

SESIÓN ORDINARIA

N.º 53-2014

11 de setiembre de 2014

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 53-2014

Acta de la sesión ordinaria número cincuenta y tres-dos mil catorce, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el jueves once de setiembre de dos mil catorce, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López; Pablo Sauma Fiatt y Adriana Garrido Quesada; así como los (as) señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Rodolfo González Blanco, Director General de Operaciones; Rodolfo González López, Subauditor Interno; Juan Manuel Quesada Espinoza, Intendente de Energía; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Carlos Herrera Amighetti, Intendente de Agua; Carol Solano Durán, Directora General de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; Ricardo Matarrita Venegas, Director General de la Dirección General de Estrategia y Evaluación y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancia de llegada tardía del Regulador General y participación mediante video conferencia.

La señora **Grettel López Castro** deja constancia de que preside el inicio de esta sesión, toda vez que el Regulador General se encuentra reunido con el Ministro y la Viceministra de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. Su ingreso se consigna a partir del artículo 7 de esta acta.

En ausencia del señor Regulador General, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente.

De conformidad con el artículo 57 inciso a) sub inciso 6 e inciso b) sub inciso 3) de la misma ley, la señora Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta, sustituye al señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, durante sus ausencias temporales, por lo que hasta el artículo 6 de esta sesión, asume la Presidencia de la Junta Directiva.

Se deja constancia de que la directora Adriana Garrido Quesada participa mediante el sistema de video conferencia, desde Marsella, Francia, de acuerdo con su carta del 11 de setiembre de 2014 dirigida al Presidente de esta Junta Directiva.

ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

La señora **Grettel López Castro** da lectura al Orden del Día de esta sesión. Seguidamente, propone trasladar el punto que corresponde al tema salarial (punto 5.9), como último punto resolutivo.

Asimismo, se plantea modificar el título del punto 2 de la agenda, en el sentido de incluir la propuesta de modificación a la norma técnica denominada “Planeamiento, operación y acceso al

Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)” remitida mediante oficio 0026-CAHMNE-2014 del 5 de setiembre de 2014, de manera que se lea así:

“Propuestas sobre las normas técnicas: "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL); "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCOM); "Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctrico y laboratorios de verificación" (AR-NT-SUMEL); "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC), y propuesta de modificación a la norma técnica denominada "Planeamiento, operación y acceso al Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)". Oficio 0026-CAHMNE-2014 del 5 de setiembre de 2014”.

Seguidamente somete a votación los planteamientos indicados y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-53-2014

Aprobar el Orden del Día de esta sesión y modificarlo en los siguientes términos:

- i. Trasladar el conocimiento del punto 5.9 de la agenda, relacionado con la *“Continuación del análisis del tema salarial”*, como último punto resolutivo (5.10).
- ii. Modificar el título del punto 2 de la agenda, de manera que se lea de la siguiente forma:
“Propuestas sobre las normas técnicas: "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL); "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCOM); "Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctrico y laboratorios de verificación" (AR-NT-SUMEL); "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC), y propuesta de modificación a la norma técnica denominada "Planeamiento, operación y acceso al Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)". Oficio 0026-CAHMNE-2014 del 5 de setiembre de 2014”.

El Orden del Día ajustado a la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Propuestas sobre las normas técnicas "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL); "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCOM); "Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctrico y laboratorios de verificación" (AR-NT-SUMEL); "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC), y propuesta de modificación a la norma técnica denominada "Planeamiento, operación y acceso al Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)". Oficio 0026-CAHMNE-2014 del 5 de setiembre de 2014”.*
3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva: Carta de la Directora Adriana Garrido Quesada para que participe de forma virtual en las sesiones de Junta Directiva, mediante el sistema de video conferencia.*
4. *Aprobación del acta de la sesión 51-2014.*

5. Asuntos resolutivos.

- 5.1 *Solicitud de concesión de servicio público de generación planteada por la empresa Comercial Talamanca El General S.A., para el proyecto hidroeléctrico Consuelo. Expediente CE-013-2013. Oficios 681-DGAJR-2014 del 3 de setiembre de 2014 y 0982-IE-2014 del 29 de julio de 2014.*
- 5.2 *Solicitud de concesión de servicio público para generación hidroeléctrica planteada por la empresa P.H. RíoVolcán S.A., para la planta Volcán 3. Oficios 697-DGAJR-2014 del 9 de setiembre de 2014. Expediente CE-001-2014. Oficios 697-DGAJR-2014 del 9 de setiembre de 2014 y 1130-IE-2014 del 21 de agosto de 2014.*
- 5.3 *Cronograma actualizado y solicitud de prórroga a la Contraloría General de la República, sobre la propuesta del Modelo para fijación ordinaria de tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús. Oficio 115-CDR-2014 del 10 de setiembre de 2014.*
- 5.4 *Propuestas de metodologías tarifarias ordinarias sobre: i) Servicio distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural; ii) Servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos y iii) Servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Oficio 107-CDR-2014 del 20 de agosto de 2014.*
- 5.5 *Recurso de reposición o revocatoria contra la resolución RJD-006-2014 y gestiones de nulidad absoluta contra las resoluciones RJD-036-2013 y RJD-006-2014, interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad. Expedientes OT-013-2013 y OT-341-2013. Oficio 640-DGAJR-2014 del 22 de agosto de 2014.*
- 5.6 *Recurso de apelación interpuesto por Autotransportes Hermanos Calvo, contra la resolución 987-RCR-2012. Expediente ET-166-2012. Oficio 649-DGAJR-2014 del 25 de agosto de 2014.*
- 5.7 *Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por Gilberth Fernández Solís, contra la resolución 008-RIT-2013 del 22 de enero de 2013. Expediente ET-207-2012. Oficio 664-DGAJR-2014 del 29 de agosto de 2014.*
- 5.8 *Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-032-2014. Expediente AU-274-2012. Oficio 650-DGAJR-2014 del 26 de julio del 2014.*
- 5.9 *Criterio sobre la abstención por conflicto de intereses y marco jurídico de la política salarial y los ajustes salariales en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Oficio 667-DGAJR-2014 del 29 de agosto de 2014.*
- 5.10 *Continuación del análisis del tema salarial.*

6. Asuntos informativos.

- 6.1 *Criterio sobre inconformidad por la publicación del informe de resultados de evaluación de calidad de los combustibles en estaciones de servicio de primer semestre*

del 2014. (Cumplimiento del acuerdo 07-50-2014). Oficio 677-DGAJR-2104 del 3 de setiembre de 2014.

6.2 *Respuesta a los Diputados de la Comisión Permanente Especial de Ingreso y Gasto Público de la Asamblea Legislativa, en relación con la documentación solicitada sobre los temas institucionales de índole administrativa (Cumplimiento de acuerdo 03-50-2014). Oficio 665-RG-2014 del 4 de setiembre de 2014.*

6.3 *Respuesta a los Diputados de la Comisión Permanente Especial de Ingreso y Gasto Público de la Asamblea Legislativa, sobre la procedencia de los fondos para la inversión en la empresa Soresco. (Cumplimiento de acuerdo 03-50-2014). Oficio 666-RG-2014 del 4 de setiembre de 2014.*

ARTÍCULO 3. Propuestas sobre las normas técnicas "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL); "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCOM); "Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctrico y laboratorios de verificación" (AR-NT-SUMEL); "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC), y propuesta de modificación a la norma técnica denominada "Planeamiento, operación y acceso al Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)".

A partir de las catorce horas con diez minutos ingresan a la sala de sesiones, los funcionarios (as): Karla Montero Víquez, Edgar Cubero Castro, Jimmy Vargas Chaves y Randall Arce Araya de la Intendencia de Energía; Mariana Barrantes Chaves de la Dirección General de Atención al Usuario y Edwin Espinoza Mekbel de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, así como el señor Jorge Blanco Roldán, funcionario de la Universidad de Costa Rica, a participar en la presentación de este artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio 0026-CAHMNE-2014 del 5 de setiembre de 2014, mediante el cual la Comisión Ad-Hoc para la Modificación de las Normas Técnicas del Sector Eléctrico, remite para su aprobación las siguientes propuestas sobre las normas técnicas: "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL); "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCOM); "Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctrico y laboratorios de verificación" (AR-NT-SUMEL); "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC) y propuesta de modificación a la norma técnica denominada "Planeamiento, operación y acceso al Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)".

El señor **Edgar Cubero Castro** explica los antecedentes y particularidades de las normas técnicas del sector eléctrico, así como el esquema normativo vigente y el nuevo esquema normativo a implementarse con las nuevas propuestas. Entre otros elementos, destaca los siguientes:

- *En enero de 2001, se emitió por parte de la Autoridad Reguladora, un total de seis normas técnicas, en la que se estipulan las condiciones con que debe de suministrarse el servicio público de electricidad.*
- *El nuevo esquema normativo se implementaría a finales del 2014.*
- *Se incorpora la generación distribuida a pequeña escala para autoconsumo.*

- Se fija el esquema de regulación en la fase de ajuste y orienta hacia la etapa de fiscalización, de conformidad con lo establecido en el artículo 35 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos.
- Se establece valores permisibles de calidad del suministro eléctrico (tensión y continuidad), los cuales deberán cumplir las empresas.
- Se incorporan mecanismos de compensación económica a los usuarios ante la violación de límites permisibles de los parámetros de calidad por parte de las empresas

Seguidamente, explica las características de cada una de las normas técnicas propuestas, en los siguientes términos:

a) En cuanto a la Norma AR-NT-SUCAL: Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión:

1. Unifica y reemplaza las normas AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y AR-NT-CSE “Calidad de la continuidad del suministro eléctrico”.
2. Igualdad de condiciones de tensión para todo el territorio nacional sin distinciones en cuanto a concentración poblacional (rural o urbano).
3. Se ajustan a normas técnicas internacionales ANSI (American National Standard Institute) y la IEC (International Electrotechnical Commission).
4. Indicadores de continuidad DPIR (Duración promedio de interrupción por abonado) y FPI (Frecuencia promedio de interrupción por abonado) tomando en consideración la totalidad de las interrupciones hasta el grado de transformador.
5. Se fijan como límites permisibles para los indicadores de continuidad DPIR y FPI de seis horas y siete interrupciones anuales, respectivamente.
6. Se establece una clasificación de las desviaciones de la tensión de suministro escalonada, para efectos de evaluación de los mismos en razón de su afectación.
7. Se incorpora un sistema de compensación económica a los usuarios, por deficiencias en la tensión de suministro y en la continuidad del servicio.
8. Se establece dos años como plazo para el inicio de la compensación a los usuarios, de conformidad con lo indicado en el artículo 35 del reglamento supra citado.
9. Se modifica la metodología de los programa de medición de la tensión de suministro a efectuar por las empresas, y se incorpora la obligación de monitorear la tensión en las redes de distribución primaria.

b) En cuanto a la Norma AR-NT-SUCOM: Supervisión de la comercialización el suministro eléctrico en baja y media tensión:

1. Reemplaza la norma AR-NT-SDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización.
2. Define y detalla las reglas referentes a la comercialización del servicio eléctrico.
3. Establecen las condiciones técnicas y las responsabilidades: empresas y abonado o usuario.
4. Clasifican los servicios por nivel de tensión y se establecen en ellos limitaciones de carga, condiciones de suministro, requisitos de medición de potencia y energía, y de la calidad.
5. Reglamenta las condiciones de medición, lectura y facturación, depósito en garantía, estimaciones de consumo de energía y potencia demandada, cargo por factor de potencia, cobros indebidos, errores de aplicación tarifaria, uso ilícito de energía, suspensión del servicio, reconexiones, entre otros.

6. *Fijan las reglas a seguir para las adecuaciones de red, incluyendo las extensiones de redes de distribución y la responsabilidad en el aporte de los transformadores en servicios de baja y media tensión para servicios con demandas superiores a las típicas.*
7. *Se definen las reglas a seguir en la medición, facturación y responsabilidad de la calidad para condominios horizontales y verticales.*
8. *Se incorporan una serie de indicadores para la evaluación de la gestión técnica y comercial de las empresas.*
9. *Un año de plazo a las empresas para implementar el sistema informático para la determinación de los indicadores de gestión técnica y comercial.*

c) En cuanto a la norma AR-NT-SUMEL: Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos y laboratorios de verificación:

1. *Reemplaza la norma “Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos” AR-NT-CON.*
2. *Control de sellos como mecanismo a establecer por las empresas para el control de la manipulación de los sistemas de medición.*
3. *Se incorporan las pruebas de verificación a los transformadores de instrumento y de verificación de campo.*
4. *Norma como referencia técnica de los sistemas de medición a utilizarse en el sistema de medición comercial del Mercado Eléctrico Regional (SIMEC).*
5. *Acreditación de los laboratorios de verificación y ensayo a la norma ISO-17025 y de las unidades de verificación a la norma ISO-17020.*

d) En cuanto a la norma AR-NT-SUINAC Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas:

1. *Se establecen los requisitos de las acometidas eléctricas hasta los respectivos puntos de entrega en baja y media tensión.*
2. *Requisitos de los componentes de la acometida cumplir con lo estipulado en el Decreto Ejecutivo No.36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011).*
3. *Acometidas que requieran la instalación de transformadores se hace referencia a que las bóvedas, transformadores y requisitos de seguridad deben regirse según lo estipulado en el Decreto Ejecutivo No.36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011).*

e) En cuanto a la Norma AR-NT-POASEN: Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional:

Se propone la modificación de varios artículos de la norma con el fin de:

- a. *Uniformar definiciones y actualizar referencias con respecto al cuerpo normativo propuesto*
- b. *Aclarar la responsabilidad del CENCE en la elaboración de los procedimientos de planeamiento, operación y acceso al SEN y en relación con la coordinación con los demás usuarios/agentes del SEN.*
- c. *Diferenciar y aclarar los componentes del costo de interconexión y acceso de los generadores a pequeña escala para autoconsumo.*
- d. *Modificar el periodo de liquidación de las modalidades contractuales de año calendario a 12 meses consecutivos a convenir entre las partes (estacionalidad de las fuentes primarias de energía).*

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que, en primera instancia, desea consultar si en la Comisión Ad Hoc hubo consenso sobre el criterio de las normas técnicas propuestas; a lo cual el señor **Cubero Castro** responde que hubo acuerdo en cuanto al criterio. Asimismo, señala que las propuestas pasaron por un proceso de consulta preliminar, antes del proceso formal de audiencia pública.

Por otra parte, en cuanto a la norma técnica de *Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCAL*, la directora **Saborío Alvarado** agrega que sería importante analizar si hay aspectos de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), que pudieran ser relevantes al tema. Además, según lo expuesto sobre las interrupciones en dicha norma, consulta dónde está el incentivo para mejorar el suministro eléctrico, ya que considera que la propuesta es poco ambiciosa y debería incluir un mecanismo dinámico para mejorar el desempeño en el tiempo.

La señora **Karla Montero Víquez** comenta que a nivel de la Intendencia de Energía, se ha discutido que se necesita más información para determinar los rangos óptimos de suministro para el país, así como el costo asociado a mejores parámetros en infraestructura. En esta propuesta, la Comisión Ad Hoc consideró razonable como punto de inicio, realizar todos los estudios en el corto plazo y tener un parámetro con su afectación tarifaria de cuánto se les podría exigir a las empresas.

La señora **Grettel López Castro** señala que la información que está consignada en el documento se refiere únicamente al año 2013, por lo que consulta si tomar ese año como referencia tiene algún fundamento o existe el riesgo de que ese fuese un año atípico y eventualmente pudiese ocasionar algún cuestionamiento de esa normativa.

El señor **Edgar Cubero Castro** aclara que sí se tiene información de otros años y es similar a la información que se brinda en esta oportunidad. Se tomó como referencia el 2013, por ser un estudio más detallado. Anteriormente, se tenía un valor global que remitía la empresa, pero ahora ese valor es calculado por la Intendencia de Energía a partir de información que suministraron las empresas por circuito y comprende un valor global para el país y, en detalle, para cada circuito o área de suministro de cada empresa.

La señora **Grettel López Castro** comparte el comentario externado por la directora Saborío Alvarado, en el sentido de que el valor de referencia es conservador, al referirse a lo sucedido históricamente en cuanto a la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.

El señor **Edgar Cubero Castro** manifiesta que las empresas deben tener una serie de indicadores de referencia, los cuales deben disminuir. En ese sentido, se tomaron los valores del 2013 como punto de referencia, los cuales son mejorables en función de la infraestructura de la red y de la logística de la empresa en cuanto a planificación, operación y mantenimiento. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos les exigirá su cumplimiento y si no cumplen con ese valor, las empresas deberán compensar a los usuarios por la energía que no se les brindó.

La directora **Sylvia Saborío Alvarado** pregunta si tiene sentido, como regulador, establecer un tope numérico en vez de atender la causa del porqué se interrumpe el servicio. El tema es que hay eventos que no deberían darse, porque reflejan ineficiencia o mal mantenimiento de la empresa, pero otros que son exógenos, es decir, fuera del control de la empresa. En esa línea, consulta si el parámetro no debería referirse más bien a aspectos que no son exógenos a la empresa, es decir, a aquellos de los que la empresa es responsable.

El señor **Edgar Cubero Castro** indica que la norma establece en un capítulo, un sistema uniforme de identificación y manejo de las interrupciones. Se les establece un formato en el que se debe reportar todas las causas, ya sea por envejecimiento, sobrecarga, entre otros. Agrega que, si bien existen aspectos que no son controlables por las empresas, éstas si tienen control sobre el tiempo que tardan en corregir o atender las diferentes perturbaciones en el servicio. En ese sentido, la norma establece un sistema de registro y control de los tiempos de atención de las averías.

Por otra parte, en el corto plazo y con la cooperación de la Universidad de Costa Rica, se van a establecer indicadores de confiabilidad y además, se llevará una correlación entre los tiempos reportados por las empresas y los registrados por equipos de monitoreo. Es importante señalar que la duración de las interrupciones, están muy asociadas a la logística de la empresa para atenderlas y al equipamiento y la frecuencia de las interrupciones. En el caso de Costa Rica, por ser redes aéreas, están muy influenciadas por la parte ambiental, por lo que en ocasiones no es manejable para las empresas, la cantidad de interrupciones, pero sí la duración de las mismas.

La señora **Adriana Garrido Quesada** consulta sobre la opinión de las empresas respecto de ese valor, el sistema de supervisión de estos y el castigo para la empresa que lo sobrepase.

El señor **Edgar Cubero Castro** indica que las empresas aún no conocen ese valor, pues el que se les presentó durante la consulta preliminar, fue un valor que se le dio en función de lo que se tenía, sin incluir los datos del 2013, que son más exactos. Las empresas son conocedoras de que deben ir modificando la mentalidad a un sistema de regulación de uso internacional y, consecuentemente con ello, tienen que ajustarse a los parámetros de calidad y compensar al usuario cuando no satisface esos parámetros.

Respecto al costo que se debe calcular por la energía no suministrada, indica que va a depender de los factores que existen para cada empresa o tipo de usuarios, ya que el costo de la energía no suministrada para un usuario en el valle central, es diferente al costo para un usuario de una zona rural.

Por otra parte, en cuanto a la supervisión, indica que existe un convenio con la Universidad de Costa Rica, la cual aprovechará el equipo que las empresas tienen que instalar en las redes de distribución primaria. Asimismo, es importante indicar que el usuario se convierte en un fiscalizador, porque las interrupciones significarán una compensación en el recibo eléctrico.

La señora **Karla Montero Víquez** aclara que ya existen grandes empresas que tienen medidores que contabilizan los indicadores de calidad, las interrupciones, su duración, el flujo; inclusive, que los usuarios más sofisticados, cuentan con un sistema vía web para verificar la información que se obtiene en el medidor.

El señor **Jorge Blanco Roldán** indica que esa norma tiene una función muy importante en cuanto a dos preceptos de laboratorio: i) la calidad del suministro que se está valorando a través de la magnitud del voltaje y ii) la confiabilidad que se mide a través del número de interrupciones por abonado, por área y la duración de las mismas.

Agrega que en Costa Rica se está definiendo un límite que anteriormente no se tenía. Ahora, la empresa va a tener un límite y hay que hacer historia, estadísticas, información de las empresas, para ir modificando ese parámetro y hacerlo más restrictivo. La mejora de la calidad, está ligada a las inversiones que hacen las empresas y a la tarifa. A mayor confiabilidad, las empresas van a requerir más inversión y la tarifa aumentará.

La señora **Grettel López Castro** consulta, en relación con la Norma POASEN y según lo mencionado por el señor Jorge Blanco, si la normativa incluye la generación a pequeña escala, conexión a casas, conexión a la red en relación con la calidad de la energía suministrada a cada usuario.

El señor **Edgar Cubero Castro** manifiesta que la Norma POASEN establece esos límites haciendo referencia a la norma antigua del voltaje; sin embargo, en esta propuesta, se modifican los vínculos hacia la nueva referencia de la norma. Lo que se pretende es que todo el cuerpo normativo sea más compacto y debidamente vinculado.

El señor **Jorge Blanco Roldán** indica que esta norma es básicamente para aumentar la calidad de las empresas en el suministro eléctrico.

La señora **Adriana Garrido Quesada** consulta respecto a la posibilidad de adjuntar en paralelo, para mejor comprensión de cómo se espera operar con la norma propuesta, un relato de cuáles son los comportamientos esperados de los operadores y de la ARESEP, para que este reglamento tenga el impacto que se desea. En particular, precisar qué tipo de inversiones se están tratando de fomentar, qué impacto podrían tener en las tarifas (como ya lo mencionó la señora Montero Víquez), así como lo que prevé realizar la ARESEP misma, para supervisar la aplicación de las normas.

El señor **Edgar Cubero Castro** indica que se está trabajando con la Universidad de Costa Rica en lo que son las unidades constructivas y en regular los tipos de componentes de las redes; así como en indicadores de calidad. Agrega que si un circuito ha reportado una mala calidad, ya se sabe que se tiene que invertir en ese circuito, para poder trabajar esos tiempos de interrupción; esta herramienta es el engranaje que va a permitir conocer y llevar la pauta de las inversiones de las empresas, vinculando esas inversiones a la calidad y al mercado, así como a las tarifas.

Ante una consulta de la señora **Sylvia Saborío Alvarado** sobre cómo se realiza ese proceso en la ARESEP, el señor **Cubero Castro** explica que se realizan tres tipos de supervisión: i) la que realiza la ARESEP con su personal; ii) la que hace la empresa, y iii) la que se realiza a través de un tercero.

La señora **Karla Montero Víquez** indica que el contrato con la Universidad de Costa Rica incluye dos grandes puntos: i) van a instalar equipo, hacer mediciones y ii) van a tener acceso a la base de datos de las empresas, se van a realizar aproximadamente tres cruces de información.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta, en cuanto a la norma de supervisión de comercialización de suministro eléctrico, en qué consiste ser un mal usuario. El señor **Cubero Castro** explica que un mal usuario se define como aquel que tiene un bajo factor de potencia, lo cual genera un costo agregado a la distribuidora y tiene repercusiones de voltaje.

Por otra parte, el señor **Pablo Sauma Fiatt** comenta si no sería más conveniente quedar a la espera de que se lleve a cabo las audiencias públicas correspondientes a las cuatro normas técnicas propuestas y, posteriormente, someter al proceso de audiencia pública las modificaciones expuestas en esta oportunidad para la Norma POASEN. Lo anterior, previendo que se puedan presentar cambios en esas cuatro normas. En ese sentido, la duda que mantiene es sobre cuál es la urgencia de someter a audiencia la Norma POASEN.

El señor **Edgar Cubero Castro** explica que, lo que se propone es aclarar las definiciones para que sean congruentes con las demás, y se hacen cambios para referenciar el nombre de las normas, de tal forma que, el cuerpo normativo, esté debidamente referenciado y forme una unidad normativa. Además, comenta que las modificaciones propuestas, en su mayoría, son de forma, en relación con las demás normas y otros cambios son solo aclaratorios. No hay que olvidar que son propuestas y que si se diera una situación simplemente no se aprueban los cambios.

La señora **Carol Solano Durán** agrega que las cuatro normas se someterán a audiencia pública en un mismo momento y lo que está cambiando es el título de la norma. Aclara, que la Norma POASEN está vigente y es la que se está modificando. La Comisión Ad Hoc propone cuatro normas nuevas que están derogando otras anteriores, y la quinta propuesta, es modificar esa Norma POASEN, en lo relacionado con las otras normas propuestas, el señor Cubero señaló que se refiere únicamente en lo concerniente a los títulos. Lo demás es independiente.

La señora **Grettel López Castro** manifiesta que la Norma POASEN no ha entrado a operar porque en aras de salvaguardar los intereses de los usuarios, se establece que las empresas distribuidoras deben definir, de previo, algunas condiciones como por ejemplo, establecer los requisitos técnicos para la interconexión, efectuar estudios de capacidad de acceso, elaborar el contrato tipo que regulará las relaciones entre el usuario y la empresa distribuidora, entre otras cosas.

La señora **Karla Montero Víquez** recuerda que la Norma POASEN no es solo generación distribuida, sino toda la generación nacional y la transmisión nacional, tiene que ver más con la operación del sistema; por lo tanto, existen aspectos que se deben aclarar y, tomando en consideración que ya entró en vigencia la norma, el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) está enviando la información periódica que se le solicita.

La señora **Grettel López Castro** consulta cómo se van a realizar cambios sobre una normativa que no ha entrado en operación, solicita se explique qué fue lo que provocó ese cambio. Entiende que el dinamismo de mercado lleve a realizar ajustes a la normativa cuando ya está vigente, pero llama la atención que se realicen ajustes, aclaraciones o modificaciones a una norma que aún no se ha implementado.

La señora **Karla Montero Víquez** responde que son aclaraciones que no solo han surgido del análisis del equipo de trabajo interno de la Intendencia de Energía, sino también de las mismas empresas, de los documentos que se han recibido respecto de conceptos puntuales que han tendido a confusión. Se trata de tener un concepto estándar para aplicarlo, principalmente para el cálculo de los costos y la forma de liquidación de las facturas, lo cual se hará en una segunda ocasión cuando entre a regir esta norma.

El directivo **Pablo Sauma Fiatt** sugiere dejar claro que la Comisión Ad Hoc recomienda que se incluyan las modificaciones presentadas en esta oportunidad a la Norma POASEN. Asimismo, indican que los cambios que se puedan generar a las otras cuatro normativas, a raíz de lo que suceda en la audiencia pública, no serán sustantivos como para que impliquen llevar a cabo una nueva audiencia pública.

La señora **Grettel López Castro** consulta si la Intendencia de Energía ha analizado esta normativa y su consistencia con otras normas emitidas como la Norma POASEN.

La señora **Karla Montero Víquez** indica que los técnicos especialistas son los integrantes de la Comisión y son funcionarios de la Intendencia de Energía. Comenta que esta Intendencia lo que

hizo fue subcontratar a la Universidad de Costa Rica para la revisión y esa es la parte que se recibe a nivel de Intendencia.

El señor **Edgar Cubero Castro** manifiesta que, en lo personal, ha informado al Intendente de Energía sobre la dinámica para incorporar los principales cambios propuestos a la normativa.

Luego de analizado suficientemente el asunto, según lo expuesto por la Comisión Ad Hoc, sobre la base del oficio 0026-CAHMNE-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

En cuanto a la Norma AR-NT-SUCAL: Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión:

ACUERDO 02-53-2014

- I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de norma técnica denominada “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCAL)”, con fundamento en lo señalado por la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0026-CAHMNE-2014 del 05 de setiembre de 2014:

"Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-RT-SUCAL-2013)

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece:

- a. Las características físicas principales de la tensión eléctrica con que debe suministrarse la energía eléctrica, en el punto de entrega a los abonados o usuarios, desde una red de distribución a baja y media tensión, en condiciones normales de explotación, incluyendo los límites de las variaciones de tensión de corta duración tolerables.
- b. Los límites de las distorsiones en la tensión introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios en las redes de distribución a baja y media tensión.
- c. Las condiciones bajo las cuales se evaluará la calidad en la continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución del negocio eléctrico tanto en baja como en media tensión, en relación con la duración y frecuencia de las interrupciones.

Artículo 2. Obligatoriedad y responsabilidad

El cumplimiento de las condiciones de calidad del suministro eléctrico establecidas en esta norma, es obligatorio para todas las empresas de distribución, que se encuentren establecidas en el país o que se llegasen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las empresas distribuidoras no serán responsables de los daños y perjuicios que se originen por el suministro eléctrico fuera de las condiciones establecidas en esta norma, cuando las mismas se originen por:

- a. La acción directa de eventos de fuerza mayor, caso fortuito y exoneración de responsabilidades previstas en la legislación vigente.
- b. El incumplimiento de la instalación eléctrica del abonado o usuario con las disposiciones del Código Eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y la propiedad o disposiciones aplicables emitidas por la Autoridad Reguladora.
- c. El uso de equipos con requerimientos de energía, con características diferentes a las establecidas en la presente norma.
- d. Condiciones especiales que deberán ser notificadas y justificadas ante la ARESEP en un plazo no mayor de 8 días naturales a partir de la condición especial.

Las características técnicas del suministro eléctrico aquí definidas, pueden ser reemplazadas parcial o totalmente por los términos de un contrato entre un abonado o usuario y la empresa distribuidora, siempre y cuando no se afecten las condiciones de suministro de terceros y se cuente con la aprobación de la Autoridad Reguladora.

Artículo 3. Propósito

El objeto de la presente norma es:

- a. Uniformar y definir los valores de los parámetros físicos, que caracterizan a la tensión de suministro en los siguientes aspectos:
 - i. Frecuencia de red, amplitud y desbalance de la tensión de suministro, con sus respectivos límites de variación.
 - ii. Las variaciones de corta duración de la tensión de suministro y sus límites tolerables en cuanto a magnitud, duración y repetición.
 - iii. Los límites en la magnitud y los umbrales de las distorsiones en la tensión, introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios, en las redes de distribución a baja y media tensión.
- b. Definir y describir los términos que regirán para la determinación y evaluación de la calidad en la continuidad del suministro eléctrico, en los siguientes aspectos: cantidad, duración y ubicación topológica de las interrupciones del suministro eléctrico.
- c. Definir los criterios normalizados con los cuales las empresas eléctricas tratarán las perturbaciones eléctricas que se susciten en la red de distribución nacional, en relación con los aspectos siguientes: identificación, registro, conteo y tratamiento.

Artículo 4. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta norma, se aplican las definiciones siguientes:

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito o aceptado uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Alta tensión (abreviatura: A_T): tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es superior a 100 kV.

Área de concesión: área territorial asignada por ley o por concesión para la distribución o comercialización de la energía eléctrica.

Área de distribución: área territorial, dentro del área de concesión donde la empresa distribuidora posee redes eléctricas de distribución.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Avería: cualquier daño, deterioro o cambio no deseado en las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia la pérdida o disminución de su funcionalidad.

Baja tensión (abreviatura: B_T): nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Bajo nivel de tensión: condición de tensión inferior al valor mínimo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Calidad de la tensión de suministro: se refiere a las características de la tensión (magnitud y frecuencia) normal suministrada a un servicio eléctrico para su utilización.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Condiciones especiales de operación: operación del sistema de distribución o parte de él, bajo características diferentes a las habituales y que tengan como fin la continuidad del servicio, con detrimento de la calidad de tensión.

Condiciones normales de operación: condiciones que permiten responder a la demanda de potencia y energía, a las maniobras de operación y a la eliminación de fallas por los sistemas de protección manuales o automáticos, en la ausencia de condiciones excepcionales o a casos de fuerza mayor o caso fortuito.

Continuidad del suministro eléctrico: medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda a los abonados y usuarios para su utilización.

Contrato para el suministro de energía eléctrica: documento suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.

Desbalance de las tensiones trifásicas: diferencia entre los valores de las magnitudes de tensión entre fases o entre fases y neutro.

Distorsión en la onda de tensión o corriente: cualquier desviación con respecto de la forma de onda sinusoidal nominal de la tensión o corriente.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Ente Regulador: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Frecuencia de la tensión: tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como huracanes, tornados, terremotos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Hueco de tensión (Sag): disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto del valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Impulso de tensión (transitorio): un cambio súbito, unidireccional (positivo o negativo) en la tensión, a una frecuencia diferente de la fundamental.

