESAL: 6, B&D Servicios técnicos: 7, ABRUZZO: 8)

c) Definición de campos de la tabla PUNTO_INTERCONEXION

Nombre de columna	Tipo	Descripción
CodInterconexion	Texto (50)	Código de identificación único de la interconexión
CodEmpresaInter	Entero	Código de identificación de la empresa con la cual se está interconectado (CAESS: 1, AES CLESA: 2, DEUSEM: 3, DELSUR: 4, EEO: 5, EDESAL: 6, B&D Servicios técnicos: 7, ABRUZZO: 8)
CoordenadaX	Decimal	Coordenada X (Sistema Universal Transverse Mercator -UTM-) de la posición de la interconexión
CoordenadaY	Decimal	Coordenada Y (Sistema Universal Transverse Mercator -UTM-) de la posición de la interconexión

Anexo No. 3

Nombre de columna	Descripción
Codigo de empresa entrante	Código de identificación de la empresa entrante (CAESS: 1, AES CLESA: 2, DEUSEM: 3, DELSUR: 4, EEO: 5, EDESAL: 6, B&D Servicios técnicos: 7, ABRUZZO: 8)
Codigo de empresa saliente	Código de identificación de la empresa saliente (CAESS: 1, AES CLESA: 2, DEUSEM: 3, DELSUR: 4, EEO: 5, EDESAL: 6, B&D Servicios técnicos: 7, ABRUZZO: 8)
IdUsuarios	Según el formato de las tablas de Calidad
Nombre_usuario	Nombre del titular del contrato de suministro
Id_Medidor	No. de medidor
Multiplicador	Multiplicador aplicado a la lectura
FPT	Factor de pérdidas de transformación (0% o 1.5%)
Período	Último período de facturación previo a la entrega de la información, al cual corresponde la información que a que se refiere esta tabla
Tarifa	Según los códigos establecidos en el Acuerdo No. 185-E-2009
Consumo (kWh)	Consumo facturado en caso que la tarifa no sea con discriminación horaria
Lectura inicial punta	Lectura inicial punta, o en caso que la tarifa no sea con discriminación horaria la lectura inicial mediante el cual se ha calculado el consumo
Lectura Final punta	Lectura inicial punta, o en caso que la tarifa no sea con discriminación horaria la lectura final mediante el cual se ha calculado el consumo
Lectura inicial resto	Lectura inicial resto
Lectura final resto	Lectura final resto
Lectura inicial valle	Lectura inicial valle
Lectura Final valle	Lectura Final valle
Potencia facturada (kW)	Potencia facturada
Factor de potencia	Valor del factor de potencia registrado
Dirección del suministro	Calle, colonia, cantón, caserío, etc.,
Municipio	Según los códigos establecidos en el Acuerdo No. 185-E-2009
Departamento	Según los códigos establecidos en el Acuerdo No. 185-E-2009
CenMTBT	Centro de transformación al cual está asociado el usuario y en el caso de usuarios en MT el código de la protección.

Anexo No. 4

Nombre de columna	Descripción
Codigo de empresa entrante	Código de identificación de la empresa entrante (CAESS: 1, AES CLESA: 2, DEUSEM: 3, DELSUR: 4, EEO: 5, EDESAL: 6, B&D Servicios técnicos: 7, ABRUZZO: 8)
Codigo de empresa saliente	Código de identificación de la empresa saliente (CAESS: 1, AES CLESA: 2, DEUSEM: 3, DELSUR: 4, EEO: 5, EDESAL: 6, B&D Servicios técnicos: 7, ABRUZZO: 8)
IdUsuario	Según el formato de las tablas de Calidad
Nombre_usuario	Nombre del titular del contrato, de suministro
Id_Medidor	No. de medidor
Multiplicador	Multiplicador aplicado a la lectura
FPT	Factor de pérdidas de transformación (0% o 1.5%)
Período	Período de facturación
Tarifa	Según los códigos establecidos en el Acuerdo No. 185-E-2009
Consumo (kWh)	Consumo facturado en caso que la tarifa no sea con discriminación horaria
Lectura inicial punta	Lectura inicial punta, o en caso que la tarifa no sea con discriminación horaria la lectura inicial mediante el cual se ha calculado el consumo
Lectura Final punta	Lectura inicial punta, o en caso que la tarifa no sea con discriminación horaria la lectura final mediante el cual se ha calculado el consumo
Lectura inicial resto	Lectura inicial resto
Lectura final resto	Lectura final resto
Lectura inicial valle	Lectura inicial valle
Lectura Final valle	Lectura Final valle
Potencia facturada (kW)	Potencia facturada
Factor de potencia	Valor del factor de potencia registrado
Cargo de distribución cobrado al usuario	Cargo de distribución cobrado al usuario
Cargo de distribución Max	Cargo de distribución aplicando la tarifa máxima aprobada al distribuidor entrante.

Informe: 2014-04-01

Acuerdos de referencia: 1075-E-2013