Índice de calidad: medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre la calidad del suministro eléctrico y que coadyuva a establecer medidas correctivas con el fin de lograr su mejoramiento en forma continua.

Interrupción: pérdida de la tensión en una o más fases durante un periodo dado.

Media tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos, de conformidad con los artículos 6 y 14 de la Ley N° 7593 y sus reformas.

Parpadeo (Flicker): impresión de irregularidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.

Pico de tensión (Swell): aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Punto de entrega: es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y, en las condiciones para su comercialización.

Sitio geográfico: es el lugar geográfico: provincia, cantón, distrito, etc., donde se instala o se ubica un equipo eléctrico o se suscita una avería o perturbación.

Sobretensión (Alto nivel de tensión): condición de tensión superior al valor máximo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Tensión de alimentación (V_a): valor eficaz (rms) de la tensión (fase-fase o fase-neutro) presente en el punto de entrega en un instante dado.

Tensión de servicio V_s : la tensión en valor eficaz (rms) en el punto donde se enlazan la instalación del abonado o usuario y la red general de distribución.

Tensión mínima de una red de distribución $V_{\min}$: el valor eficaz (rms) más bajo de la tensión permisible, en condiciones normales de operación, en una red de distribución o parte de ella.

Tensión nominal (V_n) de una red de distribución: tensión en valor eficaz (rms) que caracteriza o identifica una red de distribución o parte de ella y a la cual se hace referencia para ciertas características de operación de dicha red o porción de la misma.

Tiempo de localización: intervalo de tiempo comprendido entre el momento en que la cuadrilla se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería y el momento en que ésta ubica con precisión el lugar topológico y geográfico donde se localiza la avería.

Tiempo de organización: el tiempo de organización se refiere al lapso de tiempo, entre el momento en que la empresa eléctrica tiene conocimiento de la avería y el momento en que el personal de mantenimiento se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería.

Tiempo de reparación: el tiempo de reparación se refiere al período de tiempo comprendido, entre la localización precisa de la avería y la finalización de la reparación o eliminación de la avería y consecuentemente el restablecimiento de las condiciones normales de operación.

Usuario en alta tensión: persona física o jurídica que es consumidor final de energía en la red de alta tensión.

Usuario en media tensión: persona física o jurídica que es consumidor final de energía en la red de media tensión.

Valor de umbral: es el valor límite de la magnitud de un parámetro eléctrico, a partir del cual un equipo de medición registra un evento de tensión, corriente o frecuencia.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

Variación de tensión: aumento o disminución del valor eficaz de una tensión.

Variaciones de tensión de corta duración: una variación del valor eficaz (rms) de la tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración mayor que 8,33 milisegundos y menor o igual que un minuto.

Variaciones de tensión de corta duración: Una variación de tensión respecto de la tensión nominal de la red de distribución, con una duración mayor que 8,33 ms y menor o igual que un minuto.

Artículo 5. Acrónimos

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

CENS: Costo de energía no suministrada.

Abreviaturas

Hz: Hertz: unidad de frecuencia.

kV: kilo Volt: unidad equivalente a mil Volt.

kVA: mil volt ampere.

CAPÍTULO II SUMINISTRO A BAJA TENSIÓN

Artículo 6. Frecuencia

La frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hertz (Hz). En condiciones normales de explotación, el valor medio de la frecuencia fundamental en redes de distribución debe estar comprendido en el intervalo:

- para redes interconectadas: $60 \text{ Hz} \pm 0,5 \%$.
- para redes aisladas: $60 \text{ Hz} \pm 2\%$.

Artículo 7. Amplitud de la tensión nominal en baja tensión

La amplitud de la tensión nominal normalizada (V_n) para las redes de distribución de baja tensión en el punto de entrega se establece en el artículo 8. Los valores de tensión expresados en dichos artículos corresponden a los valores de tensión nominal (V_n), sobre los cuales la empresa distribuidora debe diseñar y operar su sistema de distribución y el interesado debe tomar como base para el diseño de su instalación interna.

Artículo 8. Amplitud de tensión nominal en redes de distribución en baja tensión

En las redes de distribución los valores eficaces (rms) de tensión nominal estarán comprendidos, según se muestran en la tabla N° 1:

Tabla N° 1
Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución.
(Baja Tensión, secundario)

Sistema	Tensión	
	Entre líneas activas (Volt)	Entre líneas activas y neutro (Volt)
Monofásico bifilar ¹	-	120
Monofásico trifilar	240	120
Trifásico, 4 conductores ²	208	120
Trifásico, 4 conductores ³	480	277
Trifásico, 3 conductores ⁴	240	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	240	120
Trifásico, 3 conductores ⁴	480	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	480	240

1. Únicamente para servicios indicados en la norma AR-NT-SUCOM. 2. Únicamente para servicios industriales o en redes existentes de distribución secundaria trifásica 120/208 V 3. Conexión estrella, neutro aterrizado. 4. Conexión delta. 5. Conexión delta aterrizada, delta abierta aterrizada

Artículo 9. Amplitud de la tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, la amplitud de la tensión de servicio (V_s) de valor eficaz (rms), en redes de distribución, debe estar comprendida en los intervalos que se muestran en la tabla N° 3:

Los intervalos de tensión de servicio, "normal" y "tolerable", representan los límites máximos y mínimos de tensión permisible, ante los cambios de carga y potencia en el sistema de distribución, bajo condiciones normales de operación, de conformidad con el artículo 10.

En los casos que la empresa detecte zonas en condición tolerable y que su ajuste requiera de una modificación menor a la red de distribución, la condición de tensión tolerable no deberá exceder de las 48 horas, a partir del momento en que se detecta dicha condición. Si se requiere una modificación mayor a la red de distribución la condición de tensión tolerable es permisible, bajo el entendido de que la empresa debe efectuar en un plazo no mayor de tres meses contados a partir del momento en que se detectó la condición de deficiencia en la tensión de suministro, los ajustes necesarios para alcanzar la banda de tensión normal. Durante dicho periodo de tres meses los usuarios servidos a través de la red de distribución en donde se detectó el problema, deberán ser compensados económicamente conforme a lo indicado en el capítulo XVI de esta norma. En

el caso de que la condición de tensión esté dentro del rango tolerable y se solviente la situación en un lapso de 48 horas, no rige la compensación económica.

Tabla N° 3
Intervalos normales y tolerables del valor de baja tensión de servicio.

Sistema – V _s (Voltios)	Intervalo			
	Normal (Volt)		Tolerable (Volt)	
	V _{mín}	V _{máx}	V _{mín}	V _{máx}
Monofásico bifilar 120	114	126	110	127
Monofásico trifilar 120/240	114/228	126/252	110/220	127/254
Bifásico trifilar 120/208	114/197	126/218	110/191	127/220
Trifásico 120/208, conexión estrella	114/197	126/218	110/191	127/220
Trifásico 277/480, conexión estrella	263/456	291/504	254/440	293/508
Trifásico 240, conexión delta	228	252	220	254
Trifásico 480, conexión delta	456	504	440	508

Artículo 10. Variaciones de tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, para cada período de una semana (7 días consecutivos), el 95% de los valores eficaces de la tensión de servicio (V_s), promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal indicado en el artículo 9.

Para efectos de evaluación de la calidad de la tensión de suministro, los valores de tensión promediados en diez minutos, que se registren, dadas las características del equipo de medición y registro, como fuera del rango tolerable a consecuencia de interrupciones del servicio, no se contabilizarán.

Se permitirá que durante el 5% del tiempo restante, los valores promedio de la tensión de servicio V_s estén fuera del rango tolerable, siempre y cuando no se presenten valores fuera del mismo en registros consecutivos y los valores de amplitud de la tensión de servicio, en dichos periodos consecutivos, no sean inferiores al 87% o superiores al 113% de la tensión nominal.

Artículo 11. Desbalance de la magnitud de las tensiones de fase

En el caso de sistemas trifásicos, la empresa distribuidora deberá diseñar y operar la red de distribución, de forma tal que para cada siete días consecutivos, el 95% de los valores eficaces, calculados en 10 minutos, se obtenga un desbalance de la magnitud de la tensión de servicio que no exceda el 3%.a.

El desbalance de la tensión se expresa en términos porcentuales, calculado de la siguiente forma:

$$D = \frac{100 \times |\Delta m_{\text{máx}}|}{V_{\text{prom}}}, \text{ donde:}$$

D = Porcentaje de desbalance (%)

$|\Delta m\acute{x}|$ = Valor absoluto de la mayor diferencia entre cualquiera de los valores de tensión fase a fase y el valor promedio de las tensiones fase a fase.

V_{prom} = Tensión promedio de las tres tensiones fase a fase.

Artículo 12. Tensiones armónicas

En condiciones normales de explotación, para cada período de siete días consecutivos, el 95 % de los valores eficaces de cada tensión armónica promediados en 10 minutos, no debe sobrepasar el 3% del valor de tensión nominal. Además, la tasa de distorsión armónica total de la tensión (TDA) suministrada (comprendidos todos los armónicos hasta el orden 20) no debe sobrepasar el 5%.

$$TDA = \sqrt{\sum_{h=2}^{20} (v_h)^2}$$

Donde: (V_h) es la amplitud relativa de la tensión armónica de orden h , en relación con la fundamental V_f , hasta la armónica individual número 20.

Los valores aquí señalados corresponden a los límites de tensiones armónicas de la tensión de servicio, siempre y cuando el abonado o usuario cumpla con las condiciones de corrientes armónicas contempladas en el artículo 13.

Artículo 13. Corrientes armónicas

Las empresas eléctricas velarán porque los abonados o usuarios de tipo industrial y general, con servicios trifásicos ajusten sus instalaciones con el fin de que la distorsión armónica de la corriente en el punto de entrega, se encuentre dentro de los límites establecidos en la tabla N° 4:

Tabla N° 4
Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios del servicio

LÍMITES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE PARA USUARIOS CONECTADOS EN REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN.						
(Tensión de 120 a 69000 voltios)						
I_{sc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2	1	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

En donde:

h : Orden de la armónica.

I_{sc} : Máxima corriente de cortocircuito en el punto de entrega (punto de acople común).

I_L : El valor rms de la máxima corriente activa demandada por la carga durante el período de medición.

TDA: Tasa de distorsión armónica total de la tensión.

TDD: Tasa de distorsión total de corriente, como un porcentaje de la máxima corriente activa demandada por la carga.

La tasa de distorsión total de la corriente (TDD) se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (i_h)^2}}{i_L}$$

En donde:

i_h = El valor rms de la corriente activa armónica individual de orden h.

i_L = El valor rms de la máxima corriente activa demandada por la carga durante el período de medición.

Notas:

1. i_L debe calcularse como el promedio de la máxima corriente demandada durante los doce últimos meses precedentes. Para un sistema trifásico, i_L se calcula como:

$$i_L = \frac{kW_{\text{demanda}}}{kV\sqrt{3}}$$

2. Los valores de distorsión para las armónicas de orden par deben limitarse al 25 % de los valores para las armónicas de orden impar.
3. No se admite componente DC

Artículo 14. Severidad del Parpadeo

En condiciones normales de explotación, durante el 95% del tiempo, para cada período de una semana (siete días consecutivos), el nivel de severidad de larga duración del parpadeo ligado a las fluctuaciones de la tensión (P_{lt}), debe ser inferior a 1.

Para el cálculo de la severidad de larga duración de parpadeo ligado a las fluctuaciones de tensión P_{lt} , se usará la siguiente fórmula:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} (P_{sti}^3)/12}$$

En donde:

P_{sti} = Severidad de corta duración medida en un período de diez minutos, definido por la norma IEEE 1453 vigente

P_{lt} = Severidad de larga duración calculada a partir de una secuencia de 12 valores de P_{st} en un intervalo de dos horas.

**CAPÍTULO III
SUMINISTRO A MEDIA TENSIÓN**

Artículo 15. Frecuencia

La frecuencia nominal a media tensión se registrará por las condiciones establecidas en el artículo 6.

Artículo 16. Amplitud de la tensión nominal

Los valores eficaces (rms) de tensión nominal (V_n) para las redes de distribución de media tensión, tanto en distribución aérea como subterránea se establecen como se indica en la tabla N° 5:

Tabla N° 5
Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución aéreas
(Media Tensión)

Sistema Tensión	Entre líneas activas (Voltios)	Entre líneas activas y neutro (voltios)
Trifásico 4 conductores	4160	2400
	13200	7620
	13800	7970
	24940	14400
	34500	19920
	69000	39840

Artículo 17. Amplitud de la tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, la amplitud de la tensión de servicio (V_s) de valor eficaz (rms), en redes generales de distribución a media tensión, debe estar comprendida en los intervalos que se muestran en la tabla N° 6:

Tabla N° 6
Intervalos normales y tolerables del valor de tensión de servicio
(Media Tensión)

Sistema V_s /Intervalo	Normal (Voltios)		Tolerable (Voltios)	
Trifásico conductores	$V_{\min}$	$V_{\max}$	$V_{\min}$	$V_{\max}$
4160/2400 V	4050/2340	4370/2520	3950/2280	4400/2540
13200/7620 V	12870/7430	13860/8000	12504/7240	13970/8070
13800/7970 V	13460/7770	14490/8370	12110/7570	14520/8320
24940/14400 V	24320/14040	26190/15120	23690/13680	26400/15240
34500/19920 V	33640/19420	36230/20920	32780/18930	36510/21080
69000/39840 V	67280/38845	72460/41835	65560/37850	73020/42160

Los intervalos de tensión de servicio, "normal" y "tolerable", representan los límites máximos y mínimos de tensión permisibles, ante los cambios de carga y potencia en el sistema de distribución, bajo condiciones normales de operación, de conformidad con el artículo 18. Redes con una condición de tensión tolerable son permitidas en el entendido de que la empresa debe efectuar en un plazo no mayor de tres meses, contados a partir del momento en que se detectó la condición citada, los trabajos necesarios para alcanzar la banda de tensión normal. Durante dicho periodo de tres meses los usuarios servidos a través de la red de distribución en donde se detectó el problema, deberán ser compensados económicamente conforme a lo indicado en el capítulo XVII de esta norma.

Artículo 18. Variaciones de tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, para cada período de una semana (7 días consecutivos), el 95 % de los valores eficaces, promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal del valor de tensión de servicio (V_s).

Artículo 19. Desbalance entre las tensiones de fase

Para el caso de suministro eléctrico a media tensión, son aplicables las condiciones de desbalance de las tensiones entre fases contempladas en el artículo 11.

Artículo 20. Tensiones armónicas

En condiciones normales de explotación son aplicables los límites establecidos en el artículo 12.

Artículo 21. Corrientes armónicas

Los servicios alimentados en media tensión, se ajustarán a lo dispuesto en el artículo 13.

Artículo 22. Severidad del parpadeo

La severidad del parpadeo en servicios a media tensión se registrará por la condición establecida en el artículo 14.

CAPÍTULO IV VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN

Artículo 23. Límites permisibles

Las variaciones de tensión de corta duración, de origen transitorio (huecos y picos de tensión e impulsos) aunque son inevitables por parte de la empresa distribuidora, pues pueden obedecer a muchos factores tales como cambios en la operación del sistema de potencia y a la influencia de descargas eléctricas de origen atmosférico entre otros; sí pueden ser limitadas por parte de las empresas, en cuanto a su amplitud, duración y frecuencia, minimizando así los efectos que éstas ocasionan en los artefactos eléctricos. Por lo anterior, deben ser medidos y estudiados por las empresas de distribución eléctrica, con el fin de implementar medidas para minimizar su amplitud, duración y frecuencia.

La tabla N° 7 muestra los valores de la magnitud y duración no tolerables, según estándares internacionales, de las variaciones de tensión de corta duración (transitorias).

**TABLA N° 7
Variaciones de tensión de corta duración**

Categoría	Valores no tolerables
Impulso	Impulsos con magnitud mayor al 200 % del voltaje nominal, V_n .
Picos de tensión	Picos mayores a 115% del voltaje nominal V_n de cualquier duración.
Huecos de tensión	Huecos entre 0 y 50% del voltaje nominal V_n con de cualquier duración. Huecos entre 50% y 70% del voltaje nominal V_n con una duración mayor a 12

	ciclos (0,2 seg.).
	Huecos entre 70% y 80% del voltaje nominal V_n con una duración superior a 30 ciclos (0,5 seg.).

La variación de corta duración está expresada como el porcentaje con respecto a la tensión nominal. Por ejemplo si la tensión nominal es de 120 V, un hueco de un 70%, significa que la tensión de servicio durante el evento fue de 84 V, un hueco de un 10 % significa que la tensión de servicio durante el evento fue de 12 V.

Para efectos de evaluación de la calidad, en los programas de medición indicados en el capítulo VI, no se considerarán las variaciones de tensión de corta duración. Sin embargo ello no exime a la empresa distribuidora de su responsabilidad civil, ante la suscitación de variaciones de tensión de corta duración fuera de los valores tolerables.

CAPÍTULO V MÉTODO DE VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN

Artículo 24. Ubicación y condiciones del punto de prueba

La medición y registro de los parámetros físicos de la energía de suministro, se efectuará en el punto de entrega o en el medidor.

La empresa eléctrica, previo a la instalación del equipo de prueba, verificará el buen estado de las conexiones en los terminales del punto de entrega.

Para la instalación del equipo de prueba, se utilizarán dispositivos apropiados que aseguren una unión firme entre los conductores del equipo y la instalación eléctrica del inmueble.

Artículo 25. Condiciones de medición y registro

Las condiciones para las pruebas de medición y registro de los parámetros eléctricos, de acuerdo con las características del servicio se indican en la tabla N° 8:

TABLA N° 8
Parámetros eléctricos a registrar según tipo de servicio

Tipo de servicio	Puntos de Medición	Parámetros	Variaciones rápidas	Tiempo de Prueba
Monofásico bifilar	Línea activa – Neutro	Tensión	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Parpadeo	7 días naturales
Monofásico trifilar	Líneas activas – Neutro	Tensión	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Parpadeo	
Trifásico estrella	Fases – Neutro Entre fases	Tensión, Desbalance de tensión.	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Tensiones Armónicas - Parpadeo	
Trifásico delta	Fases - Neutro Entre fases	Tensión Desbalance de tensión.	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Tensiones armónicas - Parpadeo	

La severidad del parpadeo se medirá, cuando exista denuncia expresa del abonado o usuario, existiese sospecha de la empresa distribuidora de un nivel fuera de los límites permisibles o bien cuando la Autoridad Reguladora lo considere pertinente.

Artículo 26. Características técnicas de los equipos de prueba

Los instrumentos para monitorear y registrar los parámetros eléctricos y las variaciones de tensión de corta duración en el suministro eléctrico, deberán cumplir con las condiciones establecidas en la norma IEC-61000-4-30 “*Técnicas de ensayo y de medida. Métodos de medida de la calidad de suministro*”, asimismo deben contar como mínimo, según corresponda al tipo de servicio y a los parámetros eléctricos a estudiar (ver tabla N° 8), con las siguientes características:

a. Lectura y registro de tensión y corriente en verdaderos valores eficaces (rms)

Rangos:

Frecuencia: 60 ± 3 Hz

Tensión: según categoría del servicio a monitorear

Amperaje: según demanda del servicio a monitorear

Precisión: método de medida clase A, según norma IEC-61000-4-30.

b. Capacidad de registro de eventos:

Huecos de tensión (Sags)

Picos de tensión (Swells)

Sobre tensión

Baja tensión

Impulsos

c. Selección de magnitudes de umbral para la determinación de comienzo de eventos.

d. Intervalos de registro: Valores promedio para 10 minutos.

e. Registro de valores (rms) máximo, promedio y mínimo por intervalo.

f. Registro de fecha de eventos, hora de inicio y finalización, duración del evento.

g. Registro de armónicas: tensión, hasta la componente de orden 20; corriente, hasta la componente de orden 40.

La periodicidad de la calibración dependerá de la recomendación del fabricante.

Artículo 27. Ajuste de equipos de prueba

La tabla N° 9 muestra los valores de umbral con que deben ajustarse los equipos para la realización de pruebas de calidad de la tensión de suministro, según las características del servicio:

TABLA N° 9
Ajuste de valores de umbral de equipos para pruebas de calidad de baja tensión

Categoría De Servicio	Categoría De Evento	Valores de Umbral (Volts rms)	Porcentaje De la Tensión Nominal
Monofásico bifilar	Hueco de tensión	104	87% de Vn
	Pico de tensión	138	115% de Vn
	Impulso	240	200% de Vn
Monofásico Trifilar	Hueco de tensión	104/209	87% de Vn
	Pico de tensión	138/276	115 % de Vn
	Impulso	240/480	200 % de Vn
Trifásico	Hueco de tensión	104/181Y - 209Δ	87% de Vn
	Pico de tensión	138/239Y - 276Δ	115% de Vn
	Impulso	240/416Y - 480Δ	200 % de Vn
	Tensiones Armónicas	3% de Vn	Para cada tensión armónica
		5% TDA	Armónicas hasta orden 20
	Desbalance	3%	Sin carga
	Corrientes armónicas	5% a 20 % TDD	Refiérase a lo indicado en el artículo 13.

Y: Conexión estrella aterrizada. Δ: Conexión delta. TDA: Total distorsión armónica del tensión. TDD: Total de distorsión de demanda de corriente

La tabla N° 9 contiene los valores de umbral establecidos para el caso de suministro a baja tensión. Para el caso de media tensión se deben establecer de acuerdo con los porcentajes de tensión nominal del servicio, tal y como se especifica en la cuarta columna de esta tabla, o en su defecto de la tensión nominal de los transformadores de potencial si es del caso.

Artículo 28. Contenido de los reportes de prueba

Cada prueba de evaluación de la calidad en la tensión de suministro deberá contar al menos con la siguiente información:

- . Ubicación geográfica y topológica del servicio medido
- . Características del servicio y número del medidor
- . Nombre del abonado
- . Fecha y hora de inicio y finalización de la medición
- . Datos del equipo utilizado y sus ajustes durante la prueba.
- . Valores máximos y mínimos registrados de los parámetros monitoreados. (Ver tabla N°
- . Curva de los valores mínimos, promedios y máximos de los parámetros monitoreados.
- . Curva de perfil diario de los parámetros (Curva de los valores promedio de los promedios diarios registrados en los intervalos de medición durante el período de prueba).
- . Gráfico de los valores promedio registrados durante el período de prueba acorde con el artículo 27.
- . Cantidad y porcentaje del total de intervalos de medición en que se registraron valores fuera de los rangos admitidos, agrupados por clases según artículo 29.
- . Porcentaje total de registros fuera del rango admitido.
- . Porcentaje de registros fuera del valor admitido, agrupados por clases según artículo 29.
- . Condiciones del estado de calibración del equipo.

Artículo 29. Gráfico de valores promedio de registro

En cada prueba de la calidad de la tensión de suministro que se realice se confeccionará un gráfico en el que se ilustre la distribución de la frecuencia o cantidad de valores correspondientes a cada clase de segregación de datos de acuerdo con la tabla N° 10:

Tabla N° 10

Segregación de clases para la confección de gráfico de valores promedio

Categoría de parámetro	Clases	Clase (Dm)%
Tensión	1	$V_n \leq 91$
	2	$91 < V_n \leq 92$
	3	$92 < V_n \leq 93$
	4	$93 < V_n \leq 94$
	5	$94 < V_n \leq 95$
	6	$95 \leq V_n \leq 105$
	7	$105 < V_n \leq 106$
	8	$106 < V_n \leq 107$
	9	$107 < V_n \leq 108$
	10	$108 < V_n \leq 109$
	11	$109 < V_n$

En donde:

Dm: Valor medido en porcentaje con respecto al nominal

CAPÍTULO VI PROGRAMAS DE MEDICIÓN

Artículo 30. Programas de medición de la calidad de la tensión

Para la evaluación de la calidad de la tensión de suministro, las empresas distribuidoras deben ejecutar programas de medición y registro, tanto de las variaciones de tensión de corta duración como de los niveles de la tensión de servicio, brindada a los abonados o usuarios finales en el punto de entrega, los cuales deberán desarrollarse siguiendo, como mínimo, con lo indicado en el capítulo V de la presente norma o afines que emitiera la Autoridad Reguladora.

Artículo 31. Conjunto de servicios a estudiar

Los programas de medición, se efectuarán siguiendo un criterio aleatorio (geográfico, topológico y de uso final de la electricidad), con el cual la Autoridad Reguladora elegirá para cada empresa el conjunto de ramales de red de baja tensión asociados a un transformador de distribución de uso general a estudiar para su programa de mediciones anual, en su área de concesión. La cantidad de ramales de red a estudiar corresponderá a un porcentaje de hasta un 3% del total de los transformadores de distribución de uso general, según lo determine la Autoridad Reguladora en función del tamaño de la empresa y del resultado de las mediciones de la empresa, las efectuadas por ella o de las efectuadas por un tercero que para este efecto contrate. El conjunto de ramales de red a estudiar se elegirá de manera aleatoria de forma que comprenda la totalidad de su área de concesión y esté estratificada en función de la distribución topológica de los servicios y del uso final de la electricidad, haciendo uso del sistema de vinculación usuario-red. Los resultados del programa de mediciones se utilizarán para la rectificación de servicios con deficiencias.

Para cada ramal de red la empresa eléctrica deberá efectuar un análisis integral que incluya la medición y registro de tensión suministrada en al menos cuatro puntos del ramal, la revisión

preventiva, predictiva y correctiva de conductores, empalmes, base de medidores y otros, de acuerdo a los criterios establecidos en el anexo II de esta norma.

Para los servicios trifásicos, la empresa eléctrica estudiará anualmente un 3% de tales servicios seleccionados por la Autoridad Reguladora, siguiendo iguales criterio que para el caso de los ramales de baja tensión.

Artículo 32. Informes de los programas de medición

Para cada punto del ramal a baja tensión o servicio eléctrico estudiado, según artículo 31, la empresa distribuidora debe efectuar un informe técnico, que contemple los aspectos estipulados en los artículos 28 y 29 de esta norma, como también, el análisis de resultados correspondiente (que incluye la determinación de motivos, causas y repercusiones de las deficiencias que se determinen). Asimismo, para cada servicio en el que se encuentren condiciones en la tensión de suministro fuera de los límites establecidos en esta norma, deberán de indicarse las medidas correctivas a realizar con el fin de solventarlas con la celeridad que el caso amerite. Los informes de cada servicio deberán de estar a disposición de la Autoridad Reguladora para efectos de auditoria, cuando ésta en el ejercicio de sus funciones las realice directamente o a través de terceros, según lo indicado en el artículo 35.

Artículo 33. Estudios de evaluación por parte de la Autoridad Reguladora

La Autoridad Reguladora efectuará, directamente por su cuenta o mediante contratación de terceros, estudios evaluativos de las condiciones de tensión brindada por las empresas distribuidoras en sus áreas de concesión. También, si lo considerase pertinente podrá hacer uso de equipo y personal técnico de las empresas reguladas, para efectos de la auditoría de los estudios de tensión efectuados por ellas.

Artículo 34. Vinculación abonado - red

Para lo relativo a los estudios y estadísticas contempladas en este apartado, las empresas considerarán además lo relativo a la vinculación abonado - red, indicada en el Capítulo XI.

Artículo 35. Auditoria de los programas de medición

La Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus facultades legales podrá por si misma o mediante la contratación de terceros, y cuando lo considere oportuno, auditar los estudios de evaluación de la calidad de la tensión de servicio ejecutados por las empresas distribuidoras.

Para efectos de auditoría, las empresas eléctricas deberán de contar con toda la información pertinente de conformidad con los artículos: 29, 30, y 32 de la presente norma.

CAPÍTULO VII MEDICIONES A MEDIA TENSIÓN

Artículo 36. Registro de la calidad de tensión en redes a media tensión

Las empresas eléctricas deberán llevar un registro y control de la tensión en sus redes de distribución primaria (media tensión), el cual deberá comprender: la amplitud de la tensión nominal, la asimetría de las tensiones de fase, las tensiones y las corrientes armónicas. Para tal efecto, por cada alimentador se instalará equipo de medición y registro de la energía y potencia a nivel de subestación, el cual debe tener capacidad de registro de los parámetros de calidad. De

igual forma se debe instalar al menos dos equipos de medición adicionales ubicados: uno en un punto intermedio del circuito (ramal trifásico) y el otro en el ramal más lejano a la subestación, ya sea trifásico, bifásico o monofásico.

El intervalo de registro (período de integración) deberá de ser de diez minutos, de conformidad con lo indicado en el artículo 18 de esta norma.

Artículo 37. Uso de equipo de protección

Las empresas podrán utilizar las capacidades de medición y registro de tensión y corriente de sus equipos de protección y de regulación de tensión para efectos de control de la tensión en sus redes de distribución a media tensión.

CAPÍTULO VIII CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Artículo 38. Clasificación de las interrupciones por su duración

En función de la duración de las interrupciones, éstas se clasifican como se muestra en la tabla N° 11:

**Tabla N° 11
Clasificación de las interrupciones, por duración**

Tipo de Interrupción	Duración
Momentánea	Menor o igual a un minuto.
Temporal	Superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos.
Prolongada	Superior a cinco minutos.

Artículo 39. Clasificación de las interrupciones por su origen

De acuerdo con el origen de las interrupciones, éstas se clasifican como se muestra en la tabla N° 12:

**Tabla N° 12
Clasificación de las Interrupciones por origen**

Tipo de Interrupción		Origen
Externas		Factores externos a la red de la empresa.
Internas	Forzadas	Eventos no programados en la red de la empresa.
	Programadas	Salidas programadas en la red propiedad de la empresa.

Artículo 40. Interrupciones de origen externo

Se clasificarán como interrupciones de origen externo aquellas que se produzcan como consecuencia de fallas en redes ajenas a las de la empresa distribuidora o en el abastecimiento energético en el ámbito de la transmisión o generación.

Artículo 41. Interrupciones de origen interno

Se clasificarán como interrupciones de origen interno, todas aquellas que obedezcan a la operación de la red de la empresa distribuidora, ya sea que las mismas se deban a trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo, construcciones o ampliaciones (programadas), o bien a fallas, independientemente de sus causas o motivos (forzadas).

Artículo 42. Por su ubicación topológica

Con base en la topología de la red, las interrupciones se clasifican como se indica en la tabla N° 13:

Tabla N°13
Clasificación de las interrupciones según topología de la red

Tipo de Interrupción	Ubicación
Nivel I	A nivel del interruptor principal de cada circuito alimentador o a nivel de las barras de MT de las subestaciones de distribución.
Nivel II	A nivel de ramales, equipados con protecciones de operación automática o remota.
Nivel III	A nivel de ramales, equipados con protecciones de reposición manual.
Nivel IV	A nivel de transformadores de distribución (redes de baja tensión).

CAPÍTULO IX **EVALUACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL** **SUMINISTRO ELÉCTRICO.**

Artículo 43. Indicadores de continuidad

La evaluación de la calidad de la continuidad del suministro se hará por medio de los “Indicadores de Continuidad del Servicio”, considerando los niveles I, II, III, IV, mediante los cuales se medirá la duración y frecuencia de las interrupciones.

Artículo 44. Cálculo de los índices de continuidad

Para el cálculo de los “Índices de Continuidad del Servicio”, se tomarán en cuenta las siguientes interrupciones:

- a. Interrupciones prolongadas para los índices: FPI, DPIR, TTIK, FMIK, FIP y DAI.
- b. Las momentáneas y temporales para el caso de FIM y FIT.
- c. Las prolongadas, momentáneas y temporales para el FI.

Artículo 45. Metodología del cálculo de indicadores

Para efectos de uniformidad en el cálculo de los indicadores de continuidad, las empresas utilizarán como referencia el estándar IEEE-1366-2012 “Guide for electric power distribution reliability indices”.

CAPÍTULO X ÍNDICES DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

Artículo 46. Duración promedio de interrupciones de la red

El índice muestra la duración promedio de las interrupciones percibidas por un abonado y se define como:

$$D.P.I.R. = (\sum_{i=1}^n A_i * T_i) / At$$

En donde:

A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

T_i = Tiempo en horas de la interrupción i .

At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 47. Frecuencia promedio de interrupciones por abonado

El índice representa la cantidad promedio de interrupciones, percibidas por un abonado y se define como:

$$F.P.I. = (\sum_{i=1}^n A_i * C_i) / At$$

En donde:

A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

C_i = Total de interrupciones, asociados al elemento de protección de nivel I, II, III y IV.

At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 48. Frecuencia media de interrupción por kVA

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufre una interrupción del suministro, y se define como:

$$F.M.I.K. = (\sum_{i=1}^n kVA_{fsi}) / kVA_{t}$$

En donde:

kVA_{fsi} = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

kVA_t = Cantidad de kVA del sistema eléctrico, subestación circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 49. Tiempo total de interrupción por kVA

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

$$T.T.I.K. = (\sum_{i=1}^n kVA_{fsi} * T_{fsi}) / kVA_t$$

En donde:

kVA_{fsi} = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante la interrupción i, de nivel I,II,III y IV.

kVA_t = Cantidad de kVA en el sistema eléctrico, subestación, circuito alimentador, etc.

T_{fsi} = Tiempo en horas, en que han permanecido fuera de servicio los kVA durante la interrupción i.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 50. Frecuencia de interrupciones momentáneas

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, menores o iguales a un minuto.

$$F.I.M. = (NI)$$

En donde:

(NI) = Número total de interrupciones con una duración menor o igual a un minuto en el semestre de estudio.

Artículo 51. Frecuencia de interrupciones prolongadas

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, mayores a cinco minutos.

$$F.I.P = (NP)$$

En donde:

(NP) = Número total de interrupciones con duración superior a cinco minutos, en el semestre de estudio.

Artículo 52. Frecuencia de interrupciones temporales

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, menores o iguales a cinco minutos y superiores a un minuto.

$$F.I.T = (NT)$$

En donde:

(NT) = Número total de interrupciones con duración superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos, en el semestre de estudio.

Artículo 53. Duración acumulada de interrupciones

Representa el tiempo total de interrupción de nivel I en un circuito o alimentador, en el semestre de estudio.

En donde:

$$D.A.I. = \sum_{i=1}^n D_i$$

D_i = Duración total de la interrupción i de nivel I en un circuito o alimentador, con duración mayor a cinco minutos.

Artículo 54. Frecuencia de interrupciones

Es el total de interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, presentadas durante el semestre en estudio.

$$F.I. = (NIT)$$

En donde:

NIT = Número total de interrupciones (momentáneas, temporales y prolongadas) en el circuito o alimentador.

CAPÍTULO XI SISTEMA DE VINCULACIÓN USUARIO-RED

Artículo 55. Identificación de componentes de la red y vinculación usuario-red

Con el fin de desarrollar el registro de las interrupciones su método de identificación y análisis, así como para el correcto cálculo de los “Índices de Continuidad del Servicio”, las empresas deben definir y mantener actualizado, un sistema de identificación y control de los diferentes componentes de su red eléctrica, con la debida vinculación topológica y geográfica con cada uno de sus abonados.

Artículo 56. Requisitos del sistema de vinculación usuario-red

El sistema de identificación de componentes y de vinculación usuario-red a implantar deberá satisfacer lo siguiente:

- a. Contener información apropiada que permita que los diferentes componentes de la red puedan ser ubicados fácil y claramente por el personal técnico, para efectos de manejo, localización de perturbaciones y adecuación de cargas.
- b. Relacionar con cada dispositivo de protección, sea manual o automático, el número de abonados afectados por una operación.

- c. Asociar la potencia instalada con cada dispositivo de protección.
- d. Vincular el número de abonados con cada equipo de transformación.
- e. Conocer la potencia asociada con cada interrupción.
- f. Determinar el número de transformadores y abonados afectados por cada interrupción.
- g. Permitir la plena identificación del usuario y del equipamiento eléctrico dentro de la red (por región, subestación, circuito, fase, transformador y equipo de protección).
- h. Proporcionar información del tipo de servicio suministrado y la estructura tarifaria aplicable a cada abonado.
- i. Facilitar la realización de procedimientos o mecanismos necesarios en la recopilación de la información.
- j. Permitir la utilización de procedimientos y mecanismos de transferencia de información requeridos por la Autoridad Reguladora.
- k. Facilitar la realización de auditorías de funcionamiento del sistema.

Artículo 56. De los diagramas unifilares

Las empresas distribuidoras deben mantener actualizado el diagrama unifilar de su sistema eléctrico. La simbología a utilizar en los planos de los diagramas unifilares será la normativa internacional IEC-60617 o la que en su oportunidad emita la Autoridad Reguladora.

Artículo 57. Contenido de los diagramas unifilares

Los diagramas unifilares que realicen las empresas de distribución de sus redes eléctricas deberán contar con la siguiente información mínima:

- a) Nombre y tipo de la planta de generación o de la subestación.
- b) Tensión nominal de operación ya sea en el generador, subestación, barras o líneas.
- c) Configuración de barras o de las redes.
- d) Longitud, tipo y calibre de los conductores.
- e) Capacidad de diseño y operación de las subestaciones.
- f) Equipo de reserva en plantas y subestaciones.
- g) Equipos adicionales (tales como bancos de condensadores, bobinas de reactancia, reguladores y otros).
- h) Subestaciones de donde se derivan o alimentan las redes.
- i) Nodos o secciones que conforman cada circuito.
- j) Protecciones y equipos complementarios.

CAPÍTULO XII CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Artículo 58. Responsabilidad de mantener la continuidad del servicio

Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de asegurar a los abonados y usuarios la continuidad del servicio, por lo que no podrán en ningún caso, invocar el estado deficiente de su infraestructura como circunstancia eximente de responsabilidad por el no cumplimiento de la presente norma.

Artículo 59. Interrupciones programadas

Si por alguna circunstancia la empresa requiera interrumpir el suministro eléctrico debido a trabajos en las redes, deberá avisar a los abonados y usuarios afectados, de forma directa o en un medio de difusión masiva, con un mínimo de:

- a. Tres (3) días naturales de anticipación, cuando el tiempo de interrupción total no supere las tres horas.
- b. Tres (3) días hábiles de anticipación, cuando el tiempo de interrupción total sea superior a tres horas.

El aviso o prevención de la suspensión del servicio se realizará por lo menos con el plazo indicado anteriormente, en el medio de información o comunicación que la empresa considere más idóneo, considerando la cantidad de usuarios afectados y las condiciones específicas de los afectados de las que tenga conocimiento.

Artículo 60. Interrupciones no programadas

En los casos imprescindibles de operación, mantenimiento o fuerza mayor, en que la empresa de energía eléctrica requiera interrumpir el suministro eléctrico, la empresa, a solicitud de la Autoridad Reguladora, deberá brindar un informe, dentro de las 24 horas siguientes a la interrupción, sobre lo ocurrido, causas y motivos que la originaron.

Artículo 61. Valores límites semestrales de los índices de calidad

En la tabla 15 se establecen los valores límites semestrales de los indicadores de continuidad más representativos, para las empresas eléctricas. Valores mayores a los establecidos deberán compensarse a los abonados y usuarios, conforme a lo establecido en el capítulo XV de esta norma.

Tabla N° 15
Valores límites de indicadores de continuidad

DPIR (horas/año)	FPI (interrupciones/año)
6	7

CAPÍTULO XIII
IDENTIFICACIÓN, REGISTRO Y TRATAMIENTO
DE LAS PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 62. Identificación, registro y conteo

Es responsabilidad de toda empresa de distribución de energía eléctrica implementar y mantener un sistema para identificar, registrar, contar y almacenar (base de datos) todas las perturbaciones que se presentan en sus redes de distribución, así como las averías, las causas, y repercusiones que se asocian a las mismas. Para ello deben establecer los procedimientos y mecanismos apropiados para la recopilación de la información necesaria, que apruebe la Autoridad Reguladora, y deberán ser certificados bajo la norma ISO-9000.

Para efectos de uniformar los sistemas de identificación, registro y conteo de las perturbaciones, se establecen los siguientes conceptos (artículos del 63 al 69).

Artículo 63. Repercusiones o efectos de las perturbaciones

Las repercusiones o efectos de las perturbaciones se clasifican en función del afectado:

Propias: Las que se dan en la red de distribución o en un elemento o equipamiento de la misma.

Impropias: Las que se dan en instalaciones eléctricas, equipamiento eléctrico o en la propiedad de terceros ajenos a la empresa distribuidora.

Artículo 64. Duración de las perturbaciones

La duración de la perturbación comprende el tiempo desde el momento en que la empresa tiene conocimiento de la avería, hasta el restablecimiento de las condiciones normales de operación y está conformado por los siguientes intervalos de tiempo: organización, localización y reparación, los cuales se definen conforme a lo indicado en el artículo 4.

Artículo 65. Tipo de perturbación

El tipo de perturbación indica el prototipo de cambio no deseado del estado normal de la red de distribución:

Condición de tensión no deseada: Corresponde a la pérdida de las condiciones de tensión normalizadas de alimentación en los servicios, red o equipamiento.

Interrupción del servicio: Corresponde a la pérdida total de la tensión de suministro.

Artículo 66. Ubicación de la perturbación

Es el lugar topológico y geográfico donde se presenta la perturbación. Se deberá registrar geográficamente, la provincia, el cantón y el distrito; topológicamente deberá registrarse al menos subestación y circuito.

Artículo 67. Causa de una avería

Son los eventos, externos o internos a una red eléctrica, que altera las propiedades físicas, químicas, mecánicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia una pérdida o disminución de su funcionalidad. Por consiguiente, una avería puede tener causas internas, externas o ambas.

Artículo 68. Causas internas de las averías

Estas causas corresponden a los aspectos operativos, temporales, de mantenimiento y construcción que originan o desencadenan un cambio o alteración de las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red, de acuerdo con la siguiente clasificación:

Operativas: se refieren a los efectos sobre los componentes de la red por errores en la operación: errores de conexión de equipos, sobrecarga de componentes de red, errores de ajustes de protecciones y otros.

Envejecimiento: corresponde al deterioro de los componentes de la red debido al paso del tiempo y exposición al medio ambiente.

Mantenimiento: se refiere a los efectos sobre los componentes de la red, por errores u omisiones humanas en labores manuales, en el uso inapropiado de materiales, equipamiento y herramientas. Incluye las deficiencias en la supervisión de los trabajos de mantenimiento.

Construcción: corresponde a los errores de planeamiento y diseño, el uso de materiales o equipamiento defectuosos o inadecuados y los errores u omisiones en la supervisión de la construcción de redes.

Artículo 69. Causas externas de las averías

Corresponde a la interacción o influencia sobre la red del medio ambiente, la actividad humana o de instalaciones eléctricas externas, de acuerdo con la siguiente clasificación:

- a) **Influencias medioambientales:** por la interacción de la naturaleza con la red: viento, flora, fauna, lluvia, inundaciones, deslizamientos y tormenta eléctrica (rayería), tornados, huracanes, actividad volcánica (lluvia ácida, cenizas), sismos, terremotos, maremotos, incendios forestales y contaminación salina.
- b) **Influencias de la actividad humana:** por la interacción del hombre con la red: excavaciones, vandalismo, hurto de electricidad, trabajos en edificaciones y exteriores, trabajos de mantenimiento ajenos a la red eléctrica de la empresa, colisión de vehículos, e incendio.
- c) **Influencias de instalaciones o redes eléctricas externas:** por la interacción de una red sobre otra o por interacción de instalaciones o equipamiento final con la red (sobrecargas de corta o larga duración) y daño o maniobras operativas en instalaciones de abonados u otras empresas eléctricas.

CAPÍTULO XIV CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS PERTURBACIONES Y AVERÍAS

Artículo 70. Clasificación y descripción homogénea de una perturbación

Una perturbación es debidamente clasificada y descrita, cuando sobre ella se registran todos (según corresponda) los aspectos contemplados en los artículos 62 al 69.

Para efectos de estandarizar la clasificación y descripción de las perturbaciones, se establecen las siguientes condiciones que deben contener los sistemas de identificación, registro y conteo.

- a. Duración total de la perturbación, con el debido desglose de:
 - . Tiempo de organización
 - . Tiempo de localización
 - . Tiempo de reparación
- b. Tipo de perturbación, limitándose a dos categorías:
 - . Condiciones no deseadas de tensión
 - . Interrupción (ausencia de tensión)
- c. Causas externas de la avería (si existiese):

Influencias ambientales:

Viento
Fauna
Flora
Lluvia
Inundaciones
Deslizamientos
Tormenta eléctrica
Tornados
Huracanes
Actividad volcánica
Sismos, terremotos y maremotos
Incendios forestales
Contaminación salina

Influencias de la actividad humana:

Excavaciones
Vandalismo
Hurto de electricidad
Trabajos en edificaciones
Trabajos en exteriores
Trabajos ajenos a la red eléctrica
Colisión de vehículos
Incendio

Influencias de redes eléctricas externas:

Usuario: Sobrecarga
Usuario: daño instalación interna
ICE: Falla en el SEN
ICE: Mantenimiento programado
ICE: Desconexión de carga
Trabajos de otras empresas distribuidoras

- d. Causas internas de la avería, limitándose las mismas a las siguientes:

Operativas

Sobrecarga mecánica
Sobrecarga eléctrica
Sobrecarga térmica

Envejecimiento	Desgaste Corrosión Fatiga Falso contacto
Mantenimiento	Error humano Uso inapropiado de materiales y equipamiento
Construcción	Errores de planeamiento y diseño Equipamiento o material defectuoso o inadecuado Errores de supervisión

e. Ubicación geográfica de la perturbación

Geográfica: Provincia
Cantón
Distrito

f. Ubicación topológica de la avería

Topológica: Subestación
Circuito o alimentador
Ramal
Componente fallado (Anexo I)

g. Anotar los efectos de la perturbación

Propias
Impropias

h. Acciones ejecutadas para eliminar la perturbación

Artículo 71. Recopilación de datos

Cada empresa eléctrica es responsable de establecer las metodologías, controles y mecanismos de supervisión que garanticen la recopilación de los datos de las perturbaciones, conforme a los preceptos contenidos en esta norma técnica.

Las empresas deberán certificar el proceso de gestión asociado al sistema de identificación, registro y tratamiento de las perturbaciones eléctricas, conforme a las normas de la serie ISO 9000, a más tardar 2 años después de la promulgación de esta norma.

Cada tres años la empresa debe efectuar una auditoría externa a dicho proceso de gestión, y remitir los resultados a la Autoridad Reguladora, a más tardar el 15 de junio de cada año.

Artículo 72. Sistema de tratamiento de las perturbaciones

Es responsabilidad de toda empresa distribuidora implementar y mantener un sistema para el tratamiento de las perturbaciones que se presentan en sus redes de distribución, el cual debe estar conformado por los siguientes elementos:

- a. Registro y conteo de las perturbaciones según el Sistema de Identificación.
- b. Estadística
- c. Análisis
- d. Retroalimentación

Registro e informe preliminar de las perturbaciones: Comprende el registro y la confección de un informe preliminar de lo acontecido, antes, durante y después de lo ocurrido con la suscitación de la perturbación, según corresponda en el esquema de información indicado en el artículo 70.

Estadística para el análisis y la retroalimentación respectiva: El sistema de registro permitirá la clasificación y manejo de los datos de las perturbaciones, con cuadros resumidos por:

- a. Circuito
- b. Tipo de avería
- c. Causas internas y externas
- d. Determinación de costos que implica: energía dejada de vender, daños en instalaciones de la empresa, daños a usuarios o a terceros.

Análisis: Comprende el estudio de los resultados de las estadísticas con los cuales se podrá determinar:

- a. Deficiencias en los aspectos técnicos y administrativos, relacionados con el tratamiento de las perturbaciones.
- b. Deficiencias o mejoras posibles en la planificación, diseño y construcciones en el sistema eléctrico.
- c. Deficiencias o mejoras en las labores de mantenimiento preventivo.
- e. Deficiencias en las labores de operación del sistema eléctrico o implementación de mejoras.
- f. Efectos sobre los índices relacionados con la continuidad

Retroalimentación: Implementación de las medidas correctivas o mejoras, determinadas en el análisis de las estadísticas de las perturbaciones.

CAPÍTULO XV COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR INTERRUPCIONES

Artículo 73. Costo de energía no suministrada

De manera quinquenal la Autoridad Reguladora de conformidad con la metodología que esta establezca, determinará el costo de la energía no suministrada (CENS) para los usuarios residenciales, comerciales e industriales, el cual podrá ser ajustado anualmente cuando lo considere pertinente.

Artículo 74. Interrupciones a compensar

Cuando los indicadores anuales de continuidad de un circuito superen los valores límites establecidos en el artículo 61, se debe compensar económicamente a los usuarios conectados a dicho circuito por las interrupciones, conforme al método establecido en el artículo 77.

Artículo 75. Interrupciones exentas de ser compensadas económicamente

Las interrupciones que las empresas eléctricas demuestren ante la Autoridad Reguladora y conforme al procedimiento que esta establezca, que no son de su responsabilidad por ser caso fortuito o fuerza mayor, no serán sujetas a compensación económica. La solicitud de exención debe presentarse en un plazo no mayor de 5 días hábiles, a partir del momento en que ocurrió la interrupción.

Artículo 76. Plazo para la compensación económica

Las interrupciones compensables económicamente de un año deberán ser compensadas dentro de los dos meses siguientes a la finalización del año correspondiente.

Artículo 77. Compensación económica de la energía no suministrada

Todos los abonados o usuarios conectados a un circuito, cuyos indicadores de continuidad en un año calendario superen los límites establecidos, deben ser compensados económicamente por la energía no suministrada debido a las interrupciones compensables artículo 74) conforme a la fórmula siguiente:

$$MCEU = 2 * ENS * CENS \text{ (Colones) En donde:}$$

MCEU =El monto a compensar al abonado o usuario en colones.

ENS =Energía anual no suministrada debido a interrupciones a compensar (artículo 78).

CENS =Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 73).

Artículo 78. Energía no suministrada

La energía no suministrada al abonado o usuario debido a las interrupciones compensables se define como

$$ENS = CPPS * TTINA \text{ (kWh)}$$

En donde:

ENS =Energía anual no suministrada debido a interrupciones a compensar.

CPPS =Consumo promedio anual por segundo del abonado o usuario (artículo 79).

TTINA =Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables (artículo 80).

Artículo 79. Consumo promedio semestral del abonado o usuario

El consumo promedio del abonado o usuario se determina de la siguiente manera:

$$CPPS = \frac{ETFS}{NSEF}$$

En donde:

CPPS =Consumo promedio del abonado o usuario
ETFS =Total de la energía facturada al abonado o usuario en el año en estudio.
NSEF =Cantidad de segundos efectivos facturados en el período excluyendo los tiempos de interrupción.

Artículo 80. Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables

El tiempo total en segundos de las interrupciones compensables se define como:

$$TTINA = \sum_{i=1}^N TINA_i$$

En donde:

TTINA =Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables.
TINA_i =Tiempo en segundos de la interrupción compensable
N =Cantidad de interrupciones compensables.

CAPÍTULO XVI COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR VARIACIONES DE TENSIÓN

Artículo 81. Condiciones de suministro eléctrico con tensión compensables

Cuando se determine mediante los estudios de tensión elaborados por las empresas (capítulo VI) o por los estudios efectuados por la Autoridad Reguladora o por la entidad competente que esta contrate para tal efecto, condiciones de suministro de tensión fuera de los rangos permitidos de variación establecidos en esta norma, se deberá compensar económicamente a los abonados o usuarios, conforme al método establecido en el artículo 84.

Artículo 82. Condiciones de tensión exentas de ser compensadas económicamente

Las condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permitidos que las empresas eléctricas demuestren ante la Autoridad Reguladora, conforme al procedimiento que esta establezca, que no son de su responsabilidad por ser caso fortuito o fuerza mayor, no serán sujetas a compensación económica. La solicitud de exención debe presentarse en un plazo no mayor de 5 días hábiles, después de detectarse la situación de deficiencia en la tensión de suministro.

Artículo 83. Estimación del periodo para la compensación económica

Las condiciones de suministro con condiciones de tensión fuera de las permisibles deberán ser compensadas para las facturaciones correspondientes a los tres meses anteriores a la determinación de la condición deficiente y durante los meses inmediatos siguientes hasta tanto la empresa eléctrica no demuestre haber corregido la situación.

Artículo 84. Compensación económica de la energía suministrada con deficiencias de tensión

Los abonados o usuarios con condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permisibles, deberán ser compensados económicamente por la energía suministrada en condiciones deficientes para las facturaciones establecidas en el artículo 83 conforme a la tabla N° 16 y formula siguiente:

Tabla N° 16
Factores de compensación por deficiencias de tensión

Categoría de parámetro	Clases	Clase (Dm)%	Factor de compensación económica FCE
Tensión	1	$V_n \leq 91$	1
	2	$91 < V_n \leq 92$	0,8
	3	$92 < V_n \leq 93$	0,6
	4	$93 < V_n \leq 94$	0,4
	5	$94 < V_n \leq 95$	0,2
	6	$95 \leq V_n \leq 105$	0
	7	$105 < V_n \leq 106$	0,2
	8	$106 < V_n \leq 107$	0,4
	9	$107 < V_n \leq 108$	0,6
	10	$108 < V_n \leq 109$	0,8
	11	$109 < V_n$	1

$$MCEU = 2 * ENS * FCE * CENS \text{ (Colones)}$$

En donde:

MCEU =El monto a compensar al abonado o usuario en colones.

ENS =Energía mensual suministrada en condiciones deficientes de tensión (artículo 85).

CENS =Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 73).

Artículo 85. Energía suministrada en condiciones deficientes de tensión

La energía suministrada en condiciones deficientes de tensión (ENS) al abonado o usuario corresponde a la totalidad de la energía consumida por el abonado o usuario.

CAPÍTULO XVII

TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

Artículo 86. Estudios de tensión

Las empresas distribuidoras deberán de informar a la Autoridad Reguladora, sobre los resultados de los estudios de la calidad de la tensión de servicio efectuados según lo indicado en el artículo 30, conforme a la periodicidad, formato, contenido y estructura de la información que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 87. Registro de perturbaciones

Las empresas distribuidoras deberán mantener actualizado el sistema de registro de las perturbaciones (artículo 62) que ocurren en sus redes, el cual deberá mantenerse disponible para efectos de auditoría por parte de la Autoridad Reguladora cuando ésta así lo requiera.

Artículo 88. Indicadores de continuidad

De acuerdo con lo indicado en el artículo 43, las empresas calcularán los índices de continuidad semestralmente, remitiendo con la periodicidad, formato, contenido y estructura de información que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 89. Registro y tratamiento de perturbaciones

Semestralmente, conforme a la periodicidad, formato, contenido y estructura de la información establecida por la Autoridad Reguladora, las empresas distribuidoras deberán remitir, un informe del tratamiento de las perturbaciones ocurridas en sus redes de distribución, durante el semestre inmediato anterior. Dicho informe deberá incluir un apartado que abarque los aspectos contemplados en el artículo 72.

CAPÍTULO XVIII DISPOSICIONES FINALES

Artículo 90. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier usuario, abonado o empresa eléctrica, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado en los plazos de ley.

Artículo 91. Multas y sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica, será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley No.7593 y leyes conexas.

Artículo 92. Vigencia

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial. No obstante la compensación económica a los usuarios regirá dos años después de la puesta en vigencia de esta norma

Artículo 93. Derogación de las normas AR-NT-CSV y AR-NT-CSE y del lineamiento ARMT-CVS

Se derogan las normas AR-NT-CSV “Calidad del suministro eléctrico”, promulgada mediante la resolución RRG-2439-2001 del 21 de diciembre de 2001 y la norma AR-NT-CSE “Calidad de la continuidad del suministro eléctrico”, promulgada mediante la resolución RRG-2442 del 21 de diciembre de 2001. Se deroga el lineamiento técnico AR-MT-CVS “Metodología para la evaluación de la calidad del voltaje de suministro”, emitido mediante la resolución RRG-2709-2002 del 14 de agosto de 2002.

- II.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III.** Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.

- IV.** Instruir a la Comisión Autónoma Ad Hoc, encargada de la revisión, actualización, replanteamiento o modificación de la referida norma (Oficio 893-RG-2013) para que proceda al trámite del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a la Junta Directiva oportunamente.
- V.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

ANEXO I

Listado de componentes	
Sección	Componente
Acometida	General
	Conductores de entrada
	Conductores de acometida
	Conector
	Base de Medidor
Red Secundaria	Medidor
	Conductor activo
	Conductor neutro
	Aislador
	Jumper
Red Primaria	Transformador
	Conductor activo
	Poste
	Hilo guarda
	Ancla
	Jumper
	Soporte
	Crucero
Protección de líneas	Aislador
	Conector
	Porta fusible
	Fusible
	Seccionador
	Disyuntor
	Transformador auto protegido
	Pararrayos

ANEXO II

MÉTODO DE VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN.

A continuación se describen las condiciones bajo las cuales se llevarán a cabo las pruebas de evaluación de la calidad de la tensión de suministro

Ubicación y condiciones para realizar la prueba.

La medición y registro de los parámetros físicos de la energía de suministro, se efectuará en puntos de medición sectorial integrada.

La empresa eléctrica, previo a la instalación del equipo de prueba, verificará el buen estado de las conexiones en los terminales del punto de entrega del servicio a evaluar y en el transformador que alimenta el tendido de baja tensión que suplente a dicho servicio, para que éstas no sean un factor influyente en la calidad del registro de datos realizado.

Para la instalación del equipo de prueba, se utilizarán dispositivos apropiados que aseguren una unión firme entre los conductores del equipo y la instalación eléctrica del inmueble y/o en el transformador.

PROGRAMAS DE MEDICIÓN.

Proceso de medición.

El programa de medición corresponde al estudio de la calidad de tensión de suministro en transformadores de distribución y sus redes de baja tensión asociadas, a través de medición instalada en los terminales del equipo de transformación, así como en los servicios que se encuentren ubicados en los extremos de la red secundaria (puntos a medir en extremos) de acuerdo con la configuración topológica de la red de baja tensión y a la cantidad de tramos en paralelo derivados de los terminales del transformador, siendo como mínimo 3 puntos de medición puntual únicos, sin contar el equipo de transformación, logrando disponer de triangulación de la calidad de tensión suministro brindada entre los puntos de medición instalada.

Muestreo estadístico y contabilización de estudios.

La muestra la elegirá la Autoridad Reguladora de manera aleatoria del total de los transformadores activos instalados en las redes de la empresa de distribución de acuerdo con lo señalado en el artículo 31 de esta norma.

Para efectos de estadística se contabilizará como la cantidad de abonados beneficiados, el total de abonados asociados al transformador, para lo cual la empresa enviará un listado de abonados (localizaciones) y de los puntos de medición en extremos del ramal a baja tensión asociados al transformador analizado.

Proceso de verificación de la calidad de servicio.

Para la verificación de la calidad de servicio se debe cumplir los siguientes aspectos:

Calidad de tensión de suministro (VCTS). Verificación de Niveles de tensiones normales de servicio

Para estos efectos se efectuarán al menos tres mediciones puntuales en extremos de la red secundaria y una en los terminales del transformador. Para el caso de los extremos se realizará la medición en el servicio de los abonados que se encuentren conectados a la distancia eléctrica más lejana de los terminales del transformador. Además verificará el buen estado de las conexiones en los terminales de los puntos de medición a instalar (transformador y servicios de abonados). El objetivo de este proceso es determinar la calidad de tensión de suministro entre los equipos de medición instalados, permitiendo definir los niveles de los valores de tensión brindados por la red de baja tensión.

Calidad física de la red (VCFR). Verificación del estado de conexiones de los medidores, redes y acometidas.

Para estos efectos, posterior a la (VCTS), la empresa verificará las condiciones físicas del servicio brindado a los abonados beneficiados, a través de la ejecución de mantenimientos predictivos, preventivos y en caso de ser necesario mantenimiento correctivo de forma que se garantice que todos los servicios conectados a ese transformador queden con condiciones óptimas de servicio.

Estadística y contabilización del programa de medición.

Para efectos de estadística se deberá reportar semestralmente como mínimo:

1. Cantidad de abonados beneficiados con el programa p/transformador. (total de abonados por equipo)
2. Cantidad de revisiones efectuadas de los servicios de abonados asociados al transformador, mantenimiento predictivo/preventivo en puntos de conexión del abonado.
3. Cantidad de equipos de medición instalados por transformador y red de baja tensión
4. Cantidad de servicios de abonados que cumplen/no cumplen con las condiciones físicas requeridas para la prestación de servicio (VCFR).
5. Cantidad de mediciones dentro/fuera de norma (VCTS).
6. Cantidad de mejoras realizadas/pendientes derivadas del proceso de VCTS
7. Cantidad de mejoras realizadas/pendientes derivadas del proceso de VCFR
8. Detalle de la causa de anomalías determinadas (regulación, problemas en neutros, balance, conexiones falsas, red no adecuada, entre otros)

En cuanto a la Norma AR-NT-SUCOM, Supervisión de la comercialización el suministro eléctrico en baja y media tensión:

ACUERDO 03-53-2014

- I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de norma técnica denominada “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM)”, con fundamento en lo señalado por la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0026-CAHMNE-2014 del 05 de setiembre de 2014:

**“Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”
AR-NT-SUCOM**

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma técnica establece las condiciones bajo las cuales se brindará el servicio eléctrico en sus etapas de distribución y de comercialización, comprendiendo los aspectos técnicos, comerciales, tarifarios y contractuales del servicio.

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas de distribución y comercialización que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Artículo 2. Propósito

El propósito de la presente norma es, definir y describir, las condiciones técnicas, comerciales, contractuales y de desempeño que rigen para la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, en las siguientes áreas:

- a. Técnica: condiciones y responsabilidades de las partes en la interconexión de la instalación eléctrica de la edificación y la red eléctrica de la empresa.
- b. Comercial: lectura, facturación, cobro, suspensión del servicio, clasificación y aplicación del régimen tarifario y otras actividades relacionadas con la venta o comercialización de la energía eléctrica.
- c. Régimen contractual en la prestación del suministro eléctrico: derechos y obligaciones de las empresas, abonados y usuarios.
- d. Desempeño en el régimen comercial de las empresas distribuidoras y comercializadoras

Artículo 3. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta norma, se aplican las siguientes definiciones:

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Acometida eléctrica: los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores, en el caso de acometidas a media tensión.

Acometida aérea: acometida eléctrica desarrollada en forma aérea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Acometida subterránea: acometida eléctrica desarrollada en forma subterránea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Adecuación de la red: acondicionamiento de la red de distribución con el fin de dotarla de capacidad para distribuir y suministrar energía eléctrica según requerimientos de los abonados y usuarios de conformidad con la normativa técnica establecida por la Autoridad Reguladora.

Alta tensión (abreviatura: AT): nivel de tensión igual o superior a 100kV e igual o menor de 230kV.

Área de concesión: área territorial asignada por ley o por concesión para la distribución o comercialización de la energía eléctrica.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Avería: cualquier daño, deterioro o cambio no deseado en las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia la pérdida o disminución de su funcionalidad.

Baja Tensión (abreviatura BT): nivel de tensión igual o menor de 1kV.

Calidad de la tensión de suministro: se refiere a las características de la tensión (magnitud y frecuencia) normal suministrada a un servicio eléctrico para su utilización.

Capacidad de un conductor: la corriente máxima en Ampere, que un conductor puede transportar continuamente bajo condiciones de uso normal, sin exceder su temperatura nominal de operación.

Capacidad eléctrica instalada: capacidad de una red de distribución para responder a la demanda de potencia y energía en ausencia de condiciones excepcionales debidas a caso fortuito o fuerza mayor.

Carga instalada: es la suma total de las potencias, en kVA, de los aparatos eléctricos instalados en una edificación según los datos nominales indicados en la placa o manual técnico. Cuando haya duda sobre los datos consignados en las placas o manuales técnicos, sus potencias demandadas en operación normal serán determinadas mediante medición.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Comercialización: actividad de venta de energía eléctrica para uso final, que comprende la medición, lectura, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Conductores de entrada: los conductores localizados entre el punto de entrega y un punto de la red de distribución donde se empalman con los conductores de la acometida.

Confiabilidad: es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a un área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (por ejemplo: salida de líneas eléctricas, subestaciones, centrales eléctricas).

Continuidad del suministro eléctrico: medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda a los abonados y usuarios para su utilización.

Contrato para el suministro de energía eléctrica: documento de acuerdo suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.

Consumo: es la energía eléctrica en kWh consumida por un dispositivo, carga o sistema en un intervalo dado.

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Depósito en Garantía: monto de dinero que debe depositarse como garantía de cumplimiento de las obligaciones comerciales adquiridas en la firma de un contrato para el suministro de energía eléctrica.

Edificio, edificación o construcción: toda estructura que se fije o se incorpore a un terreno; incluye cualquier obra de modificación, remodelación o ampliación que implique permanencia.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa comercializadora: empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Extensión de línea: obra de infraestructura eléctrica que consiste en extender las líneas eléctricas de distribución propiedad de la empresa en los casos en que la entrega de la energía deba realizarse a más de 40 metros de distancia del último poste del tendido eléctrico, sobre la vía pública.

Factor de potencia: es la relación o razón entre la potencia real y la aparente.

Falla: cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como huracanes, tornados, terremotos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Interrupción: pérdida de la tensión en una o más fases durante un periodo dado.

Instalación Interna: instalación eléctrica colocada después del punto de entrega.

Media Tensión: nivel de tensión mayor a 1kV pero menor a 100kV.

Nivel de servicio: es la clasificación general de la instalación del abonado o usuario, dependiendo de las características de tensión de suministro, uso de la energía y consumo del servicio, así como de la carga a conectar.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Pérdidas por transformación: energía que consume el transformador durante su operación.

Perturbación: una perturbación eléctrica describe el total acontecimiento que se inicia con una avería y termina con el restablecimiento de las condiciones normales de operación de la red de distribución y por ende de las condiciones previas a la avería, en lo que respecta a la calidad en el suministro eléctrico.

Punto de entrega: es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Queja: gestión presentada por un abonado o usuario, para que se le solucione un problema o que se resarzan los daños ocasionados por la calidad del suministro eléctrico.

Red Eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Reporte de perturbación: reporte realizado por el abonado o usuario a la empresa eléctrica, por la percepción de problemas en el suministro del servicio eléctrico.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y en las condiciones para su comercialización.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Tarifa: precios o conjunto de precios fijados por la ARESEP para la venta de energía y potencia eléctrica.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

Uso ilícito de energía: cualquiera de las formas o metodologías utilizadas por un abonado o usuario para evadir o distorsionar el registro, en forma parcial o total de la energía utilizada y la potencia eléctrica demandada en un mueble o edificación.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

CAPÍTULO II CONDICIONES TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 4. Planificación y operación

Las empresas distribuidoras deberán diseñar, construir, operar y mantener sus redes, para asegurar el suministro de energía conforme a las características de continuidad, frecuencia y tensión de suministro, contempladas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, vigente, y que no representen peligro para personas ni propiedades, según lo dispuesto en los artículos 4º inciso d) y 14 incisos a), y b) de la ley N° 7593 y sus reformas.

Artículo 5. Cambio de nivel de tensión de distribución primaria

Cuando la empresa distribuidora requiera modificar el nivel de media tensión de distribución, en determinada zona, deberá informar con anticipación a los abonados o usuarios servidos en media tensión y sustituir por su cuenta, el equipo de las acometidas de estos servicios, así como el equipo de transformación y protección asociado.

Artículo 6. Instalaciones internas en las edificaciones

Las empresas distribuidoras informarán, con los medios que considere convenientes, a los abonados o usuarios los requisitos que, de acuerdo con las características de la red, se deben cumplir para la construcción y uso de instalaciones eléctricas en las edificaciones, de tal modo que los equipos instalados y operados en ellas se ajusten a los valores de tensión y frecuencia nominales de dicha red y soporten las perturbaciones normales que ocurran en la red de distribución, tal y como lo establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, vigente. La instalación de la acometida deberá cumplir con lo que establece la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC) y la instalación interna deberá cumplir con lo establecido en el "Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC).

Artículo 7. Perturbaciones causadas por el abonado o usuario

Si la empresa distribuidora determina deficiencias en la calidad del suministro eléctrico en algunos de sus abonados o usuarios, debido a la operación de los equipos eléctricos o al estado de la instalación eléctrica de la edificación utilizada por otros abonados o usuarios, deberá notificarle a los abonados o usuarios, que las provocan, con el fin de que corrijan la situación que genera el deterioro de la calidad de la energía suministrada por la empresa.

Se concederá un plazo de hasta 30 días hábiles (dependiendo de la severidad de las perturbaciones) al usuario o abonado para la corrección. Si transcurrido el plazo las anomalías persisten la empresa distribuidora podrá suspender el servicio eléctrico al abonado o usuario hasta tanto, a satisfacción de la empresa distribuidora, cumpla con los requerimientos solicitados para solventar la situación, de conformidad con los requisitos establecidos por las normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

En servicios monofásicos, servidos a baja tensión con una demanda inferior a 50 kVA o en servicios trifásicos a baja tensión con una demanda inferior a 150 kVA, cuando para eliminar o minimizar las perturbaciones producidas por el abonado o usuario en la red de la empresa se requiera la instalación de un transformador de uso exclusivo, éste deberá ser suplido por el abonado o usuario y cedido a la empresa eléctrica que asumirá los costos de mantenimiento y sustitución por fallas de dicho equipo.

En el caso de que el usuario no quiera ceder el equipo de transformación a la empresa eléctrica, se deberá suscribir una adenda al contrato de servicio entre las partes, en el que se indique que los costos de operación y sustitución por fallas de ese equipo corren por cuenta y riesgo del abonado o usuario y que además, la facturación del abonado o usuario será sobre facturada en un 2%, correspondiente a las pérdidas de transformación. Así mismo el transformador se instalará en el predio del abonado.

Artículo 8. Despeje de líneas aéreas

La empresa, de conformidad con los principios legales que rigen la materia, tiene el deber de velar, vigilar y coordinar las labores pertinentes, bajo costo de la empresa, para que los obstáculos que pueden afectar las redes aéreas, sean removidos o eliminados, de tal modo que no interfieran con la calidad, continuidad y cantidad del suministro eléctrico. En el caso de que el abonado, usuario o dueño de la propiedad impida el retiro de los obstáculos deberá cubrir los costos para cambiar el tipo de conductor a semi-aislado, reubicar la red y otros en que deba incurrir la empresa eléctrica para contrarrestar los efectos de los obstáculos sobre la red.

Cuando el usuario necesite realizar trabajos en su propiedad que puedan dañar u obstaculizar la red deberá coordinarlos con la empresa y cubrir los costos de la protección necesaria.

Artículo 9. Aviso de suspensión del servicio

Cuando la empresa distribuidora requiera realizar suspensiones programadas para trabajos de mantenimiento, deberá avisar a los abonados y usuarios, conforme a lo estipulado en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente.

Artículo 10. Del mantenimiento de transformadores

Los abonados o usuarios, que tengan instalados transformadores para uso particular, están en la obligación de brindarle el mantenimiento correspondiente a dichos transformadores y sus equipos complementarios, para que ante un daño en ellos, no se afecte la red de la empresa eléctrica. En caso de que se presenten fallas en dichos equipos que afecten la red de la empresa eléctrica, el abonado o usuario, debe correr con los gastos en que incurra la empresa eléctrica en la reparación de sus instalaciones.

El abonado o usuario deberá instalar por su cuenta la debida protección de los conductores de acometida a media tensión, de acuerdo con lo que le indique la empresa distribuidora.

Artículo 11. Ajuste por desequilibrio de carga

Si la empresa eléctrica determina que el desequilibrio entre fases en la instalación eléctrica de una edificación servida en forma trifásica, excede del 10% de la corriente entre dos de ellas, lo hará

saber al abonado o usuario, indicándole entre cuales y dándole un plazo de 30 días naturales para que arregle la instalación de tal manera que la carga quede repartida uniformemente entre las tres fases, con la tolerancia indicada. De no efectuarse la corrección la empresa facturará mensualmente el triple del consumo y de la demanda de la fase más cargada. La empresa, al notificar al consumidor el desequilibrio de fases, precisará cuál es la corriente correspondiente a cada una de ellas.

Artículo 12. Continuidad del suministro eléctrico

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 13. Calidad de la tensión de suministro

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 14. Punto de entrega

En general el servicio eléctrico se brindará desde un único punto de entrega y a través de un sistema de medición, el cual deberá cumplir con lo establecido en el artículo 35 de esta norma. Sin embargo, el abonado podrá solicitar dos o más puntos de entrega cuando se den los casos de excepción contemplados en la norma AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente. La empresa eléctrica valorará la viabilidad técnica y económica para brindar varios puntos de entrega y de existir, se deberá suscribir el contrato correspondiente entre las partes. En estos casos los puntos de entrega se tratarán comercialmente de forma unificada, facturando y aplicando la tarifa correspondiente.

Artículo 15. Responsabilidad

El punto de entrega define la frontera entre la red eléctrica de distribución y la instalación interna. La red eléctrica de distribución es responsabilidad de la empresa distribuidora, y la instalación interna es responsabilidad del abonado o usuario.

Artículo 16. Uso de plantas de emergencia

Los abonados o usuarios que posean y operen plantas de emergencia deberán garantizar que bajo ninguna circunstancia operarán en paralelo con la red eléctrica y deberán dotar a los grupos electrógenos de las protecciones necesarias y pertinentes de tal forma que se garantice la desconexión, inmediata en caso de operación en paralelo. El incumplimiento de esta disposición obligará a que el abonado o usuario asuma los daños y perjuicios que ocasione.

CAPÍTULO III CONDICIONES DE COMERCIALIZACIÓN

Artículo 17. Requisitos previos de las instalaciones eléctricas

Las empresas distribuidoras y comercializadoras deberán verificar que las acometidas eléctricas, cumplan con lo que establece la norma “Supervisión de la instalación y equipamiento de

acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC) vigente, la presente norma, las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto. Además deberá verificar en lo que corresponda, el cumplimiento de lo indicado en el Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad.

Artículo 18. Conductores de acometida

La empresa eléctrica cubrirá el costo de los conductores de acometida aérea en baja tensión cuando se cumplan las tres condiciones siguientes:

- a. La longitud no exceda de 40 metros sobre vía pública.
- b. No se requieran conductores de una capacidad mayor a 150 Ampere.
- c. No existan edificaciones anteriores al punto de entrega.

Cuando se determine, previo estudio técnico, que el servicio requiere conductores de acometida de una capacidad superior a 150 Ampere, el abonado o el usuario, deberá cubrir la diferencia del valor correspondiente.

Artículo 19. Alimentaciones subterráneas

Cuando se desee una alimentación subterránea en áreas de distribución aérea, el interesado instalará los ductos bajo tierra, cables y equipos adicionales necesarios para la conexión del servicio. En caso de que la empresa, por solicitud expresa de una entidad pública se viera obligada a relocalizar, eliminar o sustituir uno o varios postes que sean parte de alguna instalación subterránea propiedad del abonado o usuario, el solicitante deberá cubrir el costo de reacondicionar la instalación subterránea como lo indique la empresa.

Artículo 20. Propiedad y cuidado de los equipos

Todo equipo suministrado o instalado por la empresa eléctrica o cedido a ésta, permanecerá como propiedad de la empresa, reservándose expresamente el derecho de desmontarlo, sustituirlo o repararlo cuando lo considere pertinente. Queda estrictamente prohibido al abonado o usuario, salvo autorización especial escrita de la empresa, accionar o manipular los conductores, medidores, transformadores o cualquier otro aparato o estructura que forme parte de la instalación eléctrica de la empresa.

El abonado o usuario deberá ejercer la debida vigilancia para proteger dichos bienes propiedad de la empresa y tomará todas las precauciones necesarias para prevenir daños a tal instalación.

Artículo 21. Bases para medidores

Las bases para enchufar los medidores serán suministradas al interesado por parte de la empresa y retiradas en ella. Las bases para medidores deberán cumplir con las condiciones técnicas establecidas en la norma técnica AR-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos y laboratorios de verificación".

Artículo 22. Inspección

La empresa tiene el derecho, pero no la obligación, de inspeccionar en cualquier momento la instalación eléctrica de la edificación del abonado o usuario y podrá negarse a conectar o podrá

suspender un servicio según corresponda, en una edificación cuya instalación no esté conforme con la normativa vigente.

El hecho de efectuar o no tal inspección, no hará responsable a la empresa ni a sus empleados de cualquier pérdida, daño o accidente que resultare por defectos de la instalación eléctrica de la edificación o equipo del abonado o usuario.

Artículo 23. Aumentos de la carga declarada

El abonado o usuario deberá informar a la empresa de cualquier aumento temporal o permanente de la carga declarada inicialmente en el contrato de suministro, al menos 10 días hábiles antes de realizar el cambio. De lo contrario será responsable ante la empresa, de cualquier daño causado a la red de la empresa o a terceros por dicho aumento. El abonado o usuario servido a baja tensión, será responsable cuando el cambio de la carga sea mayor del 50%, y, en el caso de abonados o usuarios servidos en media tensión, cuando ese cambio sobrepase el 25%.

En el caso de baja tensión, cuando la capacidad del servicio supere los límites establecidos en el artículo 26, se deberá efectuar la reclasificación del servicio correspondiente a media tensión y si fuera del caso se seguirá lo indicado en el capítulo XV, de esta norma.

CAPÍTULO IV FORMALIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL SERVICIO

Artículo 24. Solicitud de compra de energía eléctrica y otros servicios

La empresa eléctrica dentro de su área de concesión, otorgará el servicio de energía eléctrica a toda persona física o jurídica que en materia de propiedad reúna los requisitos que las empresas eléctricas publiquen en cumplimiento a la ley 8220 “Protección al ciudadano del exceso de requisitos y trámites administrativos”, siempre y cuando haya disponibilidad del servicio de acuerdo con el artículo 25 de esta norma.

Artículo 25. Disponibilidad de servicios

Salvo que exista impedimento técnico, falta de capacidad eléctrica, o razones económicas o legales que lo impidan, la empresa dará el suministro de energía eléctrica a todo el que lo solicite, previo cumplimiento de las disposiciones aplicables, sin preferencia alguna dentro de cada clasificación tarifaria. El servicio de energía eléctrica deberá proporcionarse en la tarifa que resulte aplicable, con base en el uso que se dé a la energía y la información que proporcione el abonado o usuario, al cual la empresa le brindará la orientación necesaria.

De no contar con la capacidad eléctrica, la empresa no está en la obligación de brindar el servicio, salvo que el interesado corra con los gastos, por requerir una adecuación de la red de alimentación primaria, incluso conversión de monofásica a bifásica o trifásica o nivel de tensión, según corresponda y de acuerdo con lo indicado en el artículo 123 de esta norma.

Artículo 26. Clasificación de servicios

Para efectos de clasificación se establecen, en función de la tensión de suministro de energía eléctrica, de conformidad con lo estipulado en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente, los siguientes tipos de servicios:

Monofásico a baja tensión: Para cargas declaradas iguales y menores a 50kVA

B1: Tensión nominal de suministro: 120 V, bifilar (solo para servicios existentes, no se permite la instalación de nuevos servicios bajo esta categoría, salvo para servicios sin medición tales como, semáforos, teléfonos públicos, vallas publicitarias, amplificadores de señal de televisión e internet por cable).

B2: Tensión nominal de suministro: 120/240 V, monofásico trifilar.

Medición: Un único sistema, compuesto por un medidor monofásico trifilar o monofásico bifilar según corresponda.

Alimentación: Desde las redes de baja tensión de la empresa eléctrica, hacia los terminales de carga del contador de energía eléctrica en la acometida del servicio o hasta los terminales de entrada del interruptor en servicios servidos sin medidor.

Trifásico a baja tensión: Para cargas declaradas menores o iguales a 150 kVA.

B3: Tensión nominal de suministro: 120/208 V, cuatro hilos, conexión estrella.

B4: Tensión nominal de suministro: 277/480 V, cuatro hilos, conexión estrella.

B5: Tensión nominal de suministro 240 V, tres o cuatro hilos, conexión delta.

B6: Tensión nominal de suministro, 480 V, tres o cuatro hilos, conexión delta.

Medición: Un único sistema de medición a baja tensión, con medidor trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda y factor de potencia. En el caso de servicios industriales además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de baja tensión de la empresa eléctrica, hacia los terminales de carga del medidor o hacia los terminales de la empresa en el interruptor principal, según corresponda, de la instalación eléctrica del inmueble del abonado o usuario.

Monofásico a media tensión: Para cargas declaradas superiores a 50 kVA y menores o iguales que 150 kVA

M5: Tensión nominal de suministro 2 400 V, dos hilos.

M6: Tensión nominal de suministro 7 960 V, dos hilos.

M7: Tensión nominal de suministro 14 400 V, dos hilos.

M8: Tensión nominal de suministro 19 920 V, dos hilos.

Medición: Un único sistema de medición a media tensión, con medidor monofásico tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda, factor de potencia y en el caso servicios de industriales además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de media tensión de la empresa eléctrica, hacia las terminales de media tensión del transformador propiedad del abonado o usuario.

Trifásico a media tensión: Para cargas declaradas superiores a 150 kVA.

M1: Tensión nominal de suministro: 4 160 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M2: Tensión nominal de suministro: 13 800 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M3: Tensión nominal de suministro: 24 940 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M4: Tensión nominal de suministro: 34 500 V, cuatro hilos, conexión estrella.

Medición: Un único sistema de medición a media tensión, con medidor trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda, factor de potencia y en el caso de servicios industriales además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión, distorsión armónica de tensión y corriente) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de media tensión de la empresa eléctrica, hacia las terminales de media tensión de los transformadores propiedad del abonado o usuario.

Artículo 27. Firma de contrato

Solicitada la conexión de un servicio y realizados los trámites y estudios pertinentes, se procederá a la formalización del servicio eléctrico, mediante la firma del “Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica”, entre el interesado y la empresa. El modelo de contrato será aprobado por la Autoridad Reguladora.

Artículo 28. Depósito en garantía

Para garantizar el pago del servicio, la empresa exigirá a sus nuevos abonados, un depósito en garantía equivalente a una facturación mensual de energía y potencia, si ésta última corresponde,

según la tarifa vigente y de acuerdo con su clasificación tarifaria. Este depósito será devuelto al abonado en caso de que solicite el retiro del servicio, siempre y cuando se encuentre al día en sus obligaciones comerciales con la empresa. Mientras no exista registro del consumo real, la empresa cobrará inicialmente, para los nuevos abonados en baja tensión, un depósito en garantía provisional, con base en la tabla de estimación de consumo según cargas, que a continuación se detalla:

Tabla 1: Estimación de consumo según cargas.

Carga declarada a conectar(Watts)	Consumo estimado mensual (kWh)
Entre 0 y 12 000 W	2,5% de la carga declarada
Mayor que 12 000 W	2,5% para los primeros 12 000 Watts, más 20 kWh para cada 1000 Watts adicionales de carga conectada

El valor obtenido al aplicar las fórmulas de la columna de la derecha corresponde directamente al estimado mensual de energía (en kWh), no debe multiplicarse por ningún periodo de tiempo.

Para el cobro del depósito en garantía correspondiente a la demanda, la empresa lo realizará con base en la información de potencia instalada, suministrada por el abonado o usuario, y la energía estimada.

Estimados el consumo y la demanda, se aplican los valores de la tarifa que le corresponde al nuevo abonado, determinándose así el monto del depósito provisional, el cual podrá ser cubierto en efectivo, por certificados de inversión a satisfacción de la empresa o garantías de cumplimiento con cualquier banco del Sistema Bancario Nacional o el Instituto Nacional de Seguros. El depósito en garantía permanente se registrará por lo establecido en el artículo 43.

Artículo 29. Plazo para la conexión del servicio

La empresa deberá ejecutar las conexiones y comenzar la entrega del suministro de energía eléctrica en un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir de la firma del contrato para servicios en baja tensión sin demanda, siempre y cuando el punto de conexión y la instalación cumplan con lo que establece la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC). Para servicios con demanda, el plazo máximo será de un mes natural, después de la firma del contrato, siempre y cuando el punto de conexión y la instalación cumpla con lo que establece la norma técnica “Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC).

La empresa realizará la primera visita sin costo. A partir de la segunda visita las cobrará si son atribuibles al incumplimiento del interesado, previa aprobación del procedimiento y costo por parte de la ARESEP. La empresa debe remitir a la Autoridad Reguladora, cuando esta lo indique, un informe de los tiempos de conexión de los servicios nuevos solicitados durante el semestre inmediato anterior, en ambas categorías. El informe debe indicar el porcentaje de servicios conectados dentro del plazo señalado y el porcentaje fuera de este plazo e indicar las causas del no cumplimiento.

Artículo 30. Autorización

El abonado o usuario permitirá la entrada, en horas hábiles, a los empleados identificados de la empresa para cualquier fin relacionado con el servicio eléctrico suministrado a la edificación. Si el abonado o usuario no permite el ingreso a sus instalaciones se le notificará, siguiendo el debido proceso, de la situación por la que se solicita el ingreso y las consecuencias de su no autorización.

Artículo 31. Traspaso del servicio

El traspaso de un servicio de suministro de un abonado, podrá cederse a un tercero, siguiendo los trámites que la empresa eléctrica establezca para tal efecto y firmando el contrato correspondiente.

Artículo 32. Impedimentos para brindar un nuevo servicio eléctrico

Serán elementos que impidan a la empresa brindar un nuevo servicio eléctrico los siguientes:

- a. Cuando la acometida de la edificación o mueble, no cumple con los requisitos mínimos de seguridad y protección establecidos en la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC).
- b. Cuando la base del medidor no haya sido suplida por la empresa eléctrica y ésta no cumpla con los requisitos de calidad y confiabilidad establecidos en la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC).
- c. Cuando el servicio se solicite instalar en terrenos o edificaciones ocupadas en precario y a la empresa se le haya notificado oficialmente por autoridad judicial competente, la prohibición de brindar servicios eléctricos en esos terrenos o edificaciones.
- d. No exista red de distribución o no se tenga capacidad eléctrica en la red. En caso de que se pueda subsanar el problema con una extensión de línea o adecuación de la red, la empresa cobrará el costo de realizarla al interesado.
- e. La edificación para la cual se ha solicitado el nuevo servicio no guarde las distancias mínimas de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones, establecidas en la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC).
- f. La edificación para la cual se ha solicitado el servicio se encuentre en una zona geográfica declarada de alto riesgo por las autoridades competentes.
- g. En edificaciones que estén construidas debajo de líneas de media o alta tensión.
- h. Fuera de su área de concesión.
- i. Cuando la persona que solicita el servicio no sea el dueño registral de la edificación para la cual lo solicita, salvo que cuente con autorización escrita del propietario o demuestre el trámite de gestión posesional.
- j. Cuando el servicio se solicite en la zona marítima terrestre, zona de protección de fronteras nacionales, áreas protegidas y parques nacionales, que no cuenten con la autorización legal respectiva.
- k. Cuando se requiera pasar la acometida de la empresa eléctrica, por propiedad de terceros. A menos que se presenten los documentos del permiso necesario.
- l. Cuando existan impedimentos legales.
- m. Cuando el solicitante tenga deudas pendientes con la empresa distribuidora correspondientes a suministro de electricidad.

CAPÍTULO V MEDICIÓN Y LECTURA

Artículo 33. Prohibiciones para conceder servicios gratuitos

La empresa no podrá en ningún caso y bajo ninguna condición suministrar, a ninguna persona física o jurídica, el servicio eléctrico en forma gratuita total o parcialmente.

Artículo 34. Equipo de medición

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación” vigente, lo indicado en esta normativa y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

En caso de una perturbación en la que resulte dañado el sistema de medición, la empresa eléctrica debe reemplazarlo en un plazo no mayor de 48 horas naturales.

Artículo 35. Instalación y ubicación del sistema de medición

El sistema de medición tiene que ser instalado en lugares accesibles, que faciliten su lectura, inspección, reparación, reemplazo y análisis de la calidad del suministro, por parte de los funcionarios de la empresa distribuidora o comercializadora o de la Autoridad Reguladora, según se establece en la norma “Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC), la presente norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 36. Equipo de comprobación de los abonados o usuarios

Los abonados o usuarios podrán instalar por cuenta propia, previa coordinación con la empresa eléctrica, equipos de comprobación para los contadores de energía instalados por las empresas eléctricas, los cuales podrán ser usados para reclamo, si el modelo ha sido previamente inscrito ante la Autoridad Reguladora y el contador ha sido comprobado y sellado por un laboratorio de calibración y ensayo, de conformidad con lo que establece la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 37. Reubicación de contador o conductores de acometida

Cuando a solicitud del abonado o usuario o por causas imputables a éste, se requiera reubicar el contador y los conductores de acometida, los costos en los que se incurra correrán por cuenta del abonado o usuario. En ambos casos el medidor debe ubicarse tal y como lo establece la Norma Técnica “Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC) vigente.

Artículo 38. Solicitud de revisión de equipo de medición

Cuando un abonado o usuario requiera una revisión del funcionamiento del sistema de medición que la empresa eléctrica haya instalado, podrá solicitarlo a la empresa eléctrica mediante el procedimiento que ésta establezca. De resultar inexacto su registro en más del porcentaje fijado por la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación” vigente, el costo de la revisión será asumido por la empresa eléctrica. En caso contrario, el costo de la revisión del sistema de medición, previamente fijado por la ARESEP, será asumido por el abonado o usuario, autorizando éste a que el monto sea incluido en la factura del mes correspondiente.

CAPÍTULO VI SISTEMA DE FACTURACIÓN

Artículo 39. Periodo de lectura del servicio

Para la elaboración de la factura mensual del servicio eléctrico, la empresa tomará la lectura del sistema de medición instalado, en un período que puede variar entre 27 y 33 días naturales.

Se permite realizar estimaciones en los servicios en donde únicamente interviene, como facturación, el cargo por la energía consumida, pero no se podrán realizar estimaciones consecutivas salvo que exista justificación por caso fortuito o fuerza mayor. Las estimaciones se realizarán con base en el consumo promedio de energía de los últimos seis meses facturados.

Si la lectura no puede realizarse por responsabilidad del abonado o usuario, por ejemplo, porque posterior a la instalación del medidor le realizó modificaciones a la edificación, como la construcción de tapias o verjas, la empresa eléctrica le notificará por escrito, siguiendo el debido proceso, en un plazo no mayor a 5 días hábiles posteriores a la emisión del recibo del mes en el cual se detectó la anomalía. El usuario contará con un plazo de 15 días hábiles a partir de su notificación para corregir la situación y solicitar la reubicación del medidor de acuerdo con el artículo 37, prorrogables mediante acuerdo entre las partes. Vencido este plazo la empresa tomará las medidas administrativas pertinentes.

Artículo 40. Facturación del servicio

empresa eléctrica facturará al abonado o usuario lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales. No se deberán incluir en la factura, rubros ajenos a las actividades de distribución y comercialización.

La palabra mes y mensual para los efectos de la facturación significan el intervalo comprendido entre dos lecturas regulares del contador, que serán tomadas en el mismo día de cada mes o días próximos. Todas las facturaciones o recibos por energía eléctrica deben contener como mínimo la siguiente información:

- a. Nombre del abonado.
- b. Localización geográfica y topológica.
- c. Dirección exacta.
- d. Número de medidor.
- e. Tarifa aplicada.
- f. Fecha de lecturas de los registros de energía, potencia y factor de potencia. Estos dos últimos cuando corresponda.
- g. Lecturas de los registros de energía y potencia (actual y anterior).
- h. Consumo de kWh (indicar si es leído o estimado).
- i. Costo del kWh y estructura tarifaria
- j. Demanda máxima (lectura, constante).
- k. Fecha de vencimiento de la factura.
- l. Costo por kWh del alumbrado público.
- m. Importes por energía (kWh), demanda (kW), alumbrado público, etc.
- n. Total del monto por pagar.

- o. Monto del depósito en garantía.
- p. Fecha de emisión del recibo.
- q. Fecha de puesta al cobro de la facturación.
- r. Tipo de servicio.
- s. Número de la factura.
- t. Histórico de consumo de los últimos seis meses.
- u. Otros tales como:

- 1- Multas por atrasos en el pago.
- 2- Ajustes o compensaciones tarifarias o por calidad del suministro eléctrico.
- 3- Impuestos de ley.
- 4- Justificación o razón para estimar lecturas.
- 5- Número telefónico de atención de quejas de la empresa.
- 6- Cualquier otra información a criterio de la empresa o de la ARESEP.

Artículo 41. Cargo por bajo factor de potencia

La determinación del factor de potencia se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación” vigente, la presente norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto. El cargo mensual por bajo factor de potencia se aplicará cuando la demanda máxima sea menor o igual que 1000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,90 o, cuando la demanda máxima sea mayor que 1000 kW y menor o igual que 5000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,95 o cuando la demanda máxima sea mayor que 5000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,98, mediante la siguiente fórmula:

$$C.B.F.P. = \left[\frac{f_{pn}}{f_{pr}} - 1 \right] * M.D.M.$$

En donde:

C.B.F.P. = Cargo por bajo factor de potencia.

f_{pn} = Factor de potencia normado para el rango de demanda correspondiente.

f_{pr} = Factor de potencia promedio registrado en el período a facturar.

M.D.M. = Monto del cobro de la Demanda Máxima.

El cargo por bajo factor de potencia se calculará de acuerdo con la fórmula anterior, para cada período horario.

Artículo 42. Estimación de la máxima demanda a facturar

En ningún caso se podrá facturar con base en una estimación de la demanda máxima, salvo que exista alteración por uso ilícito, fallas en el equipo de medición, caso fortuito o fuerza mayor.

En este último caso, la empresa facturará con base en el promedio de las demandas máximas de los últimos seis meses con lectura correcta o, en su defecto, con la información histórica de que se disponga para el análisis.

En aquellos servicios en los que existe una carga del tipo estacional (como por ejemplo: ingenios, beneficios de café o clientes con tarifa horario/estacional), se comparará el mes en que se produjo la falla con su promedio de estacionalidad del año anterior.

Artículo 43. Ajuste al depósito en garantía

La empresa eléctrica ajustará el depósito en garantía, con base en el promedio mensual de los consumos reales facturados en los seis meses siguientes a la conexión del nuevo servicio. Dicho ajuste se hará como máximo en seis cuotas mensuales consecutivas a incluir en la facturación, cuando lo estimado sea inferior al promedio de los seis meses de consumo real. Cuando el estimado exceda en un 10% o más al consumo promedio mensual de los seis meses de consumo real, la empresa devolverá el excedente en forma inmediata. El depósito en garantía también se modificará y actualizará cuando se produzcan las situaciones siguientes:

- a. Suspensión por falta de pago. Se actualizará con el promedio mensual de los montos por consumos reales ocurridos en los seis meses anteriores a la reconexión del servicio. Si la falta de pago ocurriera antes de transcurridos los seis meses de habilitado el servicio, la empresa tomará el promedio de los meses facturados.
- b. Si se llegare a determinar que la tarifa aplicable al servicio no es la correcta. En este caso, el depósito se ajustará con base en la nueva tarifa y al consumo real del mes en que se detectó la irregularidad. Dicho ajuste procede si el monto del depósito es menor al monto del consumo, sin embargo si el depósito es mayor, la empresa eléctrica lo ajustará y devolverá el excedente.
- c. Cuando exista cambio de razón social o persona física (no aplica para el caso de fusiones de empresas).

En todos los casos, el ajuste se cobrará como máximo en seis cuotas consecutivas mensuales.

Artículo 44. Pago de intereses

Salvo disposición legal en contrario, sobre el monto de colones en depósito de garantía y sus ajustes del servicio eléctrico, las empresas eléctricas reconocerán al abonado o usuario un interés igual a la tasa sobre los depósitos a la vista en cuentas de ahorro del Sistema Bancario Nacional. Al 30 de junio de cada año, la empresa eléctrica hará una liquidación detallada de los intereses correspondientes a los depósitos con antigüedad mayor a los cinco años, y la suma que arroje a favor del abonado se acreditará al valor del depósito, el cual será devuelto (incluyendo los intereses), en caso de que retire el servicio.

CAPÍTULO VII COBROS Y PAGOS DEL SERVICIO

Artículo 45. Cobro del servicio

Las facturas serán puestas al cobro mensualmente en forma impresa o electrónica según solicitud del usuario o abonado y deben cancelarse dentro de los diez días hábiles posteriores a la fecha en que se ponen al cobro, incluyendo ésta, para lo cual la empresa está en la obligación de definir previamente la fecha en que tendrá a disposición la factura.

Cuando las facturas no fuesen pagadas en el plazo indicado, la empresa podrá suspender el servicio inmediatamente y en tal caso el depósito en garantía del abonado responderá por las deudas del servicio.

Artículo 46. Pagos anticipados

En los casos en que por circunstancias justificadas, el abonado o usuario desee efectuar pagos anticipados a cuenta de consumos futuros de energía eléctrica, se tomarán como base para estimar el consumo mensual promedio, los consumos registrados en los últimos seis períodos inmediatos anteriores.

Artículo 47. Cargo por cancelación tardía y reconexión

Cuando el abonado o usuario cancele la factura correspondiente al consumo de su servicio en fecha posterior a la indicada para su vencimiento, deberá pagar un importe adicional del 3% sobre el monto de la factura, correspondiente a energía y demanda, según corresponda. Dicho recargo podrá incorporarse en la factura correspondiente al periodo siguiente.

Por la reconexión del servicio eléctrico suspendido por falta de pago, el abonado o usuario deberá cancelar la suma que haya fijado la ARESEP para cubrir el costo de la reconexión, además del importe adicional por cancelación tardía y las cuentas pendientes por el servicio suspendido.

Artículo 48. Reconexiones

La empresa, deberá realizar la reconexión de un servicio eléctrico suspendido por falta de pago, en el plazo máximo de las veinticuatro horas naturales siguientes al pago de las deudas pendientes, salvo caso fortuito o fuerza mayor.

Artículo 49. Cambio del uso de la energía

Cuando la empresa verifique que un abonado o usuario realizó cambios en la actividad para la cual utiliza la energía eléctrica, hará los trámites internos para la modificación o ajuste tarifario que corresponda y le notificará por escrito al abonado o usuario. En estos casos la empresa modificará el depósito en garantía, siguiendo el debido proceso y cobrará lo correspondiente a la diferencia en la aplicación tarifaria hasta un máximo de los doce meses anteriores. El cobro se hará en una facturación diferente a la correspondiente a la facturación normal del servicio, salvo acuerdo entre partes, para que se le debite o acredite la suma correspondiente en el recibo mensual.

Artículo 50. Tarifa mal aplicada

Si la empresa eléctrica determina que en un servicio se ha estado aplicando una tarifa que no corresponde debido a un error atribuible a la empresa eléctrica y como resultado de la reclasificación se constata que lo facturado es inferior a lo que realmente corresponde, cobrará la diferencia entre lo facturado erróneamente y lo correcto, hasta un máximo de las seis facturaciones anteriores, desde el momento en que se detectó la irregularidad.

Si por el contrario, se constata que lo facturado es superior a lo que corresponde al servicio, deberá reintegrar todo lo cobrado de más, con base en la información en su poder o las pruebas

aportadas por el abonado, debidamente analizadas por la empresa. El depósito en garantía se ajustará con base en la tarifa correcta.

La empresa eléctrica realizará el trámite pertinente mediante facturación aparte del recibo mensual por servicios eléctricos, salvo acuerdo entre partes, para que se le debite o acredite la suma correspondiente en el recibo mensual.

Artículo 51. Errores de facturación por problemas en el sistema de medición

Si la empresa eléctrica determina fallas en el sistema de medición, incluyendo la constante de medición, que provocaron una facturación menor de lo realmente consumido (energía) y demandado (potencia) por el abonado o usuario, deberá hacer el ajuste correspondiente desde la facturación del último medidor instalado hasta un máximo de los seis meses anteriores al momento en que se produjo la inconsistencia.

Para tal efecto, la empresa eléctrica, debe notificar al abonado o usuario y el cobro debe realizarse en una facturación separada, salvo que el abonado o usuario autorice la inclusión de dicho rubro en la factura correspondiente, mediante convenio al respecto.

Si por el contrario, la empresa eléctrica detecta que fallas en el sistema de medición, incluyendo la constante de medición, están provocando una facturación mayor de lo realmente consumido y demandado por el abonado o usuario, deberá reintegrar todo lo cobrado de más, según el procedimiento establecido por la empresa para las devoluciones.

En cualquiera de los dos casos, se estimará la energía y demanda consumida con base en lo indicado en el artículo 52.

Artículo 52. Procedimiento de cobro de la energía y potencia consumida y no facturada

Cuando el prestador del servicio demuestre que en un servicio, se consumió energía eléctrica y se demandó potencia que no fue cobrada en su totalidad, o se cobró más energía de la consumida o se cobró más potencia de la demandada, podrá estimar la energía consumida y la potencia demandada. Para calcular el monto a cobrar de la energía consumida y no facturada y de la potencia demandada y no facturada, la empresa eléctrica utilizará como base tres lecturas reales posteriores a la corrección de la causa que dio origen al error o, en aquellos servicios en los que existe una carga del tipo estacional (por ejemplo: ingenios, beneficios de café o clientes con tarifa horario/estacional), se comparará el mes en que se produjo la falla con su promedio de estacionalidad del año anterior. La empresa eléctrica podrá cobrar hasta un máximo de seis meses anteriores al momento en que se determinó la anomalía. En caso de cobros de más potencia y energía, deberá devolver la totalidad de lo cobrado en exceso, con base a los registros de la empresa o de las pruebas que el abonado o usuario aporte.

Bajo ninguna circunstancia podrá la empresa eléctrica suspender el servicio si el abonado o usuario está al día en el pago de la factura por energía eléctrica del último periodo de consumo puesto al cobro.

CAPÍTULO VIII DISCONFORMIDADES

Artículo 53. Atención de reclamos

Los abonados o usuarios podrán manifestar su disconformidad por los servicios brindados por la empresa eléctrica en forma escrita, telefónica, medio electrónico o en forma personal en cualquiera de las agencias o sucursales de la empresa eléctrica. Cuando el abonado o usuario presente la queja será obligación de la empresa eléctrica entregarle un comprobante de recibo de la queja y abrir un expediente físico o electrónico para tramitar el asunto.

La empresa eléctrica deberá tramitar, investigar y resolver la queja planteada, y comunicar la resolución correspondiente en un plazo máximo de 30 días naturales.

Si el abonado o usuario no está conforme con la respuesta, puede presentar las impugnaciones que establece la Ley N° 6277 Ley General de la Administración Pública. También puede plantear su queja ante la ARESEP, que tramitará, con base en lo establecido en la Sección Tercera, del Reglamento a la Ley N°7593 (Decreto N° 2973-MP).

Artículo 54. Reporte de perturbaciones en el servicio

La empresa eléctrica deberá brindar a sus abonados y usuarios un servicio de información para el reporte y la atención de perturbaciones en el servicio las 24 horas del día. De conformidad con el artículo 14 inciso b) de la Ley 7593 y el artículo 11 del Decreto N°29847-MP-MINAE-MEIC Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, se deberá brindar atención expedita a las perturbaciones que pongan en riesgo la vida humana y las propiedades.

Artículo 55. Remisión de información sobre quejas. Indicadores

Las empresas eléctricas deberán remitir a la ARESEP un informe semestral sobre las quejas o reclamos que los abonados o usuarios formulen, así como otros indicadores del desempeño de la gestión comercial de la empresa eléctrica (Capítulo XII). Dicho informe deberá presentarse con el formato, periodicidad y fechas que indique la ARESEP oportunamente.

Artículo 56. Responsabilidad por daños en la instalación eléctrica interna

La empresa eléctrica no será responsable por ningún daño ocasionado por el mal estado de la instalación eléctrica interna de la edificación del abonado, aun cuando las hubiese revisado por propia iniciativa o a pedido de éste, ni por las consecuencias de causa alguna que tengan su origen en dichas instalaciones eléctricas.

Artículo 57. Reclamos por daños

Cuando el abonado o usuario sufra daños en sus equipos o artefactos eléctricos o en su propiedad, por causa de la calidad del suministro de energía y éste considere que existe responsabilidad por parte de la empresa eléctrica, deberá presentar su reclamo ante esa empresa a más tardar ocho días hábiles después de sucedido el hecho.

Asimismo, si se producen daños en la producción, deberá la empresa eléctrica, cuando en derecho corresponda, resarcir los mismos. La indemnización, en sede administrativa, no contempla el lucro cesante o las ganancias dejadas de percibir por los daños en la producción. La empresa eléctrica realizará el estudio respectivo y comunicará por escrito al abonado o usuario, la resolución de su reclamo en un plazo máximo de 30 días naturales. Si el resultado de su gestión no es satisfactorio a sus intereses, el abonado o usuario podrá presentar las impugnaciones

señaladas en la Ley General de la Administración Pública o acudir a la ARESEP a plantear la queja correspondiente.

Artículo 58. Disconformidad en la facturación

Cuando un abonado o usuario presente una queja por alto consumo, antes del vencimiento del recibo, mientras se resuelve la misma, la empresa eléctrica podrá cobrar el importe promedio de las últimas seis facturaciones reales. Los estudios pertinentes deberán realizarse en un plazo no mayor que 15 días hábiles.

De resultar correcta la facturación emitida en su oportunidad, la empresa eléctrica incluirá en una facturación extraordinaria la diferencia pendiente de cancelar por el abonado o usuario. Si el abonado o usuario no está conforme con lo resuelto por la empresa eléctrica, podrá presentar las impugnaciones señaladas en la Ley General de la Administración Pública o acudir a la ARESEP a plantear la queja correspondiente.

Artículo 59. Daños al sistema de medición

La empresa eléctrica aportará el sistema de medición y brindará el mantenimiento preventivo y correctivo a sus contadores eléctricos y demás equipos. El abonado por su parte velará por el buen estado del sistema de medición colocado en sus instalaciones y deberá informar de inmediato a la empresa sobre cualquier daño físico observado que se le haya ocasionado al equipo.

De probar la empresa eléctrica, que los daños a los equipos son atribuibles al abonado, deberá efectuar el debido proceso a fin de que asuma los costos correspondientes a su reparación o reposición.

Artículo 60. Reclamos por inconvenientes en la tensión de suministro

La empresa eléctrica, en un plazo no mayor a las 8 horas hábiles, de la presentación de un reclamo por inconvenientes en el nivel de tensión de suministro, efectuará una visita para identificar el problema. Si el reclamo es aceptado y la responsabilidad es de la empresa eléctrica, ésta deberá solucionar el problema dentro de un plazo máximo de 8 horas naturales después de detectado el mismo.

Hasta tanto la empresa eléctrica corrija la anomalía en la calidad de la tensión de suministro el abonado o usuario deberá recibir una compensación económica de acuerdo con lo indicado en la norma AR-NT-SUCAL "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión". No obstante lo anterior, será responsable de los daños que el suministro de energía fuera de los parámetros de calidad, cause al abonado o usuario del servicio.

**CAPÍTULO IX
GESTIÓN COMERCIAL Y SERVICIO
AL ABONADO Y USUARIO**

Artículo 61. Centros de servicio al abonado y usuario

La empresa eléctrica, dentro de su área de concesión y operación, acondicionará locales para la apropiada atención al público, de conformidad con el número y dispersión de los servicios brindados.

Artículo 62. Servicio al abonado y usuario

Las empresas eléctricas deberán implementar sistemas informáticos que permitan una eficiente atención al público en las distintas gestiones o trámites. Cuando las gestiones sean en las oficinas de la empresa eléctrica, la atención será personalizada, ágil y oportuna, mediante personal debidamente capacitado para la atención del público.

Artículo 63. Información para los abonados y usuarios

Sin perjuicio de otras medidas de difusión que considere adecuadas, la empresa eléctrica brindará, en cada una de sus instalaciones donde se atienda al público, información sobre los requisitos de los servicios que ofrece, el pliego tarifario vigente así como una descripción breve de la normativa y disposiciones técnicas emitidas por la ARESEP de conformidad con el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos en materia relativa al servicio eléctrico. Copia impresa y electrónica de estos documentos deberá estar disponible para consulta de quien lo solicite.

Artículo 64. Aviso de posibles anomalías

Las empresas eléctricas deben informar a sus abonados o usuarios sobre la importancia de avisar al servicio de reporte de perturbaciones, de hechos de terceros o de agentes externos que ocasionen o puedan ocasionar condiciones desfavorables en el suministro eléctrico.

CAPÍTULO X SUSENSIONES Y PROHIBICIONES

Artículo 65. Suspensión del servicio eléctrico (Servicios existentes)

La empresa eléctrica podrá suspender el suministro eléctrico a un servicio existente cuando ocurra alguna de las siguientes situaciones:

- a. Falta de pago oportuno de la facturación mensual puesta al cobro.
- b. Por accidentes, incendios o causas de fuerza mayor, únicamente en los inmuebles afectados o que podrían ser afectados.
- c. En los casos imprescindibles de operación y mantenimiento.
- d. Orden expresa de autoridad judicial o de la ARESEP.
- e. Cuando el abonado lo solicite y legalmente proceda.
- f. Cuando se detecten condiciones técnicas en la acometida eléctrica que impliquen peligro inminente para la vida y seguridad de las personas.
- g. Cuando la empresa eléctrica se percate de que el abonado haya fallecido y haya notificado de acuerdo con el debido proceso al usuario que debe presentarse a firmar un nuevo contrato y este hace caso omiso de dicha notificación.
- h. Cuando se determine que existe un uso ilícito de energía y el abonado o usuario no hizo acto presencial en la agencia de servicios de la empresa o no presentó las pruebas de descargo tres días posteriores a la notificación del ilícito.
- i. Por reventa de energía.
- j. Otros casos contemplados en esta norma.

Artículo 66. Uso ilícito de energía

Cuando la empresa eléctrica pruebe que en el servicio eléctrico que disfruta un abonado o usuario se ha alterado o dañado el sistema de medición o la acometida con el objetivo de hacer uso ilícito

de la energía eléctrica (con el levantamiento de las pruebas respectivas: datos del abonado o usuario, tipo de servicio, fotografías, carga instalada, número de medidor, tarifa, historiales de consumo y cualquier otro dato que la empresa considere pertinente), notificará al abonado o usuario, dándole 3 días hábiles para que presente las pruebas de descargo, cancele la deuda o en su defecto llegue a un arreglo de cancelación por la energía consumida y no facturada. De lo contrario podrá acudir ante los Tribunales de Justicia a presentar las acciones para cobrar lo adeudado.

En aquellos casos donde la empresa eléctrica cuente con los elementos técnicos razonables probatorios, el prestador del servicio podrá estimar la energía consumida y la potencia demanda por el servicio del abonado o usuario, sobre la base del consumo promedio real y aplicarlo a todo el periodo en que no se cobró la energía o la potencia no facturada. De lo contrario el cobro por realizar se calculará de la siguiente manera:

a) Servicios sin demanda

Energía no facturada = Carga instalada el día en que se encontró la alteración X 80 horas (residencial) o 200 horas (comercial, general o industrial).

Monto no facturado mensual = Energía no facturada X tarifa vigente en ese mes.

Monto no facturado total = La suma de los montos no facturados mensuales.

Suma a facturar = Monto no facturado total menos la suma efectivamente pagada durante los meses no facturados correctamente.

b) Servicios con demanda

En los casos de servicio con demanda se aplicará para el cálculo de la energía no facturada, el mismo cálculo que para los servicios sin demanda. La potencia demanda se calculará con base en la carga total conectada a la que se le aplicará un factor de demanda de 0,75.

Demanda no facturada = Carga instalada el día en que se encontró la alteración X 0,75 (Factor de demanda)

Monto no facturado mensual por demanda = Demanda no facturada X tarifa vigente en ese mes.

Monto no facturado total por demanda = La suma de los montos no facturados mensuales.

Suma a facturar por demanda = Monto no facturado por demanda menos la suma efectivamente pagada por demanda durante los meses no facturados correctamente.

c) Cables directos o derivaciones

En aquellos casos cuando el prestador del servicio detecte que una persona está utilizando sin autorización el servicio de la energía eléctrica, mediante conexión directa de cables con la red de distribución o con la acometida y la empresa eléctrica lo compruebe debidamente (con el levantamiento de las pruebas respectivas), desconectará el servicio inmediatamente y dará al imputado un máximo de tres días naturales para que presente las pruebas de descargo, para

cumplir con el debido proceso o en su defecto deberá cancelar o llegar a un arreglo de cancelación, por la energía utilizada de forma ilícita y no facturada.

La energía no facturada se calculará de igual forma que en los incisos a) y b), según corresponda.

En todos los casos la empresa deberá cobrar al abonado, usuario o imputado los daños sufridos por la empresa en su infraestructura eléctrica.

Artículo 67. Reventa de energía

La energía eléctrica entregada para uso del abonado o usuario no podrá ser vendida o cedida en todo o en parte por éste a terceros. De presentarse esta situación, la empresa eléctrica ordenará al abonado o usuario el cese inmediato de tal práctica, dándole un plazo de 3 días hábiles para que solvante la situación. En caso de continuar la situación de venta de energía, la empresa eléctrica deberá acudir a los Tribunales de Justicia para los efectos correspondientes.

Artículo 68. Remoción de sellos de seguridad

Está prohibido al abonado o usuario remover los sellos de seguridad colocados por los laboratorios de calibración y ensayo así como los instalados por la empresa eléctrica en los equipos de medición y registro de energía eléctrica, ductos o paneles, o alterar estos en cualquier forma. En caso de que el abonado o usuario note que el sello está alterado, deberá informarlo a la empresa eléctrica inmediatamente. Si la empresa eléctrica determina que la remoción de los sellos es responsabilidad del abonado o usuario, aplicará el cargo correspondiente para este efecto, el cual será fijado por la ARESEP a solicitud de la empresa y cobrado en la facturación siguiente.

CAPÍTULO XI APLICACIÓN Y CLASIFICACIÓN TARIFARIA

Artículo 69. Principio de equidad

Cada abonado o usuario tendrá derecho a tener la misma clasificación tarifaria que cualquiera otro, cuando las características de los costos que ocasiona a la empresa eléctrica que le sirve, están en el mismo nivel de servicio y son semejantes, o bien de acuerdo con lo indicado en el pliego tarifario.

Artículo 70. Clasificación tarifaria

Para efectos tarifarios, los servicios eléctricos, se podrán clasificar en función de: la tensión nominal de suministro, el uso de la energía y el consumo de energía (bloques de consumo) y potencia, aplicando para ello las metodologías contenidas en las disposiciones económicas que emita la Autoridad Reguladora.

Para efectos de clasificar adecuadamente un servicio solicitado, debe considerarse lo que indica el artículo 26 de esta norma y sus referencias.

CAPÍTULO XII EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y TÉCNICA

Artículo 71. Sistema de registro de eventos de gestión comercial y técnica.

Es responsabilidad de toda empresa distribuidora y comercializadora del servicio eléctrico establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con la gestión comercial y técnica de la empresa en relación con los abonados y usuarios del servicio eléctrico.

Artículo 72. Naturaleza de los eventos.

Los eventos asociados con la gestión comercial y técnica se clasificarán y utilizarán para obtener indicadores de gestión con el propósito de medir el desempeño de la empresa eléctrica. Los indicadores se identificarán de acuerdo con la :

Tabla 2:

Tabla 2: Clasificación de los indicadores de gestión

Clasificación	Definición
Reportes de perturbaciones	Tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la atención de perturbaciones reportadas por los abonados y usuarios que tuvieron implicación en la continuidad y calidad del suministro eléctrico.
Oportunidad	Tienen como fin medir la gestión técnica de la empresa en lo referente al acceso y la conexión o la reconexión expedita del servicio ante requerimientos de abonados y usuarios.
Quejas	Tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la resolución de quejas presentadas por los abonados y usuarios del servicio.

A su vez, los indicadores de quejas se clasifican de acuerdo con la Tabla N° 3.

Tabla 3: Clasificación de los indicadores de gestión de quejas

Clasificación	Definición
Facturación	Resolución de quejas referentes a problemas de facturación tales como: cambio en la tarifa aplicada, error de lectura del medidor, ajuste del depósito de garantía, recargo inapropiado por mora, reclamos por aumentos en las tarifas, medidor activo en el campo pero inactivo en el sistema de facturación. Incluye las quejas por energía eléctrica consumida y no facturada cuando el cobro no se deba a problemas en la medición.
Medición	Resolución de quejas referentes a problemas en el medidor (medidor dañado o fuera de los rangos permitidos por la norma AR-NT-SUMEL). Incluye las quejas por energía consumida y no facturada debido a fallas en el sistema de medición.
Problemas en la calidad de la energía eléctrica	Resolución de quejas referentes a daños en la propiedad del abonado causados por problemas en la calidad de la energía eléctrica.

Otros	Mide la gestión de la empresa en aspectos que no clasifican en ninguna de las otras categorías.
-------	---

Artículo 73. Indicadores de gestión técnica por perturbaciones

Los indicadores de atención de perturbaciones tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la atención de perturbaciones reportadas por los abonados y usuarios que tuvieron implicación en la continuidad y calidad del suministro eléctrico (calidad de la energía eléctrica).

Artículo 74. Cantidad de perturbaciones con interrupciones reportadas por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad de perturbaciones con interrupción del servicio en un semestre que fueron reportadas por los abonados y usuarios por cada 10 000 usuarios.

$$CAIPS = \frac{CAI}{CSA} \cdot 10000$$

En donde:

CAI= Cantidad semestral de perturbaciones (interrupciones) reportadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 75. Tiempo promedio de atención de perturbaciones (interrupciones).

Mide el tiempo promedio que transcurrió en la atención de las perturbaciones con interrupción que fueron reportadas por los abonados o usuarios.

$$PTAA = \frac{\sum_{i=1}^N TAA_i}{N}$$

En donde:

TAA_i= Es el tiempo, en horas, que transcurrió entre el momento en que el usuario reportó la perturbación con interrupción *i*, hasta el momento en que se restableció el servicio.

i= 1, 2,3,..., *N*, donde *N* es la cantidad semestral de reportes de perturbaciones con interrupción efectuadas por los abonados o usuarios.

Artículo 76. Cantidad de perturbaciones por calidad de la tensión por cada 10 mil servicios.

Muestra la cantidad semestral de perturbaciones por problemas de tensión reportadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CATPS = \frac{CAT}{CSA} \cdot 10000$$

En donde:

CAT= Cantidad de perturbaciones semestral por problemas de tensión reportadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 77. Tiempo promedio de atención de perturbaciones por calidad de tensión.

Mide el tiempo promediado que transcurrió en la atención de las perturbaciones por calidad de tensión que fueron reportadas por los abonados o usuarios.

$$TAAT = \frac{\sum_{i=1}^N TACT_i}{N}$$

En donde:

TACT_i= Es el tiempo, en horas, que transcurrió desde el momento en que el usuario reportó la perturbación por calidad de la tensión *i*, hasta el momento en que se restableció la normalidad del servicio.

i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de perturbaciones por calidad del tensión atendidas.

Artículo 78. Indicadores de gestión técnica por oportunidad del servicio.

Los indicadores de oportunidad del servicio tienen como fin medir la gestión técnica de la empresa en lo que se refiere a la conexión y reconexión expedita del servicio ante requerimientos de abonados y usuarios del servicio eléctrico y son los estipulados en los artículos del 79 al 82.

Artículo 79. Tiempo promedio de conexión de servicios a baja tensión.

Señala el tiempo promedio semestral que tarda una empresa en habilitar los nuevos servicios a baja tensión solicitados.

$$TPCSB = \frac{\sum_{i=1}^N TCSB_i}{N}$$

En donde:

TCSB_i= Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó (firma de contrato) el nuevo servicio a baja tensión *i*, hasta el momento en que se habilitó.

i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de servicios a baja tensión nuevos activos.

Artículo 80. Tiempo promedio de conexión de servicios a media tensión.

Muestra el tiempo promedio semestral que tarda una empresa en habilitar los nuevos servicios a media tensión solicitados.

$$TPCSM = \frac{\sum_{i=1}^N TCSM_i}{N}$$

En donde:

TCSM_i= Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó (firma del contrato) el nuevo servicio a media tensión *i*, hasta el momento en que se habilitó.

i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de solicitudes de servicios a media tensión nuevos activos.

Artículo 81. Tiempo promedio de reconexión de servicios.

Proporciona la duración promedio en la reconexión de servicios.

$$TPRS = \frac{\sum_{i=1}^N TRS_i}{N}$$

En donde:

TRS_i= Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó la reconexión del servicio *i*, hasta el momento en que se rehabilitó.

i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de servicios reconectados.

Artículo 82. Promedio de visitas fallidas

Muestra la cantidad semestral promedio de visitas fallidas para la conexión de servicios nuevos, por causas atribuibles al abonado, tal como el incumplimiento con la norma AR-NT-ACO:

$$PVF = \frac{\sum_{i=1}^{CSNC} VF_i}{CSNC}$$

En donde:

VF= Número de visitas fallidas para atender la solicitud de conexión *i*.

CSNC= Cantidad de solicitudes de servicios nuevos que no se conectaron en la primera visita durante el semestre.

Artículo 83. Indicadores de quejas.

Los indicadores de quejas miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente del total de las quejas presentadas por los abonados y usuarios, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 84 al 87.

Artículo 84. Cantidad de quejas por cada 10 mil servicios.

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCP = \frac{CQC \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQC= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 85. Porcentaje de quejas resueltas.

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto al total de quejas presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCR = \frac{CQCR \cdot 100}{CQC}$$

En donde:

CQCR= Cantidad semestral de quejas resueltas del total de quejas presentadas en ese mismo semestre.

CQC= Cantidad semestral de quejas presentadas por los usuarios y abonados.

Artículo 86. Tiempo promedio de resolución de quejas.

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas que fueron presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQC = \frac{\sum_{i=1}^N TRQC_i}{CQCR}$$

En donde:

TRQC_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja *i*, hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQCR= es la cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 87. Porcentaje de quejas resueltas a favor del usuario.

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto al total de quejas resueltas por la empresa en ese mismo semestre.

$$\%QCRFU = \frac{CQCRFU \cdot 100}{CQCR}$$

En donde:

CQCRFU= Cantidad semestral de quejas resueltas a favor del usuario.

CQCR= Cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 88. Indicadores de quejas por facturación

Los indicadores de quejas por facturación miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente de las quejas presentadas por los abonados y usuarios en aspectos propios de la facturación del servicio, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 89 al 92.

Artículo 89. Cantidad de quejas por facturación por cada 10 mil servicios.

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa, debido a asuntos de facturación según lo definido en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCFP = \frac{CQCF \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQCF= Cantidad de quejas semestrales por facturación presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 90. Porcentaje de quejas por facturación resueltas.

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa que trataron sobre aspectos de facturación con respecto del total de quejas por facturación presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCRF = \frac{CQCRF \cdot 100}{CQCF}$$

En donde:

CQCRF= Cantidad semestral de quejas resueltas que trataron de asuntos de facturación.

CQCF= Cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 91. Tiempo promedio de resolución de quejas por facturación.

Mide el tiempo promedio semestral que transcurrió en la resolución de las quejas por facturación presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQCF = \frac{\sum_{i=1}^N TRQF_i}{CQCRF}$$

En donde:

$TRQF_i$ = Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por facturación i , hasta el momento en que se resolvió.

$CQCRF$ = Es la cantidad semestral de quejas por asuntos de facturación resueltas.

Artículo 92. Porcentaje de quejas por facturación resueltas a favor del usuario.

Refleja el porcentaje semestral de quejas por facturación resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por facturación resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QCRFFU = \frac{CQCRFFU \cdot 100}{CQCRF}$$

En donde:

$CQCRFFU$ = Cantidad semestral de quejas por facturación resueltas a favor del usuario.

$CQCRF$ = Cantidad semestral de quejas por facturación resueltas.

Artículo 93. Indicadores de quejas por medición

Los indicadores de quejas por medición miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente de las quejas presentadas por los abonados y usuarios en aspectos propios de la medición del servicio, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 94 al 97.

Artículo 94. Cantidad de quejas por medición por cada 10 mil servicios.

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa por asuntos de medición de acuerdo con lo indicado en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCMP = \frac{CQCM \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

$CQCM$ = Cantidad de quejas semestrales por medición presentadas por los abonados y usuarios.

CSA = Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 95. Porcentaje de quejas por medición resueltas.

Indica el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa que trataron sobre aspectos de medición con respecto del total de quejas por medición presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCRM = \frac{CQCRM \cdot 100}{CQCM}$$

En donde:

CQCRM= Cantidad semestral de quejas resueltas que trataron de asuntos de medición del total de quejas por medición presentadas en ese mismo semestre.

CQM= Cantidad semestral de quejas que trataron de asuntos de medición.

Artículo 96. Tiempo promedio de resolución de quejas por medición.

Muestra el tiempo promedio semestral que transcurrió en la resolución de las quejas por medición presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQM = \frac{\sum_{i=1}^N TRQM_i}{CQCRM}$$

En donde:

TRQM_i= Es el tiempo, en hora hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por medición *i*, hasta el momento en que se resolvió.

CQCRM= es la cantidad semestral de quejas por asuntos de medición resueltas.

Artículo 97. Porcentaje de quejas por medición resueltas a favor del usuario.

Refleja el porcentaje semestral de quejas por medición resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por medición resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QCRMFU = \frac{CQCRMFU \cdot 100}{CQCRM}$$

En donde:

CQCRMFU= Cantidad semestral de quejas por medición resueltas a favor del usuario.

CQCRM= Cantidad semestral de quejas por medición resueltas.

Artículo 98. Indicadores de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica.

Los Indicadores de problemas en la calidad de la energía eléctrica, miden la gestión de la empresa en lo que se refiere al impacto en la propiedad de los abonados o usuarios por problemas en la calidad del suministro eléctrico de acuerdo con lo indicado en el artículo 72 y son los estipulados en los artículos del 99 al 102.

Artículo 99. Cantidad de quejas por problemas debido a la calidad de la energía eléctrica por cada 10 mil servicios.

Muestra la cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica de acuerdo con lo indicado en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQPCP = \frac{CQPC \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQPC= Cantidad de quejas semestrales por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad semestral de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 100. Porcentaje de quejas por problemas debido a la calidad de la energía eléctrica.

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto del total de quejas presentadas por los abonados y usuarios por problemas en la calidad de la energía eléctrica en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QPCR = \frac{CQPCR \cdot 100}{CQPC}$$

En donde:

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica resueltas del total de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas en ese mismo semestre.

CQPC= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas por los abonados y usuarios.

Artículo 101. Tiempo promedio de resolución de quejas por problemas debido a la calidad de la energía eléctrica.

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica que fueron presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQPC = \frac{\sum_{i=1}^N TRQPC_i}{CQPCR}$$

En donde:

TRQPC_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por problemas en la calidad de la energía eléctrica hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica.

Artículo 102. Porcentaje de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica, resueltas a favor del usuario.

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica, presentadas por los abonados y usuarios en ese mismo semestre.

$$\%QPCRFU = \frac{CQPCRFU \cdot 100}{CQPCR}$$

En donde:

CQPCR_{FU}= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica resueltas a favor del usuario.

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por daños debidos a la calidad de la energía eléctrica resueltas.

Artículo 103. Indicadores de quejas por otros aspectos.

Los indicadores de quejas por otros aspectos miden la gestión de la empresa en lo que respecta a la atención expedita, oportuna y eficiente de quejas presentadas por los abonados y usuarios en áreas diferentes a las de facturación, medición y problemas en la calidad de la energía eléctrica de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 104 al 107.

Artículo 104. Cantidad de quejas por otros aspectos por cada 10 mil servicios.

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa por otros aspectos, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 000 servicios.

$$CQOP = \frac{CQO \cdot 10000}{CSA}$$

CQO= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 105. Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto de las quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QOR = \frac{CQOR \cdot 100}{CQO}$$

En donde:

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

CQO= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos.

Artículo 106. Tiempo promedio de resolución de quejas por otros aspectos

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas por otros aspectos que fueron presentadas por los abonados o usuarios durante un semestre.

$$TAQO = \frac{\sum_{i=1}^N TRQO_i}{CQOR}$$

En donde:

TRQO_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por otros aspectos, hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

Artículo 107. Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas a favor del usuario.

Refleja el porcentaje semestral de quejas por otros aspectos resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por otros aspectos resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QORFU = \frac{CQORFU \cdot 100}{CQOR}$$

En donde:

CQORFU= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas a favor del usuario.

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

Artículo 108. Rangos permisibles

Los indicadores de evaluación de la gestión técnica y comercial deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora.

Artículo 109. Bases de datos

Cuando así lo solicite la Autoridad Reguladora, las empresas prestadoras deberán facilitar el acceso a las bases de datos utilizadas para el cálculo y registro histórico de los indicadores estipulados en este capítulo.

Artículo 110. Cálculo de los indicadores de gestión técnica y comercial

Los indicadores de gestión técnica y comercial se calcularán semestralmente y deberán ser reportados a la Autoridad Reguladora en el formato electrónico editable y con las respectivas formulas y enlaces correspondientes, por el medio y en las fechas que establezca oportunamente la Autoridad Reguladora. Además el informe presentado deberá incluir un análisis crítico sobre las razones que originan las quejas de mayor incidencia y las medidas correctivas a implementar por la empresa eléctrica.

**CAPÍTULO XIII
CONSIDERACIONES PARA EL SUMINISTRO
ELÉCTRICO EN CONDOMINIOS**

Artículo 111. Aplicabilidad normativa

Salvo que exista contradicción con lo indicado en los artículos del 112 al 120, en cuyo caso prevalecerán estos últimos, todos los aspectos regulados en esta norma relacionados con la prestación técnica y comercial del suministro eléctrico, son de aplicabilidad para las propiedades

en condominio, sean horizontales o verticales, tanto de carácter residencial como general y comercial.

Artículo 112. Tensión de suministro y punto de entrega de la energía

La tensión de suministro en condominios verticales será en media tensión, por tanto el punto de entrega de la energía será en los terminales de media tensión del transformador de media a baja tensión.

En condominios horizontales, cuando la distribución a baja tensión sea subterránea, la tensión de suministro será en media tensión y por tanto el punto de entrega de la energía, será los terminales del interruptor principal conforme a lo estipulado en la norma AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

Cuando en condominios horizontales los propietarios por condiciones de privacidad o seguridad, desean limitar el acceso del personal técnico de la empresa distribuidora, la tensión de suministro será en media tensión y por consiguiente el punto de entrega de la energía, será en los terminales del interruptor principal conforme a lo estipulado en la norma AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

En condominios horizontales, cuando no medien condiciones de privacidad o seguridad de los propietarios y la red de distribución a baja tensión sea aérea o expuesta, la tensión de suministro será de 120/ 240 V de conformidad con la norma técnica AR-NT-SUCAL "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" vigente; el punto de entrega será las terminales del lado de la carga del medidor de energía. Para tal efecto, los propietarios del condominio deberán traspasar la red de distribución a media y baja tensión a la empresa distribuidora.

Artículo 113. Equipo de transformación

En los condominios servidos a media tensión el costo, instalación, mantenimiento y sustitución del transformador por daños o aumentos de carga correrá por cuenta del administrador del condominio.

Artículo 114. Punto de medición integral del condominio

Tanto para condominios verticales como horizontales con suministro a media tensión, se instalará un sistema de medición a media tensión, para el registro de la energía consumida y potencia demandada por el condominio en su conjunto.

El costo, instalación y mantenimiento (preventivo y correctivo) correrán por cuenta de la administración del condominio y se ajustará a los requerimientos de la empresa distribuidora.

Artículo 115. Puntos de medición particulares

Para cada servicio en condominio horizontal o vertical con suministro a media tensión, la empresa eléctrica instalará para cada servicio un medidor monofásico (120/240 V) de lectura y accionamiento (corta y conexión) remoto, conforme a la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación”. El costo de instalación y mantenimiento de los sistemas de medición y registro

de energía y potencia correrá por cuenta de la administración del condominio y se ajustará a los requerimientos de la empresa distribuidora

Artículo 116. Ubicación de medidores y paneles de medidores

La ubicación de los medidores y paneles de medidores en condominios horizontales y verticales servidos a media tensión se ajustará a lo indicado por el Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC: RTCR 458:2011 Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad”.

La ubicación de los medidores y paneles de medidores en condominios horizontales servidos a baja tensión se ajustará a lo indicado en la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

El punto de medición general de condominios verticales y horizontales servidos a media tensión se ubicará conforme a lo indicado en la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

Artículo 117. Acceso a medidores y paneles de medidores

Para efectos de control en la facturación, la administración de los condominios horizontales y verticales con suministro a media tensión, tendrá la obligación de dar acceso a la empresa eléctrica para verificar el estado de los medidores de potencia y energía una vez al año, en la fecha y condiciones que convengan entre las partes. Del mismo modo, cuando la empresa eléctrica tenga dudas sustentadas de que algún medidor no esté funcionando correctamente y requiera revisarlo, la administración del condominio tendrá la obligación de darle acceso a la empresa eléctrica, la cual lo solicitará previamente. En caso de perturbaciones el acceso debe ser inmediato.

Artículo 118. Aplicación tarifaria

La aplicación tarifaria tanto en condominios horizontales como verticales con suministro a media tensión se regirá por lo siguiente:

- a. **Servicios comunes:** la tarifa aplicable para servicios comunes tales como: iluminación común de naturaleza interior como exterior, bombeo de agua potable, accionamiento de portones, piscinas, áreas de entretenimiento, será la correspondiente al uso tipo de la energía del condominio (residencial o general). En condominios de uso múltiple (residencial y comercial) se aplicará la tarifa correspondiente al servicio general.
- b. **Servicios particulares:** La tarifa para cada servicio particular será la correspondiente al uso de la energía (residencial o comercial).
- c. **Punto de medición integral.** La diferencia entre la suma de los consumos de energía y potencia de cada servicio del condominio y el consumo registrado por el medidor del punto de medición integral del condominio (artículo 114), corresponde a las pérdidas técnicas propias del condominio (transformación y distribución), pérdidas por uso ilícito de energía y medición cuando existiese. Sobre este consumo se aplicará la tarifa correspondiente a media tensión.

La aplicación tarifaria en condominios horizontales con suministro a baja tensión se registrará por lo siguiente:

- a. **Servicios comunes:** La tarifa aplicable para servicios comunes tales como: iluminación común, bombeo de agua potable, accionamiento de portones, piscinas, áreas de entretenimiento, será la correspondiente al uso de la energía del condominio (residencial o general). En condominios de uso múltiple (residencial y comercial) se aplicará la tarifa correspondiente al servicio general.
- b. **Servicios particulares:** La tarifa para cada servicio particular será la correspondiente al uso de la energía (residencial o comercial).

Artículo 119. Responsabilidad de la empresa en la calidad del suministro.

En condominios verticales u horizontales con suministro a media tensión, la empresa será responsable por la calidad y continuidad del suministro hasta los terminales del interruptor principal conforme a lo estipulado en la norma AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente; por lo que no podrá responsabilizarse a la empresa eléctrica por daños originados en equipos o instalaciones de los propietarios o usuarios del condominio, por la calidad de la tensión o continuidad del suministro que no se deban a la red de media tensión de la empresa.

En condominios horizontales servidos a baja tensión, la empresa eléctrica será responsable de la calidad y continuidad del suministro eléctrico hasta los terminales del lado de la carga del medidor de energía y potencia. No obstante, no será responsable de daños ocasionados en la propiedad de abonados o usuarios que se deban al mal estado de la instalación eléctrica del inmueble, de conformidad con lo establecido en el artículo 56.

Artículo 120. Recargo por factor de carga y factor de potencia

Los condominios verticales y horizontales servidos a media tensión, serán responsables de mantener un factor de carga superior al 0,85 en su equipo de transformación y el factor de potencia conforme a lo indicado en el artículo 41. En caso de incumplimiento del factor de potencia, se aplicará lo indicado en el artículo 41. En caso de incumplimiento del factor de carga, la empresa eléctrica aplicará una sobre facturación de un 2% sobre el monto correspondiente a energía y demanda, para efectos de compensar los costos que sobre el Sistema Eléctrico Nacional, genera el sobre diseño del transformador.

CAPÍTULO XIV SERVICIOS PROVISIONALES

Artículo 121. Servicios provisionales generales

Para instalaciones tales como ferias, turnos, circos y otros semejantes que se instalan por un periodo menor a seis meses, el abonado deberá cubrir los costos de conexión y desconexión, instalación y reconexión de líneas, transformadores y cualquier otro aparato o equipo, más el costo de los materiales usados.

Estos servicios se conectan a través de un único punto de medición y por cuenta y riesgo de los abonados, quienes son responsables del cumplimiento de las disposiciones del "Reglamento de

oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC), sin que pueda responsabilizarse a la empresa eléctrica por los daños a personas o propiedades causados por el estado defectuoso o deficiente de la instalación eléctrica. La tarifa aplicable a estos servicios será la general incluyendo el cobro de máxima demanda si es del caso.

Artículo 122. Tarifa para servicios provisionales para construcción

Para instalaciones como construcciones, remodelaciones (de edificios no ocupados) y otros semejantes no permanentes se brindará un servicio provisional por un periodo de seis meses prorrogable y se cobrará la tarifa general por el periodo de construcción de la obra.

CAPÍTULO XV EXTENSIONES Y ADECUACIONES DE RED

Artículo 123. Extensiones de líneas mayores a un kilómetro.

Cuando para otorgar un servicio eléctrico se requiera una extensión de la red a media tensión de la empresa sobre vía pública, el abonado o usuario deberá correr con los gastos de la construcción de dicha extensión, de acuerdo con las siguientes reglas:

- a) Si éstas no están dentro de los planes de expansión a corto plazo, ni en los programas de inversión de la empresa y además, no son rentables técnica y económicamente para ella, el costo de la obra correrá por cuenta del interesado o abonado.
- b) Si éstas no están dentro de los planes de expansión de la empresa ni dentro de los programas de inversión, pero son rentables técnica y económicamente para ella, el costo de la obra correrá por cuenta de la empresa, previo un "aporte reembolsable" del interesado.

La empresa le reintegrará al interesado dicho aporte dentro de un plazo razonable que no superará los cinco años, empleando un mecanismo (elaborado por la empresa y sometido a aprobación de la Autoridad Reguladora), que considere, entre otras cosas: los ingresos que la operación de esta obra genere, la depreciación y la garantía de la utilización del servicio que permita la recuperación de lo invertido por la empresa.

- c) Si están dentro de los planes de expansión a corto plazo de la empresa y dentro de los programas de inversión, independientemente de su rentabilidad técnica y económica para ella, el costo de la obra le corresponderá a ésta, por cuanto ya están incluidas dentro de su base tarifaria.

No obstante, si el interesado requiere el servicio antes de lo previsto en el plan de inversiones, éste deberá efectuar un "aporte reembolsable", a efectos de que no se alteren los programas de la empresa.

- d) En el caso de urbanizaciones, el costo de las extensiones o adecuaciones correrán por cuenta del urbanizador.

- e) Para obras de bien social o de emergencia, la empresa eléctrica deberá contar con un fondo, del cual pueda disponer dineros para las ejecuciones respectivas dentro de los plazos que estime deben realizarse.
- f) Para toda construcción o adecuación de red en el ámbito de media o baja tensión, que se efectúe dentro de propiedad privada, el costo correrá por cuenta del interesado, salvo aquellos casos en que la empresa eléctrica solicite servidumbre para el paso de sus redes por dichas propiedades, el cual correrá por cuenta de la empresa eléctrica.

Artículo 124. Instalación y costos de los transformadores

La instalación y costo de los transformadores ante la solicitud de servicio se regirá por las siguientes reglas:

- a. En el caso de que un interesado solicite un servicio a baja tensión, con una demanda estimada menor a 50 kVA monofásica o 150 kVA trifásica, bastará con que exista capacidad eléctrica en la red de la empresa distribuidora para que se le brinde el servicio. El interesado debe suplir el montaje requerido para albergar los transformadores, los cuales correrán por cuenta de la empresa eléctrica. El interesado además debe brindar acceso a la empresa eléctrica al lugar en donde se instalen los transformadores.
- b. Para el caso de los servicios a media tensión, el interesado deberá suministrar los transformadores, siendo además responsable de su mantenimiento. La empresa eléctrica es responsable únicamente de proveer los conductores de acometida y equipo conexo.

En ambos casos, de no contarse con capacidad eléctrica, la empresa no está obligada a brindar el servicio, salvo que el interesado corra con los gastos de adecuación de la red de acuerdo con lo indicado en el artículo 123 de esta norma.

**CAPÍTULO XVI
DISPOSICIONES FINALES.**

Artículo 125. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier usuario, abonado o empresa eléctrica, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado.

Artículo 126. Multas y sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica, será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley No.7593 y leyes conexas.

Artículo 127. Implementación de indicadores

Las empresas eléctricas tendrán un plazo de un año para la implementación de la logística necesaria para el cálculo de los indicadores establecidos en el capítulo XII de esta norma.

Artículo 128. Vigencia

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial.

Artículo 129. Derogación de la norma AR-NT-SDC.

Se deroga la norma AR-NT-SDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización”, promulgada mediante la resolución RRG-2443-2001 del 21 de diciembre de 2001.

- II. Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Comisión Autónoma Ad Hoc, encargada de la revisión, actualización, replanteamiento o modificación de la referida norma (Oficio 893-RG-2013) para que proceda al trámite del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a la Junta Directiva oportunamente.
- V. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DF-OE-AE-IF-03-2012.

ACUERDO FIRME.

En cuanto a la norma AR-NT-SUMEL, Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos y laboratorios de verificación:

ACUERDO 04-53-2014

- I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de norma técnica denominada “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación (AR-NT-SUMEL)”, con fundamento en lo señalado por la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0026-CAHMNE-2014 del 05 de setiembre de 2014:

**“Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación”
(AR-NT-SUMEL-2014)**

**CAPÍTULO I
GENERALIDADES**

Artículo 1. Campo de aplicación.

Esta norma establece:

- a. Las condiciones y requisitos técnicos que deberá cumplir el equipamiento para la actividad de medición y registro de la energía y potencia en todas las etapas del negocio eléctrico.
- b. Los procesos de supervisión asociados a la actividad de verificación, calibración, sellado y control de instrumentos de medición y registro de energía y potencia.

- c. Los procesos de supervisión asociados al control de los patrones y equipos conexos en los laboratorios de verificación, calibración, sellado y control de instrumentos de medición y registro de energía y potencia.

Artículo 2. Obligatoriedad y responsabilidad

Su aplicación es obligatoria para todas las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que se llegasen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Bajo ninguna circunstancia, las empresas eléctricas podrán instalar o hacer uso, para efectos de facturación y de control de la calidad, de un sistema de medición y registro de energía, potencia y calidad de la energía que no cumpla con las condiciones indicadas en la presente norma.

Artículo 3. Propósito

El objeto de la presente norma técnica es definir y describir las condiciones técnicas bajo las cuales se desarrollará la actividad de medición y registro de la energía, potencia y calidad en los siguientes aspectos:

- . Establecimiento y control de laboratorios de medición, su equipamiento y sus unidades de verificación.
- . Características técnicas de patrones portátiles y de laboratorio.
- . Control y supervisión de patrones.
- . Características técnicas de los instrumentos de medición y registro.
- . Control estadístico de los equipos de medición y registro nuevos y en uso.
- . Identificación de los dispositivos de medición y registro.
- . Técnicas de medición y verificación.

Artículo 4. Definiciones

Para efectos de aplicar esta norma técnica, se definen los conceptos siguientes así:

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Abonado en alta tensión: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.

Alta tensión (abreviatura: AT): nivel de tensión igual o superior a 100 kV e igual o menor a 230 kV.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Baja Tensión (abreviatura: BT): nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Equipo de medición, contador, instrumento de medición, medidor: véase sistema de medición.

Factor de potencia: es la relación o razón entre la potencia real y la aparente.

Generador: empresa generadora de energía eléctrica.

Laboratorio de calibración y ensayo: empresa u órgano de una institución pública o privada, persona física o jurídica, debidamente acreditada para la actividad de verificación, calibración, sellado de instrumentos de medición y registro de energía y potencia, de conformidad con lo indicado en el artículo 23 de la Ley 7593, y el artículo 12 de su reglamento, el cual debe cumplir con la Ley No. 8279, Sistema Nacional para la Calidad, y consecuentemente estar acreditado bajo la norma ISO:17025-Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de calibración y ensayo, vigente.

Media Tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor a 100 kV.

Medición: conjunto de operaciones que tiene por objeto determinar, con cierto grado de precisión, el valor de la magnitud de una variable.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Patrón de medición: medida materializada, instrumento de medición, material de referencia o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o más valores de una magnitud para utilizarse como referencia.

Protocolo: serie ordenada de objetivos, metodologías y consideraciones, a ser utilizados y documentados para la observación, análisis e interpretación de los resultados, de las diferentes pruebas y controles estadísticos.

Punto de interconexión: lugar topológico donde se enlaza la red de una empresa distribuidora, un generador o un gran consumidor, con la red de transmisión eléctrica.

Sello de seguridad. Sello de garantía: utensilio de metal o plástico, debidamente identificado y numerado para inhibir el acceso a los mecanismos de calibración de los instrumentos y equipos de medición y registro de energía, potencia y calidad de la energía, además de equipos de laboratorio para calibración y ensayo.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y en las condiciones para su comercialización.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Unidad de verificación: persona física, que tiene la competencia técnica, el equipamiento y la acreditación para la verificación de instrumentos o sistemas de medición, conforme a las regulaciones, normas o especificaciones técnicas.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

Usuario en alta tensión: persona física o jurídica que es consumidor final de energía en la red de alta tensión.

Artículo 5. Acrónicos y abreviaturas

ANSI: American National Standard Institute

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

CAPÍTULO II SISTEMA DE MEDICIÓN ELÉCTRICO EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Artículo 6. Sistema de medición

Las empresas distribuidoras o comercializadoras proveerán e instalarán por su cuenta, los contadores, los transformadores de potencial y corriente, y demás dispositivos necesarios para la medición y registro de la energía consumida y potencia demandada por sus abonados y usuarios, de acuerdo con el uso, cantidad de energía consumida, potencia demandada y el tipo de servicio, de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” y la norma AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”.

Artículo 7. Mantenimiento de los equipos de medición.

Las empresas distribuidoras y comercializadoras están en la obligación de mantener en buen estado de funcionamiento los sistemas de medición, utilizando para ello los procedimientos y controles pertinentes, y realizando a sus sistemas de medición las pruebas técnicas y estadísticas establecidas en esta norma.

Artículo 8. Instalación y ubicación del sistema de medición.

Los sistemas de medición serán instalados de acuerdo con las características del servicio, tomando en cuenta para ello: la seguridad y protección tanto de la instalación eléctrica del abonado como de la empresa; el acceso y facilidades para la instalación y mantenimiento.

Los sistemas de medición serán ubicados de acuerdo con lo establecido en las normas técnicas “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas (AR-SUINAC)”, y “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” (AR-NT-SUCOM) vigentes.

CAPÍTULO III

SUMINISTRO ELÉCTRICO A ALTA TENSIÓN E INTERCONEXIÓN AL SEN

Artículo 9. Sistemas de medición

Las empresas generadoras con una potencia instalada mayor o igual a 1 MW, así como las empresas distribuidoras y transmisoras, proveerán e instalarán por su cuenta los medidores, los transformadores de potencial y corriente, y demás dispositivos necesarios para la medición y registro de la energía y su calidad, así como la potencia inyectada o retirada del SEN, de acuerdo con los procedimientos que para tales efectos proponga el Operador del Sistema y que la Autoridad Reguladora apruebe.

El sistema de medición permitirá su lectura, tanto en sitio como de manera remota, y deberá cumplir con los requisitos indicados en el artículo 13 de esta norma.

Artículo 10. Mantenimiento de los sistemas de medición

Las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras están en la obligación de mantener en buen estado de funcionamiento los sistemas de medición, utilizando para ello los procedimientos y controles pertinentes, y realizando a sus sistemas de medición las pruebas técnicas y estadísticas establecidas en esta norma, y siguiendo los protocolos establecidos por el Operador del Sistema y aprobados por la Autoridad Reguladora, en salvaguardia de la seguridad operativa del SEN.

Artículo 11. Instalación y ubicación del sistema de medición

Los sistemas de medición serán instalados y ubicados de acuerdo con las especificaciones técnicas de las empresas distribuidoras y transmisoras.

CAPÍTULO IV

INSCRIPCION DE MODELO

Artículo 12. Inscripción de modelo

La inscripción de los diferentes modelos de instrumentos o sistemas para medición y registro de la energía y su calidad, así como la potencia eléctrica, en cualquiera de las etapas de la industria eléctrica en Costa Rica, se efectuará ante la Autoridad Reguladora, de acuerdo al procedimiento y requisitos establecidos por dicho ente. No podrá instalarse, para efectos de facturación ni de control de esta, ningún equipo de medición que carezca de la inscripción del modelo correspondiente.

La solicitud de la inscripción de los modelos de instrumentos o sistemas de medición, por parte de cualquier persona física o jurídica se ajustará a los procedimientos que para tales efectos establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 13. Características técnicas mínimas de los equipos de medición

Todos los instrumentos, medios o sistemas de medición empleados en el país, ante una prueba dada, cumplirán con las características técnicas, y como mínimo con los porcentajes de error especificados en las normas estadounidenses ANSI C12.1, C12.7, C12.10, C12.16, C12.18, C12.19, C12.20, C12.22 y ANSI C57.13 que correspondan, de acuerdo con el uso de la energía,

el tipo de servicio (según la clasificación establecida en la norma técnica AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”), y la demanda de potencia y energía.

En los sistemas de medición con registro de parámetros de calidad, adicionalmente deberán cumplir con la norma IEC-61000-4-30 “Técnicas de ensayo y medida. Métodos de medida de la calidad de suministro”.

Artículo 14. Requisitos para solicitar la inscripción de modelos

Toda solicitud de inscripción de modelos de instrumentos o sistemas de medición y registro se realizará por escrito y se acompañará de toda la documentación, en idioma español o en su defecto acompañada por su traducción oficial, necesaria para entender su funcionamiento y conexión (descripciones, diseño, esquemas, y hardware para la programación y descripción del funcionamiento eléctrico y mecánico). Asimismo, deberá entregarse una copia de seguridad del software utilizado. De igual forma deberá contemplar la información relativa a los ajustes, esquemas y procedimientos para su verificación, contraste y calibración.

Asimismo, debe aportarse certificado del cumplimiento de las normas ANSI correspondientes, autenticado mediante el trámite consular de apostillado, expedido por un laboratorio acreditado del país de origen.

Artículo 15. Causas para denegar la inscripción de los modelos

La Autoridad Reguladora podrá denegar la inscripción de un modelo en las siguientes circunstancias:

- a. Cuando la información técnica contenida en la solicitud no cumpla con lo indicado en el artículo 14, o bien, resulte insuficiente para la realización de las pruebas correspondientes, o para verificación del cumplimiento de las normas indicadas en el artículo 13.
- b. Cuando el instrumento o sistema de medición no cumpla con los valores de error permisible especificados en las normas ANSI, señaladas en el artículo 13 de esta norma.
- c. Cuando las características eléctricas, mecánicas, constructivas y técnicas del modelo no se ajusten a los requerimientos técnicos de la aplicación deseada.

Artículo 16. Comprobación de las características técnicas de los modelos sujetos a inscripción

Recibida la solicitud de inscripción de modelo, la Autoridad Reguladora analizará la información suministrada con la solicitud de inscripción, y verificarán que los modelos de los sistemas de medición posean las características eléctricas, mecánicas, constructivas y tecnológicas adecuadas para su utilización en el país, y que cumplan con la normativa ANSI correspondiente.

La aprobación o rechazo de la inscripción de los modelos se hará en un plazo máximo de 30 días hábiles, contado a partir de la fecha de recibo de la solicitud completa, de acuerdo con el procedimiento que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 17. Universalidad de la aprobación o rechazo de la inscripción de modelo

La aprobación o rechazo de inscripción de un determinado modelo de sistema de medición, surtirá el mismo efecto para todas las empresas eléctricas, salvo criterio contrario de la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus potestades legales.

CAPÍTULO V

ADQUISICIÓN Y REPORTE DE PRUEBA DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Artículo 18. Requisitos para adquirir instrumentos o sistemas de medición

Las empresas eléctricas adquirirán instrumentos o sistemas de medición, para medición de consumo y demanda de sus abonados y usuarios, que tengan las mismas características técnicas y metrológicas de los modelos inscritos ante la Autoridad Reguladora.

Artículo 19. Reporte de prueba de los instrumentos o sistemas de medición

Los instrumentos o sistemas de medición que adquieran las empresas eléctricas deben contar, cada uno de ellos, con su correspondiente reporte de prueba en fábrica, expedido por el fabricante, indicando que el instrumento o sistema de medición cumple, como mínimo, con los porcentajes de error de la correspondiente norma ANSI.

Para los transformadores de potencial y corriente asociados con el sistema de medición, la Autoridad Reguladora en ejercicio de sus facultades de control, solicitará, además de lo estipulado en el artículo 14, copia con los resultados de las pruebas de verificación expedida por el fabricante, la cual deberá ser en idioma español o en su defecto acompañada por su traducción oficial, sobre el cumplimiento de la normativa ANSI correspondiente con el tipo de equipo. Se debe presentar las pruebas referentes al elemento tipo y las generales efectuadas sobre los mismos por el fabricante.

Artículo 20. Sellado de los sistemas de medición.

Cada contador o sistema de medición poseerá los sellos de garantía que impidan el acceso a los mecanismos de ajuste o calibración del instrumento e instalado por la empresa eléctrica. Los sellos serán codificados y numerados de manera consecutiva y estarán asociados de manera exclusiva a cada contador o instrumento que forma parte del sistema de medición. La empresa eléctrica será responsable del manejo y control de los sellos, para lo cual establecerá los procedimientos adecuados, los que eventualmente podrán ser auditados por la Autoridad Reguladora.

Artículo 21. Retiro del sello en los instrumentos o sistemas de medición

Ningún abonado, usuario, persona física o jurídica están autorizados a quitar el sello de garantía. Esta potestad es exclusiva del personal autorizado de laboratorios y unidades de verificación.

El personal calificado de laboratorios de medidores y unidades de verificación, solo podrán remover el sello en las instalaciones del laboratorio, o en labores de campo cuando se justifique, en caso de reparación o realización de ajustes de programación para garantizar la exactitud del sistema de medición, verificación por uso ilícito, o debido a la realización de las pruebas para atención de reclamos o control estadístico, indicadas en el Capítulo X de esta norma técnica.

Artículo 22. Nomenclatura de colores de sellos de garantía

Los sellos de garantía además de su codificación y numeración establecida en el artículo 20, estarán debidamente identificados mediante colores para identificar la última intervención efectuada sobre el contador, la totalidad del sistema de medición o algún componente, de la siguiente manera:

Código de color	Intervención
Verde	Verificación de la certificación del fabricante
Amarillo	Verificación por queja o estudio de consumo
Rojo	Verificación por uso ilícito
Café	Reparación o calibración
Azul	Verificación por control estadístico

CAPÍTULO VI LABORATORIOS DE MEDICIÓN

Artículo 23. Condiciones para la instalación de laboratorios de medición

Las empresas u órganos de instituciones públicas o privadas, personas físicas o jurídicas que realicen la actividad de verificación, calibración y sellado de instrumentos o sistemas de medición y registro de energía, potencia y su calidad, de conformidad con lo indicado en el artículo 23 de la Ley 7593, y el artículo 12 de su reglamento, deben acondicionar un local, para la instalación de un “Laboratorio de Medición”, el cual debe cumplir con la Ley No. 8279, Sistema Nacional para la Calidad, y consecuentemente estar acreditado bajo la norma ISO:17025, más reciente.

Artículo 24. Acondicionamiento de los laboratorios de medición y condiciones de prueba

Los laboratorios de medición que se instalen deben cumplir con los requisitos establecidos en la “Sección 3.4” de la norma estadounidense “*American National Standard Code for Electricity Metering*” ANSI C12.1-2008, o su equivalente más reciente.

Es terminantemente prohibido efectuar en estos locales, actividades ajenas a la calibración, verificación, sellado y control de medidores eléctricos y equipos complementarios.

CAPÍTULO VII DE LOS EQUIPOS DEL LABORATORIO

Artículo 25. Características técnicas para la adquisición de equipo de verificación

Los laboratorios de calibración y ensayo, adquirirán los dispositivos para la verificación, calibración o realización de otras pruebas a instrumentos o sistemas de medición que cumplan como mínimo con las referencias indicadas en el numeral 4.7 de la Norma ANSI C12.1-2008, o su equivalente más reciente.

Artículo 26. Mantenimiento y conservación de los equipos de verificación y contraste

Los laboratorios de calibración y ensayo, efectuarán el mantenimiento preventivo y correctivo a los dispositivos con que se cuente para la verificación y contraste de los instrumentos o sistemas de medición.

Artículo 27. Sello de seguridad de los equipos de prueba

Los patrones e instrumentos que posean los equipos de prueba para la verificación y calibración de los sistemas de medición no podrán ser manipulados, modificados o alterados en ninguna forma. El mantenimiento preventivo (limpieza, sustitución de piezas dañadas) se realizará siempre y cuando cumplan con las características originales de construcción y garantice las condiciones que tenían originalmente.

Los patrones deberán poseer un sello de calibración, instalado por el fabricante, o de la entidad certificadora que efectúe las pruebas de contraste y calibración estipuladas en el artículo 28 de esta norma.

Artículo 28. Término para realizar pruebas de verificación y contraste a los equipos de pruebas

Cada año los laboratorios de calibración y ensayo, someterán a verificación o calibración los equipos de prueba de los laboratorios y sus patrones para constatar el cumplimiento de las referencias 3.10 de la Norma ANSI C12.1-2008, y de las características específicas del fabricante.

Artículo 29. Realización de auditorías técnicas por parte de la Autoridad Reguladora

Los laboratorios de medición deberán someterse a las auditorías establecidas por la norma ISO-17025. No obstante ello, la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus facultades y cuando lo considere pertinente, efectuará auditorías técnicas para verificar que los laboratorios de medición y sus dispositivos cumplan con las condiciones especificadas en esta norma técnica.

CAPÍTULO VIII CONTROL DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Artículo 30. Sistema de control de contadores de energía eléctrica

Las empresas eléctricas deben mantener una base de datos de los contadores de energía y equipos complementarios de su propiedad, en la que se especificará, como mínimo, la siguiente información:

Nombre de la empresa eléctrica, Identificación del medidor, Fabricante del equipo, Tipo, Clase, Número de elementos, Fases, Número de hilos, Razón de registro (Rr), Revoluciones del disco por kilowattthora (kh) para medidores electromecánicos, Tensión, Constante de demanda máxima, Constante propia del registro (Kr), Corriente de prueba, Número de sello de garantía instalado por la empresa, Año de adquisición, Historial de localizaciones y fechas en donde se ha instalado, lecturas de instalación y de retiro. También contendrá la información de los equipos complementarios de los contadores eléctricos (transformadores de instrumento).

Artículo 31. Acceso a la base de datos

Las empresas eléctricas proveerán a la Autoridad Reguladora los medios necesarios para dar acceso directo a la base de datos de contadores de energía eléctrica.

Artículo 32. Sistema de identificación de medidores eléctricos

Para la identificación de los medidores de energía eléctrica se establece como condición mínima que las empresas eléctricas soliciten al fabricante que la placa de características del contador incluya la siguiente información:

- a. Nombre de la empresa eléctrica.
- b. Año de fabricación del medidor.
- c. Numeración del contador con al menos ocho caracteres.
- d. Tipo de servicio en el que se utiliza el contador, desglosado así:
 - M: Monofásico
 - M_D: Monofásico con demanda
 - E_D: Trifásico conexión estrella con demanda
 - E_D_D: Trifásico conexión estrella o delta con demanda
 - N: Sistema dos fases, tres hilos para sistemas de distribución 120/208 voltios
 - N_D: Sistema dos fases, tres hilos para sistemas de distribución 120/208 voltios con demanda.

Artículo 33. Identificación de contadores eléctricos reparados o calibrados

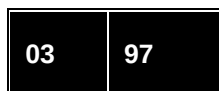
Aquellos contadores eléctricos que hayan sido reparados, calibrados o ajustados en su programación por las empresas eléctricas, serán identificados de forma visible con una calcomanía, resistente a la humedad y al calor, colocada en algún punto conveniente según las características del contador. La calcomanía tendrá las características siguientes:

Dimensiones: 35 mm largo x 20 mm ancho

Color: Fondo negro, caracteres en blanco

Secciones: Dos. La primera incluirá el mes y la segunda el año de la reparación calibración o ajuste de programación.

Muestra:



Artículo 34. Indicación de la constante de medición

En los sistemas de medición con transformadores de instrumento, las empresas eléctricas deberán indicar las razones de transformación y la constante total de medición, en un lugar visible, pero que no obstruya la visibilidad de la placa de características del contador ni la pantalla del mismo. Dichas indicaciones deben ser resistentes a la humedad y a los rayos solares.

CAPÍTULO IX PRUEBAS A MEDIDORES NUEVOS

Artículo 35. Muestreo estadístico

Las empresas eléctricas efectuarán en un laboratorio de calibración y ensayo, y siguiendo los criterios estadísticos estipulados en esta norma, pruebas de verificación del cumplimiento de las normas ANSI indicadas en el artículo 13 de esta norma, a los lotes de medidores que adquieran, en forma previa a que los mismos sean sellados e instalados. Dichas pruebas deberán quedar debidamente documentadas para efectos de control.

Artículo 36. Criterios de muestreo de medidores de energía nuevos

El procedimiento de muestreo de los lotes de medidores o contadores nuevos adquiridos por las empresas eléctricas se efectuará de la siguiente manera:

Lotes menores a diez mil unidades (ver tabla N° 1): Se extraerá aleatoriamente una muestra de cuarenta medidores (40), a los cuales se les realizarán todas las pruebas de exactitud. El lote será aceptado si de la muestra, un único medidor no supera las pruebas requeridas. La totalidad del lote será rechazado en el caso de que cinco o más de ellos no superen las pruebas.

Para el caso cuando sean dos, tres o hasta cuatro medidores que no cumplan las pruebas requeridas, se procederá a extraer de ese mismo lote una segunda muestra de cuarenta medidores (40), para un tamaño de muestra acumulada de ochenta unidades (80).

El lote será aceptado en su totalidad cuando de esa muestra acumulada, cuatro medidores o menos no superen las pruebas. La totalidad del lote será rechazado en el caso de que cinco o más medidores de la muestra acumulada no superen las pruebas.

Tabla N° 1
Criterio de muestreo para el control de medidores nuevos

Tamaño del Lote	Tamaño de Muestra	Tamaño de Muestra Acumulada	Número de Medidores fuera de rango de exactitud	
			Criterio de Aceptación	Criterio de Rechazo
<10000	40		1	5
		80	4	5
>10000	80		2	8
		160	8	9

Cuando la cantidad de medidores que se encuentre fuera del rango de los porcentajes de error especificados en las normas ANSI correspondientes, exceda *al valor indicado en la cuarta columna de la Tabla N° 1*, se *efectuará una segunda prueba*. Si en esa segunda prueba la cantidad de medidores excede nuevamente dicho valor, la totalidad del lote será rechazado.

Lotes mayores a diez mil unidades: Se aplicará el mismo procedimiento con los valores establecidos en la Tabla N° 1.

Excepción: Para los contadores de energía con registro de máxima demanda se verificará su totalidad, rechazando aquellos que incumplan las pruebas requeridas.

Artículo 37. Mínimo de pruebas a realizar a los medidores de energía nuevos

Las pruebas mínimas a realizar a los medidores nuevos serán las siguientes:

- Prueba de vacío.
- Prueba de arranque.
- Prueba de carga.
- Prueba de efecto de variación del factor de potencia.

- e. Prueba de variación de tensión.
- f. Prueba de independencia entre estatores.
- g. Máxima demanda.

Las pruebas se realizarán siguiendo las condiciones y procedimientos establecidos en la “Sección 4” de la norma estadounidense “*American National Standard Code for Electricity Metering*” ANSI C12.1 vigente o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales establezca la Autoridad Reguladora.

A los medidores electrónicos de estado sólido, se les realizarán las pruebas equivalentes para los contadores electromecánicos, pero siguiendo las condiciones y procedimientos establecidos en la norma estadounidense “*American National Standard Code for Electricity Metering*” ANSI C12.20 para medidores clase 0.2 y 0.5 y ANSI C12.16 vigentes, o las versiones que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca.

CAPÍTULO X

PRUEBAS A MEDIDORES EN USO

Artículo 38. Periodicidad del muestreo estadístico

Las empresas eléctricas ejecutarán, en un laboratorio de calibración y ensayo, las pruebas de verificación de las condiciones de funcionamiento de los medidores en uso. Para los medidores trifásicos, bifásicos y monofásicos con registro de demanda, las pruebas se realizarán cada cinco años y para los monofásicos y bifásicos sin registro de demanda cada siete años, las cuales deberán documentarse para el control respectivo. El tipo de pruebas que se harán son las mismas indicadas en el Capítulo IX “Pruebas a Medidores Nuevos”. En el caso de los medidores que por razones de costo - lejanía, y en su traslado se comprometa el buen estado del mismo, se podrán realizar las siguientes pruebas de campo, según el tipo de medidor:

Medidores monofásicos y bifásicos de energía.

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba en los puntos de ajuste referidos a la corriente de prueba (TA) del medidor y el factor de potencia (F.P.) indicado:

Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1.
Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=0.5 en atraso.
Carga Liviana (LL) 10% TA @ F.P.=1

Medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos de energía y demanda.

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba en los puntos de ajuste referidos a la corriente de prueba (TA) del medidor y el factor de potencia (F.P.) indicado:
Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1.
Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=0.5 en atraso.
Carga Liviana (LL) 10% TA @ F.P.=1

- c. Prueba de demanda a Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1

d. Revisión y verificación de la correcta conexión del medidor mediante la elaboración del diagrama fasorial.

Artículo 39. Criterio de aprobación o rechazo

El procedimiento de muestreo de los lotes de medidores en uso se realizará estadísticamente, según el lote de medidores instalados en el año en estudio, de la siguiente manera:

Lotes de medidores instalados menores a diez mil unidades: Se extraerá aleatoriamente una muestra de cuarenta medidores (40) a los cuales se les realizarán todas las pruebas de exactitud. El lote será aceptado si de la muestra un único medidor no supera las pruebas requeridas. La totalidad del lote instalado ese año será revisado cuando cinco o más de ellos no superen las pruebas.

Cuando sean dos, tres o hasta cuatro medidores que no cumplan las pruebas requeridas, se procederá a extraer de ese mismo lote una segunda muestra de cuarenta medidores (40), para un tamaño de muestra acumulada de ochenta unidades (80).

El lote será aceptado en su totalidad cuando de esa muestra acumulada cuatro medidores no superen las pruebas. La totalidad del lote instalado ese año será revisado cuando cinco o más contadores de la muestra acumulada no superen las pruebas. Y se realizarán las sustituciones necesarias.

Lotes de medidores instalados mayores a diez mil unidades: Se aplicará el mismo procedimiento con los valores establecidos en la Tabla N° 1. En los casos de los contadores que no superen las pruebas, las empresas eléctricas realizarán las sustituciones necesarias.

Artículo 40. Criterio de aprobación o rechazo de los transformadores de instrumento en uso.

Aprovechando la periodicidad del muestreo estadístico estipulado en el artículo 38, los transformadores de instrumento asociados a los sistemas de medición en uso por parte de las empresas eléctricas serán sometidos a pruebas de verificación de su funcionamiento, cumpliendo como mínimo con la norma ANSI C57.13 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca, y serán realizadas las siguientes verificaciones:

- a. Verificación de la placa de características.
- b. Verificación de la correcta relación de corriente primaria versus corriente secundaria instantánea. (Relación de transformación)
- c. Prueba de impedancia de carga secundaria (*burden* de C.T.)
- d. Verificación de la correcta conexión secundaria, mediante la elaboración del diagrama fasorial.

Los transformadores de instrumento serán remplazados cuando no superen las pruebas. Ante fallas o averías de las bobinas y transformadores de instrumento asociados a los sistemas de medición, los mismos deberán ser reparados o reemplazados en un tiempo no mayor a 24 horas, después de haberse reportado la anomalía.

Artículo 41. Fiscalización de las pruebas realizadas a los sistemas de medición

La Autoridad Reguladora en ejercicio de sus potestades efectuará, por el medio que ella designe, auditorías técnicas necesarias para verificar y fiscalizar las pruebas a los medidores en uso.

Artículo 42. Sello de garantía

Todo medidor al que se le haya retirado el sello de garantía instalado por el fabricante, según lo indicado en el artículo 21 de esta norma, ya sea por haberle realizado pruebas de laboratorio por control estadístico, queja por alto consumo o uso ilícito de energía, reparación o calibración, deberá ser sellado nuevamente, previa verificación del buen funcionamiento del mismo, por un laboratorio de calibración y ensayo o unidad de verificación.

Artículo 43. Verificación y pruebas de campo

Los laboratorios de calibración y ensayo en coordinación con las empresas eléctricas, podrán, cuando lo consideren pertinente o para la atención de quejas por alto consumo y uso ilícito de energía, efectuar pruebas de verificación de campo a los sistemas de medición. Solo en caso de que las pruebas realizadas en campo superen el error permitido, se procederá con el traslado del mismo al laboratorio para su verificación. Esas pruebas serán realizadas con el equipo de verificación necesario, y siguiendo las indicaciones contenidas en la “Sección 5” de la norma estadounidense “American National Standard Code for Electricity Metering”, ANSI C12.1-2008 o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca. El laboratorio conservará, los protocolos y la documentación necesaria para la atención de las quejas.

Se podrá contar con Unidades de Verificación conformadas por personal de los laboratorios, de acuerdo con la Ley No.8279, Sistema Nacional para la Calidad, las cuales deberán ser acreditadas bajo la norma ISO-17020 vigente, para la realización de pruebas de campo.

CAPÍTULO XI TÉCNICAS DE MEDICIÓN, PROTOCOLOS Y PROCEDIMIENTOS

Artículo 44. Intervalo de demanda

Para los servicios en los que se facture la energía consumida y la potencia, la demanda a facturar será la máxima que se registre en un intervalo de integración de quince minutos (15 min), durante el período a facturar.

Las empresas eléctricas establecerán un sub-período de integración de cinco minutos (5 min) para los equipos de medición con opción de sub-intervalos para la determinación de la máxima demanda.

Artículo 45. Tiempo de retardo en los equipos de medición

En los equipos de medición con opción de especificar un tiempo de retardo (tiempo muerto), para el nuevo inicio del periodo de integración en la determinación de la máxima demanda, se ajustará dicho tiempo de retardo a quince minutos (15 min).

Artículo 46. Determinación del factor de potencia

Para determinar el factor de potencia, las empresas eléctricas instalarán medidores que determinen el factor de potencia coincidente con la máxima demanda del periodo a facturar y para

cada tarifa horaria (pico, valle y nocturno). En el período a facturar la compensación de la potencia por bajo factor de potencia se calculará con base en el factor de potencia promedio y la máxima demanda del período a facturar para cada tarifa horaria cuando aplique.

Artículo 47. Ajuste del reloj en medidores multitarifa

Las empresas eléctricas ajustarán el reloj de los medidores multitarifa, de acuerdo con la hora del servicio telefónico 1112. Sin embargo, en caso de presentarse controversia respecto de la hora, se tendrá como hora oficial la establecida por el Instituto Meteorológico Nacional, entidad encargada de fijarla, de acuerdo con el Decreto Ejecutivo N° 30 del 22 de mayo de 1954, publicado en La Gaceta N° 120 del 30 de mayo de 1954.

Artículo 48. Establecimiento de protocolos y procedimientos

Los laboratorios de calibración elaborarán y mantendrán actualizados los procedimientos y protocolos de examen a utilizarse en las diferentes pruebas y controles estadísticos establecidos en la presente norma técnica, los cuales deberán ser remitidos a la Autoridad Reguladora para su aprobación cada dos años o cuando la técnica lo amerite y el laboratorio lo considere necesario.

CAPÍTULO XII MEDICIÓN A GENERADORES, DISTRIBUIDORES Y USUARIOS SERVIDOS A ALTA TENSIÓN

Artículo 49. Características y condiciones generales de los equipos de medición

Los sistemas para la medición y registro de la energía y potencia de grandes consumidores, empresas de distribución y de generadores privados interconectados al SEN tendrán las características y condiciones siguientes:

- a. Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, de solo lectura, del tipo multifunción de estado sólido, bidireccional, dotados de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la normas ANSI C12.16 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca.
- b. Cada sistema de medición contará al menos con lo siguiente:
 - i. Un medidor principal y uno de respaldo, con iguales características de precisión y exactitud.
 - ii. Transformadores de corriente y potencial, que podrán ser compartidos o ser independientes para cada medidor.
- c. La precisión requerida para los sistemas de medición será la establecida en las normas ANSI C12.20 y ANSI C57 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca.
- d. La carga de los transformadores de corriente y potencial, asociados al sistema de medición principal y de respaldo no podrá sobrepasar el rango de carga de los transformadores de instrumento especificado en la norma ANSI C57.13 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca, para la exactitud requerida.

- e. El sistema de medición contará con los elementos necesarios que permitan separar o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificar en el lugar o reemplazar sin afectar los elementos restantes.
- f. Los medidores (principal y de respaldo) estarán conectados en el punto de interconexión en el cual inyectan o retiran energía del SEN.
- g. La instalación del sistema de medición estará a cargo del ICE o la empresa distribuidora según corresponda.
- h. Los sistemas de medición serán verificados anualmente.

CAPÍTULO XIII MEDICIÓN REMOTA Y EQUIPAMIENTO

Artículo 50. Proyectos de medición remota

Bajo autorización de la Autoridad Reguladora, previa presentación del estudio de beneficio-costos, las empresas eléctricas podrán implementar proyectos de medición remota en sus áreas de concesión.

Artículo 51. Arquitectura del sistema de medición remota

Para efectos de seguridad en la lectura en sitio y la comunicación de los datos y el costo, se deberá desarrollar una arquitectura del sistema de medición del tipo distribuido.

Artículo 52. Seguridad y medios de comunicación

Las empresas deben establecer los medios de comunicación y el equipamiento necesario para asegurar la calidad en la recolección de datos, su transmisión a los centros de control y su procesamiento, conforme a la normativa internacional y en concordancia con la norma ANSI C12.22 "Protocol specification for interfacing to data communication networks".

CAPÍTULO XIV SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL

Artículo 53. Sistema de medición

Los sistemas de medición a utilizarse para efectos de transacciones en el Mercado Regional se ajustarán como mínimo a lo establecido en los artículos 13 y 49 de esta norma.

Artículo 54. Sistema de Medición Comercial SIMEC

El sistema de medición comercial (SIMEC), a implementar por el Operador del Sistema de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2 del Capítulo 2 y anexo A del Libro II del Reglamento del Mercado Regional (Operación Técnica y Comercial), los artículos 67 al 72 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central y los artículos 19 al 37 del Reglamento de Detalle de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria, debe ajustarse en lo que

respecta al equipamiento para la medición y registro de la energía y potencia y su calidad, con lo establecido en esta norma.

CAPÍTULO XV DISPOSICIONES FINALES

Artículo 55. Pruebas por parte de la Autoridad Reguladora

Cuando lo estime necesario la Autoridad Reguladora, por sus medios o mediante contratación de terceros, podrá someter a los medidores nuevos y en uso a pruebas adicionales a las efectuadas por las empresas eléctricas en los laboratorios de calibración y ensayo. Asimismo, podrá someter a pruebas a las mesas de calibración, patrones de laboratorio y portátiles.

Artículo 56. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier empresa participante del negocio eléctrico, abonado o usuario ante conflictos en materia de interpretación y aplicación de esta disposición, podrá recurrir a la Autoridad Reguladora, quien resolverá sobre el asunto de acuerdo con los términos de la Ley N° 7593.

Artículo 57. Sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 7593 y leyes conexas.

Artículo 58. Vigencia

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

Artículo 59. Protocolos y procedimiento

Se establece un plazo de seis meses contados a partir de la puesta en vigencia de esta norma para que las empresas eléctricas y los laboratorios de calibración y ensayo desarrollen los protocolos, procedimientos y procesos informáticos establecidos en los artículos 30 y 48 de esta norma.

Artículo 60. Derogación de la norma AR-NT-CON

Se deroga la norma AR-NT-CON “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica”, promulgada mediante la resolución RRG-2440-2001 del 21 de diciembre de 2001.

- II.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III.** Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV.** Instruir a la Comisión Autónoma Ad Hoc, encargada de la revisión, actualización, replanteamiento o modificación de la referida norma (Oficio 893-RG-2013) para que proceda al trámite del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración

de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a la Junta Directiva oportunamente.

- V. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

En cuanto a la norma Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”(AR-NT-SUINAC-2014:

ACUERDO 05-53-2014

- I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de norma técnica denominada Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC-2014), con fundamento en lo señalado por la Comisión Ad Hoc mediante el oficio 0026-CAHMNE-2014 del 5 de setiembre de 2014:

**“Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”
(AR-NT-SUINAC-2014)**

**CAPÍTULO I
GENERALIDADES**

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece las condiciones técnicas que deben observar y cumplir las empresas distribuidoras de energía eléctrica en forma previa a la conexión o reconexión de sus redes con la instalación eléctrica de los edificios de los abonados, en el entendido de que las instalaciones que realicen los abonados, a partir del punto de entrega, son plena responsabilidad de ellos y están establecidos en el Decreto Ejecutivo No.36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011), que en adelante se citará como Código Eléctrico de Costa Rica, y otra normativa que se emita a nivel nacional al respecto.

Su aplicación es obligatoria para todas las empresas de distribución de energía eléctrica, que se encuentren establecidas en el país o que se lleguen a establecer bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Asimismo, la presente normativa técnica fija las distancias de separación entre las redes de distribución y los edificios, con el fin de garantizar las condiciones mínimas de seguridad y protección con que se debe de contar, en salvaguarda de la vida humana y de la propiedad privada.

Esta norma no aplica para instalaciones eléctricas temporales, tales como turnos, circos, conciertos, ferias y otras no permanentes, las cuales se deben regir por lo que establece el Código Eléctrico de Costa Rica.

Las figuras indicadas en esta Norma forman parte de esta y son de acatamiento obligatorio.

Artículo 2. Propósito

El propósito de esta norma es definir y describir los aspectos técnicos generales que deben satisfacer las conexiones entre las redes de las empresas distribuidoras y las instalaciones eléctricas de los edificios, estableciendo lineamientos en los siguientes aspectos:

- a. Requerimientos técnicos con respecto a los equipos y a las instalaciones de acometidas a baja y media tensión.
- b. Distancias mínimas de seguridad entre edificaciones y los conductores de líneas eléctricas energizadas a media y baja tensión.

Artículo 3. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta normativa, se aplican las definiciones siguientes:

Accesible: capaz de ser alcanzado fácil y rápidamente para la operación, mantenimiento, reemplazo e inspección, sin necesidad de subir o quitar obstáculos o hacer uso de accesorios tales como: escaleras portátiles o sillas

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito o aceptado uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Acometida eléctrica: los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores en el caso de acometidas a media tensión.

Acometida aérea: acometida eléctrica desarrollada en forma aérea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Acometida subterránea: acometida eléctrica desarrollada en forma subterránea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Baja Tensión (abreviatura: BT): nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Bóveda de transformadores: estructura cerrada y ubicada por encima o debajo del nivel de calle, con paredes, techo y piso resistentes al fuego, en cuyo interior se instalan transformadores y su equipo anexo, los cuales no están atendidos permanentemente durante su funcionamiento.

Capacidad de banco de transformadores: suma de las potencias nominales en kVA de los transformadores conectados entre sí.

Conductores de acometida: conductores que conectan la red de la empresa distribuidora con los conductores de entrada.

Conductores de entrada: los conductores localizados entre el punto de entrega y un punto de la red de distribución donde éstos conductores se empalman con los conductores de la acometida.

Conduleta (Botaguas): elemento de un sistema de tuberías, que permite el acceso de conductores al interior de un edificio mediante tapas removibles en las uniones de dos o más tramos de tubería o al final de uno de ellos.

Conexión efectiva a tierra: conexión intencional por la que un circuito eléctrico o equipo se conecta a tierra, por medio de un conductor de baja impedancia, para limitar la formación de tensiones a niveles menores de aquellos que resultarían en daños a las personas.

Ducto de medidores: caja metálica o de otro material con tapa removible, para el montaje de contadores de energía eléctrica.

Edificio, edificación o construcción: toda estructura que se fije o se incorpore a un terreno; incluye cualquier obra de modificación, remodelación o ampliación que implique permanencia.

Electrodo de puesta a tierra: varilla, placa metálica, anillo o malla artificial enterrada para la conexión efectiva a tierra.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa comercializadora: empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Equipo de medición, contador, instrumento de medición, medidor: Véase sistema de medición.

Espacio de trabajo: área dispuesta alrededor de los equipos de la acometida eléctrica, para facilitar las labores de mantenimiento y maniobra en forma rápida y segura.

Frente muerto: característica de un equipo eléctrico, el cual carece de elementos energizados expuestos al personal en el lado de accionamiento del equipo.

Grupo de medidores: determinado número de contadores de energía eléctrica agrupados en un solo punto para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección.

Línea de construcción: línea que demarca el límite de edificación permitido dentro de la propiedad.

Línea de propiedad: línea que demarca los límites de la propiedad en particular.

Lugar de acceso restringido: espacio en el cual solo se permite el ingreso y permanencia a personal calificado y autorizado.

Manga termo contráctil: cubierta removible diseñada para el aislamiento confiable, la cual debe contraerse por el flujo de calor a través de su superficie.

Medidores o contadores: instrumentos que registran el consumo de energía, demanda eléctrica o ambos. (Véase sistema de medición)

Medio de desconexión: dispositivos o grupo de dispositivos por los cuales los conductores de un circuito pueden ser desconectados de su fuente de suministro.

Media Tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor a 100 kV.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Persona calificada: aquel individuo que está facultado para el manejo de equipo eléctrico para el tipo de obras contempladas en esta normativa, y consciente de los riesgos inherentes a tal actividad.

Potencia demandada: potencia eléctrica requerida en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, medida en kW o kVA.

Punto de entrega: es el lugar físico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Punto de entrega en media tensión: corresponde a los terminales del lado de la empresa del medio de desconexión de la acometida de media tensión instalado por el abonado en el límite de su propiedad.

Punto de entrega en baja tensión: corresponde a los terminales del lado de la carga del medidor de energía en servicios con medidores hasta clase 320 y hasta los terminales del interruptor principal en los demás servicios.

Recinto cerrado: espacio destinado para la instalación de transformadores y su equipo anexo y que está rodeado por malla ciclón o paredes de concreto, y techado para evitar que las personas tengan contacto accidental con partes energizadas o para proteger el equipo contra daño físico.

Red Eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Sistema de puesta a tierra: es el conjunto de equipos y materiales mediante el cual una instalación eléctrica se conecta a tierra (superficie equipotencial).

Transformador: máquina eléctrica estática que transfiere energía entre dos o más circuitos por medio de inducción electromagnética, comúnmente con el fin de elevar o reducir niveles de tensión y corriente eléctrica, sin variar sus frecuencias.

Transformador sumergible: transformador construido con capacidad de operar satisfactoriamente cuando es sumergido en agua, bajo determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

CAPÍTULO II CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 4. Certificación de componentes de acometida

Los conductores, accesorios y equipo de la acometida deberán cumplir con los requisitos de certificación establecidos en el Código Eléctrico de Costa Rica.

Artículo 5 Número de acometidas

Un edificio o cualquier otra estructura, debe estar servido por una única acometida. No obstante, con la autorización previa de la empresa distribuidora y a solicitud del abonado, se podrá instalar más de una acometida en los siguientes casos:

- a. Cuando se requiera una acometida independiente para el bombeo de agua en un sistema contra incendio.
- b. Cuando se requiera una acometida separada para sistemas de emergencia y sistemas de reserva.
- c. Cuando se requieran diferentes tipos de servicios (monofásico o trifásico) o niveles de tensión.
- d. Donde los requerimientos de demanda de una instalación monofásica sean superiores a los que la empresa distribuidora suministra normalmente para un solo servicio monofásico.
- e. En edificios de gran superficie, cuando éstos se desarrollan en áreas muy extensas
- f. Cuando se requiera aumentar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Artículo 6. Acometidas separadas de otros edificios

Los conductores de acometidas de una edificación no deben pasar por el interior de otro edificio o estructura aledaña, pero puede, a criterio de la empresa eléctrica, permitirse el paso por el exterior, siempre y cuando se cumplan los demás requisitos de esta norma. (Ver Figura # 1). En el caso de acometidas subterráneas, su trayectoria comprenderá áreas que permitan el fácil acceso y maniobrabilidad por parte de la empresa distribuidora.

CAPÍTULO III ACOMETIDAS AÉREAS A BAJA TENSIÓN

Artículo 7. Separación vertical sobre techos

Cuando la tensión de alimentación no supere los 600 V, los conductores de la acometida deben tener una separación vertical no menor de 2,5 m. Esta separación debe ser medida desde cualquiera de los puntos de los techos sobre los cuales pasan los conductores energizados.

Cuando la tensión entre conductores no exceda los 300 V, la separación de los conductores con respecto al techo puede reducirse hasta 0,5 m, siempre y cuando los conductores de la acometida terminen en una canalización de entrada. (Ver Figura # 2 A).

No obstante, cuando la pendiente del techo del edificio sea mayor al 33 %, la separación mínima entre los conductores de la acometida y el techo mencionado, no debe ser menor a 0,9 m (Ver Figura # 2 D).

Artículo 8. Longitud de conductores de acometida sobre el techo del edificio.

En todos los casos, la longitud de los conductores de la acometida sobre el techo del edificio, no podrá exceder de 1,2 m medidos con respecto al borde del techo (Ver Figuras # 2 A y 2D).

Artículo 9. Separación vertical del suelo

Las acometidas aéreas no deben ser accesibles a personal no calificado. Cuando la tensión sea menor de 600 V, los conductores de la acometida aérea deben tener las siguientes separaciones mínimas del suelo: (Ver Figura # 3):

- a. 3 metros: medidos desde el piso terminado o superficie accesible, hasta el punto de ubicación de los conductores de acometida o hasta la parte inferior de la curva de goteo (Ver Figura # 2E), antes de la entrada, o sobre áreas o aceras accesibles sólo a peatones. Esta limitación de distancia aplica solamente para cables de acometidas aéreas soportados y cableados en conjunto con un hilo o cable mensajero desnudo y puesto a tierra, y cuando la tensión medida con respecto a tierra sea limitada a un máximo de 150 V.
- b. 4,6 metros: sobre vía pública en áreas residenciales o comerciales sin tránsito de camiones.
- c. 5,5 metros: sobre la vía pública, áreas residenciales, comerciales e industriales con tránsito de camiones.

Cuando se requiera un poste (tiro flojo) de servicio para alcanzar la altura exigida, este deberá ser suministrado por la empresa eléctrica (Ver Figura # 4).

Alternativamente el abonado podrá instalar una columna de concreto para ubicar el medidor con protección contra intemperie (Ver Figuras # 8 y # 9).

Artículo 10. Separación de los conductores respecto a aberturas en edificios

Los conductores de acometida instalados como conductores expuestos o cables multiconductores sin una cubierta aislante, deben tener una separación no menor de 0,9 m, de las aberturas de los edificios, tales como: ventanas acondicionadas para abrir, puertas, pórticos, salidas de emergencia, balcones, escaleras, o sitios similares. (Ver Figura # 5).

Artículo 11. Requisitos de instalación

Las acometidas aéreas deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Incluir un botagua (conduleta) que impida la entrada de agua en la canalización de los conductores de entrada (Ver Figura # 2).
- b. Las separaciones mínimas indicadas en la Figura # 2 (A, B, C, D y E).
- c. Los conductores de entrada de la acometida deben tener un sobrante con longitud mínima de 0,3 m respecto a la conduleta (Ver Figura # 6).
- d. Para el caso en que la canalización entre la conduleta y el medidor sea expuesta, se debe usar tubo eléctrico metálico (EMT), tubo metálico intermedio (IMC), tubo metálico rígido (RMC) u otro medio de protección que sea permitido en el artículo correspondiente del Código Eléctrico de Costa Rica.
- e. En ambientes altamente corrosivos, la canalización expuesta debe ser de material resistente a esos tipos de ambientes. La empresa distribuidora podrá indicar el tipo de material a usar, tomando en consideración las características propias de la zona.
- f. Siempre que se garantice el debido soporte a la acometida, se permite canalizar los conductores de la acometida mediante la utilización de tubería metálica flexible (Biex). Cuando esta tubería metálica flexible, se ubique en sitios fuera de la edificación, deberá contar con protección contra intemperie y cumplir con lo indicado en el artículo 32 de esta norma técnica y en lo establecido por el Código Eléctrico de Costa Rica.
- g. Cuando se requiera la fijación de los conductores de la acometida al edificio u otra estructura, deberá hacerse por debajo o por encima de la conduleta siguiendo los requisitos de las Figuras # 2B, 2C y 2E.
- h. Cuando se requiera instalar el medidor y medio de desconexión en una tapia o pared lateral, estos dos equipos deben contar con protección contra intemperie (Ver Figura # 6). En este caso el tubo embebido en el concreto de la tapia o pared debe ser de PVC y el expuesto debe ser metálico rígido (EMT, IMC o RMC).
- i. En aquellos casos en que se utilice una caja para la ubicación del medidor y para el interruptor o medio de desconexión (ver Figura # 12), la canalización debe efectuarse directamente hasta el medidor, evitando dejar los conductores de entrada energizados accesibles a contactos accidentales.
- j. Los conductores de entrada de fase y neutro se instalarán en la misma canalización y sin empalmes en el interior del tubo usado como protección mecánica de los conductores.
- k. La conduleta, los accesorios y los conductores de entrada hasta el medidor (parte superior del medidor) y los conductores y accesorios, que van desde el medidor (parte inferior del mismo) hasta el medio desconexión, deben ser suplidos e instalados bajo la responsabilidad del abonado.

Artículo 12. Calibre de los conductores

Los conductores de entrada no deben ser de calibre menor a:

- a. No. 4, AWG para cobre o al No. 2, AWG para aluminio, o sus equivalentes en mm² para viviendas unifamiliares en alimentación monofásica trifilar.
- b. No. 6, AWG para cobre o al No. 4, AWG para aluminio o sus equivalentes en mm² para otras instalaciones en alimentación monofásica trifilar.

Artículo 13. Dispositivos de conexión

La conexión entre los conductores de entrada y los conductores de la acometida, deberá de efectuarse de tal forma que se asegure un contacto firme entre éstos. Para lograr este objetivo, la empresa distribuidora deberá utilizar los dispositivos de conexión adecuados.

CAPÍTULO IV

ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN BAJA TENSIÓN

Artículo 14. Calibre de los conductores

Los conductores de entrada no deben ser de calibre menor a:

- a. No. 4, AWG para cobre o al No. 2, AWG para aluminio, o sus equivalentes en mm² para vivienda unifamiliares en alimentación monofásica trifilar.
- b. No. 6, AWG para cobre o al No. 4, AWG para aluminio o sus equivalentes en mm² para otras instalaciones en alimentación monofásica trifilar.

Artículo 15. Requerimientos de instalación

Las acometidas subterráneas deben contar con una canalización hasta el equipo de medición y desconexión, para la instalación de los conductores de acometida. En los casos de medidores colocados a 0,8 m sobre el nivel de piso terminado (Ver Figura # 17), la canalización deberá estar debidamente sellada en sus extremos, de manera que limite el acceso de agua al sistema de medición. En este caso el interruptor principal o medio de desconexión debe instalarse a una altura mínima de 0,6 m sobre el nivel del piso terminado.

Para efectos de la profundidad y características de la canalización se debe considerar lo siguiente:

- a. Cuando se utilice tubería rígida no metálica, se debe instalar como mínimo a 0,45 m de profundidad del nivel del piso terminado (Ver Figura # 7 A), instalando a lo largo del trayecto de la tubería, algún medio de señalización y prevención de la existencia de conductores eléctricos energizados a baja tensión.
- b. En las áreas donde haya circulación de vehículos tales como: calles, autopistas, caminos, alamedas, entrada de autos y parqueos, la profundidad mínima debe ser de 0,6 m (Ver Figura # 7 B).
- c. Para el caso en que la canalización que llega hasta el equipo de medición, no esté empotrada en la pared, se deberá contar con un pedestal de concreto en la base de la pared, con una altura mínima de 0,3 m sobre el nivel del piso o terreno terminado (Ver Figura # 11). Este pedestal deberá ser construido según las especificaciones técnicas que le indique la empresa de distribución.
- d. En las partes expuestas, la canalización debe ser hecha usando tubo eléctrico metálico (EMT), tubo metálico intermedio (IMC) o tubo metálico rígido (RMC) debidamente aterrizado.
- e. En ambientes corrosivos, la tubería expuesta debe ser resistente a ese tipo de condiciones.
- f. Para aquellos casos en que las acometidas subterráneas bajen desde un poste, se proveerá protección mecánica hasta un punto no menor que 3 m sobre el nivel del suelo. La conduleta de entrada no estará a una distancia menor de 0,5 m con respecto a las líneas de la empresa eléctrica y el sobrante de los cables de la acometida será de una longitud tal, que permita la conexión con las líneas secundarias sin empalmes de por medio (Ver Figuras # 10 y 11).
- g. En la transición aérea - subterránea, se debe construir un dado de concreto que incluya en su interior la base del poste para asegurar la protección de los ductos que albergarán los conductores, el cual deberá construirse por parte del abonado conforme lo especifique la empresa distribuidora (Ver Figura # 11).

- h. No se permite el uso de tubería metálica para canalizaciones subterráneas.

Se permite la instalación de conductores directamente soterrados, cuando tengan las características técnicas requeridas para este tipo de instalación (cable armado) y deben colocarse a una profundidad mínima de 0,6 m (Ver Figura # 7 D). Estos conductores pueden ser mono o multi polares.

Se permitirá reducir hasta 0,15 m los valores mínimos de profundidad para aquellas instalaciones donde se coloque, en la zanja, un recubrimiento de concreto pobre (180 kg / cm^2) de un espesor mínimo de 0,1 m, por encima de la instalación subterránea (Ver Figura # 7 C). Esta capa de concreto pobre debe ser de ocre color rojo para garantizar la señalización respectiva.

De ser necesario construir cajas de registro, la empresa distribuidora, determinará sus características y los puntos de ubicación de las mismas, de manera que se cumplan con los requisitos de profundidad, de maniobrabilidad interna y de los radios de curvatura mínimos para los conductores.

Artículo 16. Identificación en dispositivos de conexión

Cuando se utilice un mismo dispositivo de conexión para la instalación de varios servicios eléctricos, éste deberá ser de la capacidad y el tipo adecuado para su uso, identificando los conductores energizados (incluyendo el neutro), y el conductor de puesta a tierra, de cada servicio eléctrico, con una etiqueta impermeable marcada en forma visible, legible y permanente fijada con una gaza plástica y ubicada contiguo a la manga termo contráctil (Ver Figura 16).

Artículo 17. Cajas de registro

Las características constructivas de las cajas de registro usadas para la ubicación de los dispositivos de conexión, deben ser definidas por la empresa eléctrica, para lo cual deberá considerar los requerimientos de la canalización indicados en el artículo 15.

Las cajas de registro deben contar con cierres que impidan el acceso a personal no autorizado. Estos sistemas de cierre deben ser definidos por la empresa distribuidora.

CAPÍTULO V

EDIFICIOS UNIFAMILIARES O DE OCUPACIÓN SIMPLE

Artículo 18. Separación vertical del medidor respecto al suelo

En las acometidas aéreas de baja tensión, el medidor debe quedar instalado a una altura no menor que 1,75 m. y no mayor que 2 m sobre el nivel del suelo, ver figuras 12, 13, 14 y 15.

Son condiciones de excepción para la ubicación del medidor los siguientes casos:

- a. Edificios que cuentan con elementos constructivos tales como: cortinas metálicas, herrajes o portones, que por sus características impiden la ubicación del medidor a la altura indicada. En estos casos, la altura de ubicación del medidor no debe ser superior a 2,5 m respecto al nivel del suelo.
- b. Edificaciones localizadas en zonas reconocidas como de alto riesgo de inundación y tipificadas en esa condición por la Comisión Nacional de Prevención de Riesgos y

- Atención de Emergencias (CNE). En estos casos, la altura de ubicación del medidor no debe ser superior que 3 m respecto al nivel del suelo
- c. En el caso de acometidas subterráneas, el sistema de medición puede quedar instalado, previa autorización de la empresa eléctrica, a una altura igual o superior a 0,8 m del nivel del suelo (Ver Figura # 17).
 - d. Otras situaciones no contempladas anteriormente y que estén debidamente justificadas ante la empresa distribuidora. En estos casos la empresa distribuidora indicará los requerimientos a cumplir para el equipo de medición.

Para aquellos sistemas de medición que se ubiquen a una altura inferior a 1,75 m, se debe contar con las medidas de protección adecuadas, para evitar daños por efectos del paso de transeúntes o vehículos. De igual forma se deberá prever el acceso y el espacio adecuado para las labores de lectura, inspección, sustitución o mantenimiento por parte del personal de la empresa eléctrica.

Artículo 19. Ubicación del equipo de medición

Todo sistema de medición que se instale para un servicio nuevo, cambio de tipo de servicio o traslado interno, debe colocarse en el límite de propiedad, en un lugar de fácil acceso para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección. El sitio de instalación debe estar ubicado con frente a vía pública y sobre una superficie firme y plana (Ver Figuras # 8, 9, 10 y 11).

Se exceptúa de lo anterior, los casos en los que por las características de la red de suministro eléctrico o por seguridad resulte más adecuado, previa autorización de la empresa distribuidora, ubicar el equipo de medición en un punto localizado dentro del límite de la propiedad, siempre que no impida al personal técnico de la empresa eléctrica leer, inspeccionar, reemplazar o dar mantenimiento al medidor.

Si el medidor se coloca dentro de una caja, ésta debe estar debidamente protegida contra la intemperie; en lo que corresponda a los materiales y dimensiones se ajustará a lo que establezca la empresa distribuidora que brindará el futuro servicio. Si el medidor se instala en un muro, verja, poste, o empotrado en la pared, el medidor debe quedar bien aplomado, nivelado y protegido (Ver Detalles en las Figuras # 8, 9, 11, 12, 13, 17 y 18).

En caso de que el medidor deba instalarse en un poste o columna, su instalación debe realizarse de manera que se asegure el soporte de la acometida (Ver Figura # 18). La empresa distribuidora fijará las características del poste, tomando en consideración las condiciones topográficas de la zona.

En aquellos edificios que se encuentren en terrenos localizados por debajo o por encima del nivel de la calle pública, el medidor debe ubicarse en el punto más cercano al nivel de la vía pública (Ver Figura # 19 A y B).

Los medidores que se coloquen fuera de las edificaciones (Ver Figura # 15) o en paredes que den hacia calle pública (Ver Figura # 14), deben estar debidamente protegidos contra la intemperie, el vandalismo y el robo, según los criterios de protección que defina la empresa distribuidora en común acuerdo con el abonado. Los medidores, interruptores, ductos, paneles y sistemas de puesta a tierra, no deberán quedar en áreas públicas.

CAPÍTULO VI

MEDIDORES EN EDIFICIOS DE OCUPACIÓN MÚLTIPLE

Artículo 20. Acometida única

En aquellos edificios de ocupación múltiple que tengan dos o más abonados o usuarios independientes, los medidores deben estar agrupados y servidos por una única acometida. Cuando se trate de un mínimo de dos y un máximo de seis servicios, que se ubiquen en locales o viviendas individuales, se agrupen en un solo lugar y alimenten cargas separadas, éstos deberán alimentarse desde un único conjunto de conductores de acometida y a través de conductores de entrada independientes para cada local o vivienda (Ver Figura # 20); o bien, alimentarse desde un único juego tanto de conductores de acometida como de conductores de entrada (Ver Figura # 21).

Artículo 21. Ubicación del equipo de medición

Los medidores deben colocarse en un ducto o panel de medidores en un lugar de fácil acceso para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección y sobre una superficie firme y plana. La cantidad de medidores y medios de desconexión, debe estar de acuerdo con el número de servicios eléctricos a medir en forma independiente, asimismo, debe tomarse en cuenta que el espacio donde se ubiquen, tenga suficiente iluminación y espacio libre para que el personal de la empresa distribuidora, pueda trabajar sin limitaciones. (Ver Figura # 24).

Cuando en el interior de edificios de ocupación múltiple se coloquen paneles de medidores, éstos pueden estar ubicados en el primer piso, en el sótano, o por piso (Ver Figuras # 24 y 25).

Los paneles o ductos de medidores que se coloquen en áreas externas a los edificios deben estar protegidos contra la intemperie (a prueba de lluvia y rayos solares). En este caso la empresa distribuidora debe advertir al abonado que debe proteger estos paneles o ductos contra vandalismo o robo.

En las áreas de ubicación de los paneles o ductos de los medidores, se deberá proveer y mantener un adecuado espacio de trabajo, para facilitar las labores de mantenimiento, la lectura e inspección de los equipos (Ver Figura 24). Este espacio deberá ser mínimo de 0,9 m en todo el frente de los grupos de medidores.

Artículo 22. Separación vertical desde el suelo

Para edificaciones de más de 6 servicios, los medidores deben instalarse en un panel de medición donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 0,8 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Ver Figura 27).

Para edificaciones de 6 servicios o menos, los medidores se pueden instalar en un panel o ducto vertical, donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 0,8 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Ver Figura 26 y 27), o en un ducto horizontal, donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 1,75 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Figuras #22 y 23).

Artículo 23. Identificación

Cada servicio eléctrico deberá ser identificado con números o letras que permitan asociar cada local, vivienda o apartamento con el medidor e interruptor principal correspondiente. De la misma manera, los conductores energizados, el neutro y el conductor de puesta a tierra, tanto para la alimentación general, como para la alimentación de cada servicio, deben ser identificados. Para ello, el aislamiento del neutro será de color blanco, la tierra de color verde y los conductores energizados de cualquier otro color.

Artículo 24. Bases para medidores

Las bases para medidores, deben ser conectadas mediante tubo eléctrico metálico (EMT) o tubo metálico rígido (RMC) al ducto firmemente y con conectores adecuados, debiendo ser el tubo adecuado para la base y de materiales resistentes a la corrosión, según el medio ambiente en el cual se va a instalar. (Ver Figuras # 29 y 30). El trayecto de la alimentación eléctrica al ducto para medidores, no podrá tener cajas de registro a lo largo de él, caso necesario, deberán ser autorizadas por la empresa distribuidora y contar con el sello respectivo de ésta.

Las bases de los medidores deben cumplir con las especificaciones de la norma ANSI C12.7.

CAPÍTULO VII MEDIOS DE DESCONEXIÓN

Artículo 25. Desconexión de conductores energizados

Toda acometida eléctrica de un edificio o estructura deberá tener un medio de desconexión apropiado, éste debe permitir desconectar en forma simultánea, los conductores energizados de la acometida (Ver Figuras # 31 y 32). Es responsabilidad del abonado que la ubicación, características y capacidad del medio de desconexión cumplan con la reglamentación nacional vigente en materia de seguridad de la vida y la propiedad.

Artículo 26. Separación vertical del suelo para medios de desconexión

En el caso de instalaciones en edificios que requieran un solo ducto horizontal, los medios de desconexión (interruptores principales) de cada servicio deben instalarse a una altura comprendida entre 1,7 y 1,9 m sobre el nivel del suelo y en un lugar de fácil acceso para su operación, mantenimiento, reemplazo e inspección (Ver Figuras # 22 y 23).

En instalaciones con ductos verticales o paneles (Ver Figuras # 26 y 27), los interruptores deben ubicarse a una altura comprendida entre 0,8 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado. Se debe acondicionar la acometida, de tal manera que se impida el contacto accidental de personas, con partes energizadas de los interruptores.

Excepción:

En edificios de tipo unifamiliar o de ocupación simple que cuenten con alimentación mediante acometidas subterráneas, el medio de desconexión (interruptor principal) puede quedar instalado a una altura no inferior a 0,6 m del nivel del suelo (Ver Figura # 17), para lo cual se debe evitar que las partes energizadas queden expuestas.

Artículo 27. Separación vertical del suelo en instalaciones con más de seis medidores

Cuando a través de una única acometida, se esté alimentando más de 6 servicios independientes, (Ver Figuras # 25 y 27) sus medidores deberán estar ubicados en paneles modulares y se deberá colocar, en la acometida principal, un dispositivo de desconexión general (interruptor principal)”.

La manija o palanca de desconexión de este dispositivo deberá estar a una altura de 1,45 m sobre el nivel del piso terminado (Ver Figura # 27).

Artículo 28. Ubicación del medio de desconexión

El medio de desconexión deberá ubicarse lo más cercano posible al sistema de medición.

Artículo 29. Protección de medios de desconexión expuestos a la intemperie.

Los medios de desconexión que se ubiquen en áreas externas al edificio deberán contar con protección contra intemperie o estar ubicados en gabinete a prueba de lluvia y de rayos solares.

**CAPÍTULO VIII
SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

Artículo 30. Condiciones del sistema de puesta a tierra

Todo edificio o estructura deberá tener un único sistema de puesta a tierra. Es responsabilidad del abonado que las características cumplan en todo momento con la reglamentación nacional vigente en materia de seguridad de la vida y la propiedad.

Artículo 31. Ubicación del electrodo del sistema de puesta a tierra

El electrodo del sistema de puesta a tierra deberá ubicarse lo más cercano posible al medio de desconexión. El punto de conexión del electrodo debe ser accesible para inspección, pruebas y mantenimiento (Ver Figuras # 31 y 33).

Artículo 32. Conexión efectiva a tierra de las partes metálicas de la acometida

Todas las partes metálicas del equipo de acometida deberán contar con una conexión efectiva a tierra. Esta conexión puede efectuarse mediante canalización metálica, cubierta metálica, conductor eléctrico (puente de unión) o una combinación de éstos, que brinde la conexión efectiva a tierra. En los casos que se utilice canalización en tubería metálica flexible, debe ubicarse un puente de unión firme, entre ambos extremos de la tubería.

**CAPÍTULO IX
DISTANCIAS MÍNIMAS**

Artículo 33. Distancias mínimas entre redes aéreas y las edificaciones

Tanto en la instalación de redes de distribución eléctrica, como en la construcción de las edificaciones, se debe cumplir con las separaciones mínimas que deben existir entre los conductores y cualquier parte de un edificio (plataformas, balcones, marquesinas, aleros, entre otros) indicadas en la Tabla No.1 y en las Figuras # 34 y 35.

Las distancias de separación entre los edificios y las redes de distribución eléctrica, son aplicables considerando que ninguna parte del edificio debe quedar dentro del arco formado entre las longitudes establecidas vertical (V) y horizontalmente (H) con respecto al conductor energizado en observación. Además ninguna parte del edificio debe quedar bajo o sobre las líneas eléctricas.

Tabla N° 1
Distancias mínimas entre conductores de las redes de distribución eléctrica y las edificaciones

Tensión (volt)	Distancia horizontal "H" en metros	Distancia vertical "V" en metros
0-120	0,90	0,90
>120 – 8700	1,50	2,40
8701- 15000	2,00	2,50
15001 – 50000	3,00	3,00
50001 – 100000	3,50	3,50
<i>* Se refiere a tensión nominal que se tiene entre un conductor energizado y cualquier estructura de la Edificación.</i>		

CAPÍTULO X ACOMETIDAS A MEDIA TENSIÓN

Artículo 34. Servicios a media tensión

Los servicios brindados a media tensión requerirán la utilización de transformadores secos, de pedestal o sumergibles. También se permite el uso de transformadores convencionales, para lo cual se requiere la construcción de una bóveda o recinto cerrado para albergar el o los transformadores de media a baja tensión.

En cualquier caso los transformadores deberán ubicarse dentro de la propiedad del abonado.

El medio de desconexión en media tensión debe ubicarse lo más cercano posible al sistema de medición y ambos deben estar localizados en el límite de la propiedad. (Ver figura 37)

CAPÍTULO XI OTRAS CONSIDERACIONES

Artículo 35. Condiciones de seguridad

Equipos de control y medición: no se permite la ubicación de tableros, paneles de control o medidores dentro de los recintos, gabinetes o bóvedas para transformadores, excepto que se trate de equipos modulares especialmente diseñados para operar en estos recintos, gabinetes o bóvedas. Aún en este último caso, se requiere la aprobación por parte de la empresa distribuidora, que a su vez podrá realizar o solicitar la realización de las pruebas requeridas para garantizar que estos equipos cumplen con lo establecido en esta norma.

Señales de advertencia: por seguridad, se deben instalar avisos de advertencia de peligro en los lugares donde se instalen bóvedas, recintos cerrados, transformadores secos o de pedestal.

CAPÍTULO XII ESTUDIOS DE FISCALIZACIÓN POR PARTE DE LA AUTORIDAD REGULADORA

Artículo 36.

La Autoridad Reguladora efectuará directamente por su cuenta o mediante la contratación de terceros, la fiscalización de las condiciones de la instalación y equipamiento de las acometidas eléctricas.

**CAPÍTULO XIII
DISPOSICIONES FINALES**

Artículo 37. Modificaciones de la acometida

Cualquier modificación o traslado de ductos para medidores en uso, deberá acogerse a lo indicado en esta disposición o en cualesquiera otras, que sobre el particular llegara a dictar la Autoridad Reguladora.

Artículo 38. Resguardo de partes energizadas

Las partes energizadas de la acometida deben estar cubiertas, de tal forma que no estén expuestas a contactos accidentales, asimismo, todos los gabinetes metálicos del equipo, deberán ser conectados firmemente a tierra.

Las partes energizadas que no estén cubiertas deben, instalarse dentro de un cuadro o tablero de distribución o caja de conexiones.

Artículo 39. Responsabilidad de las empresas

Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de verificar el fiel cumplimiento de esta normativa.

Artículo 40. Responsabilidad de los abonados

Es responsabilidad de los abonados atender las consultas y recomendaciones que la empresa distribuidora le realice en cumplimiento con esta normativa.

Artículo 41. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier empresa participante del negocio eléctrico, abonado o usuario ante conflictos en materia de interpretación y aplicación de esta normativa, podrá recurrir a la Autoridad Reguladora, quien resolverá sobre el asunto, de acuerdo con los términos de la Ley N° 7593.

Artículo 42. Sanciones

Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por la presente normativa, se aplicarán de conformidad con lo que dispone la Ley 7593 y leyes conexas

Artículo 43. Vigencia

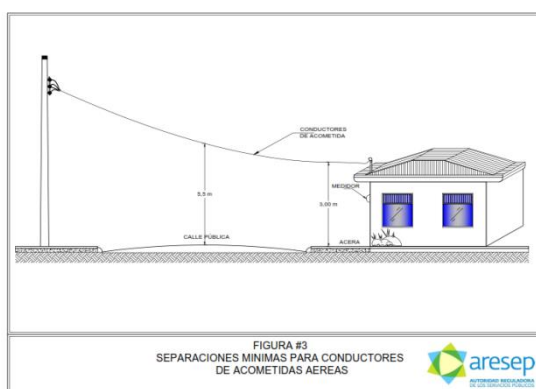
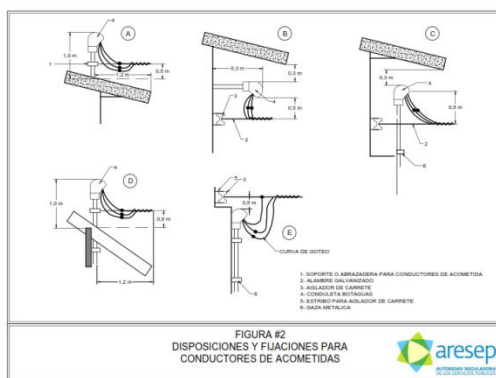
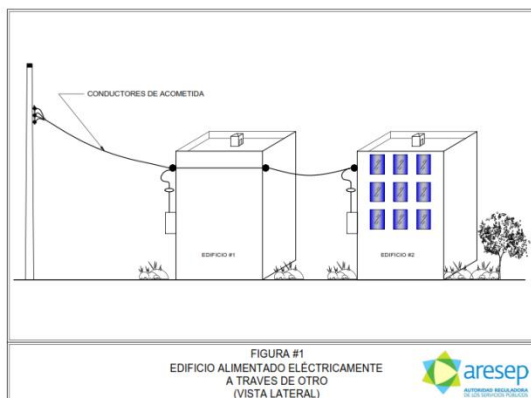
Esta norma rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

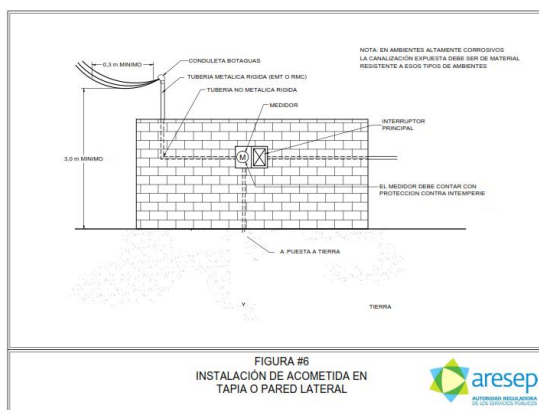
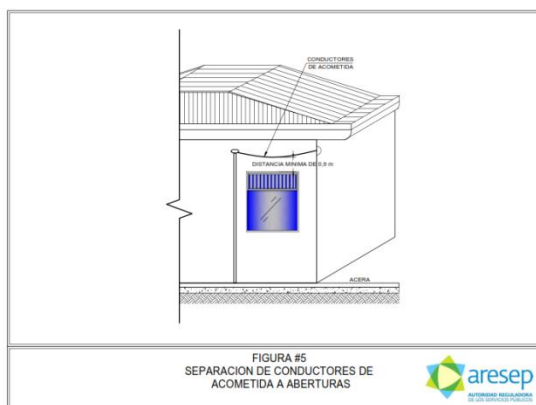
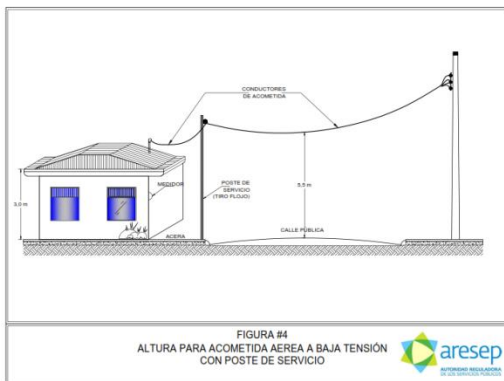
Artículo 44. Derogación de la norma AR-NT-ACO

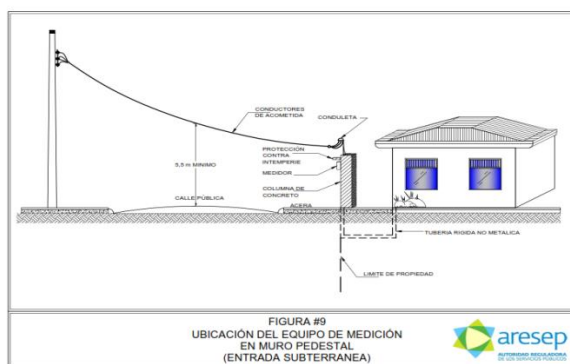
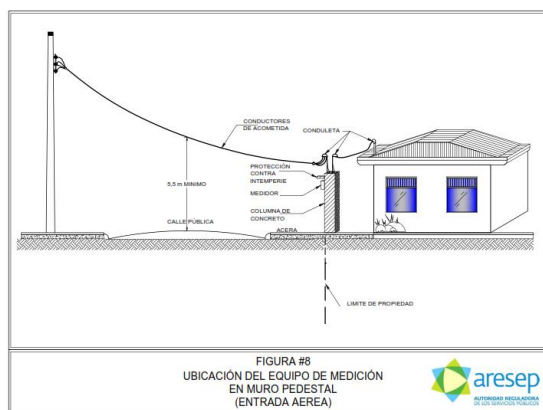
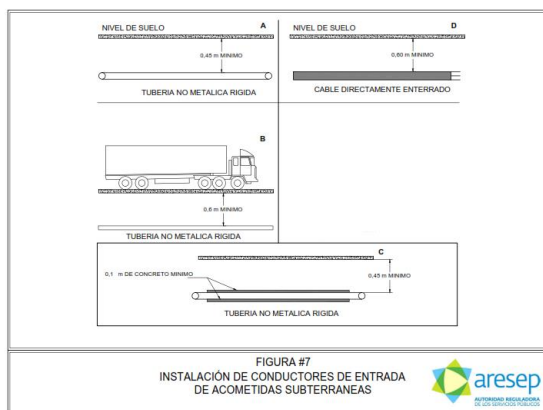
Se deroga la norma AR-NT-ACO “Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” promulgada mediante resolución RRG-2444-2001 del 21 de diciembre de 2001.

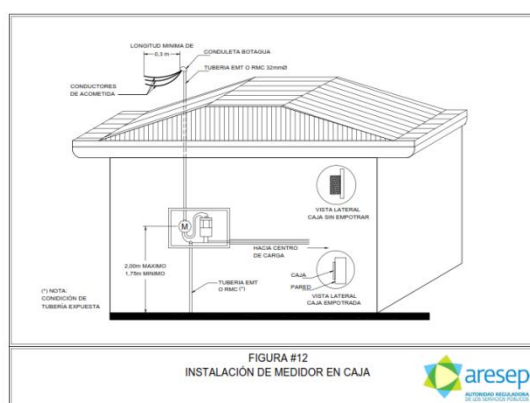
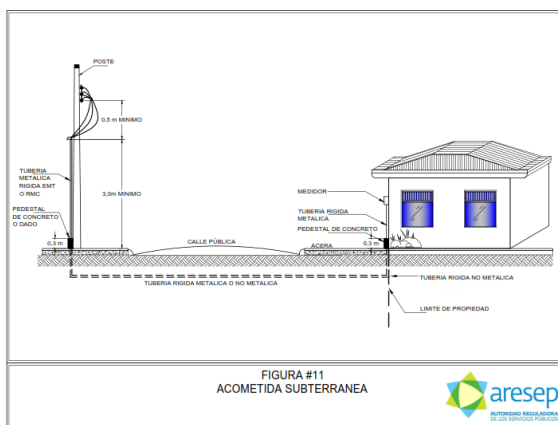
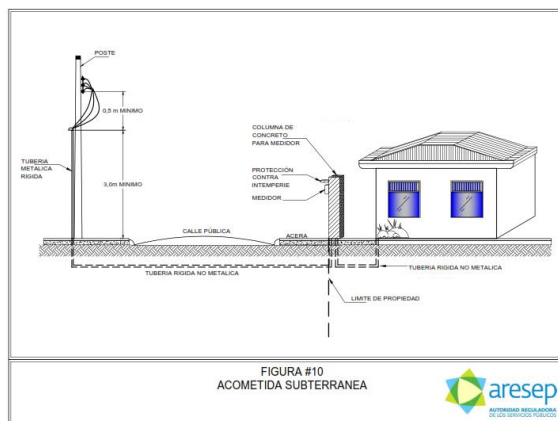
- I.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- II.** Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- III.** Instruir a la Comisión Autónoma Ad Hoc, encargada de la revisión, actualización, replanteamiento o modificación de la referida norma (Oficio 893-RG-2013) para que proceda al trámite del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a la Junta Directiva oportunamente.
- IV.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

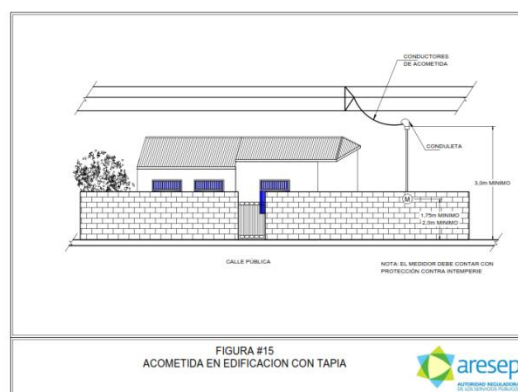
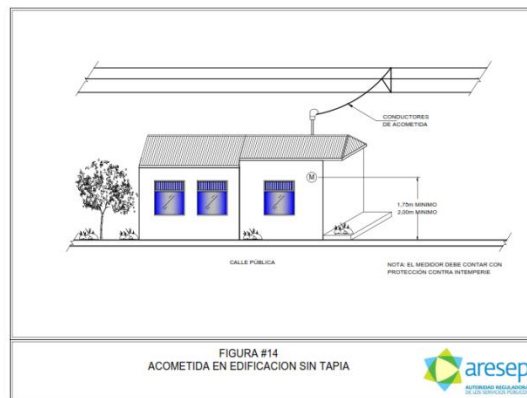
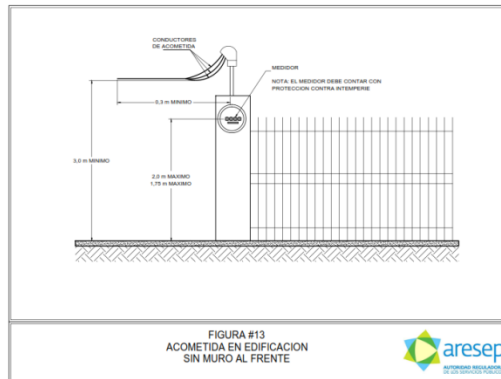
ANEXOS

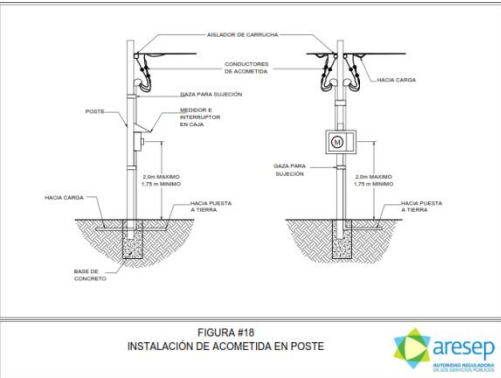
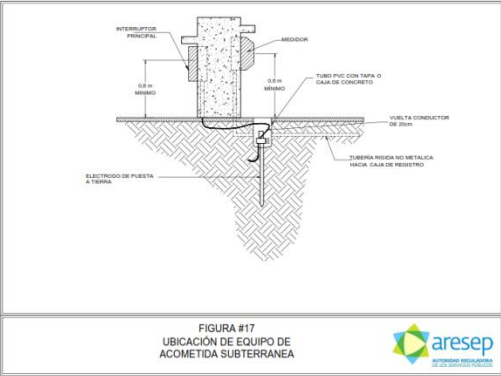
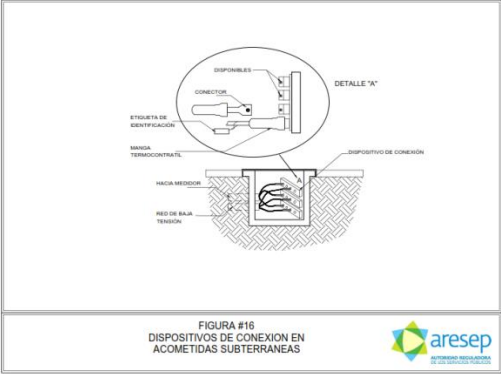


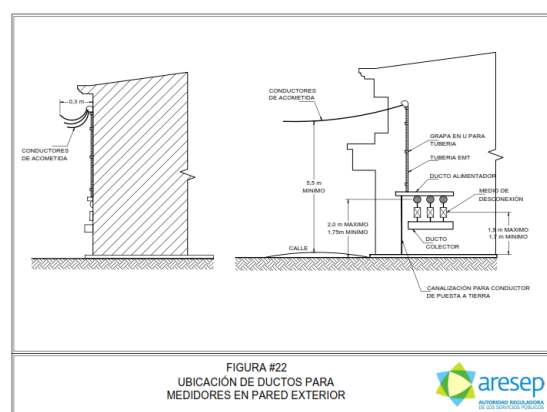
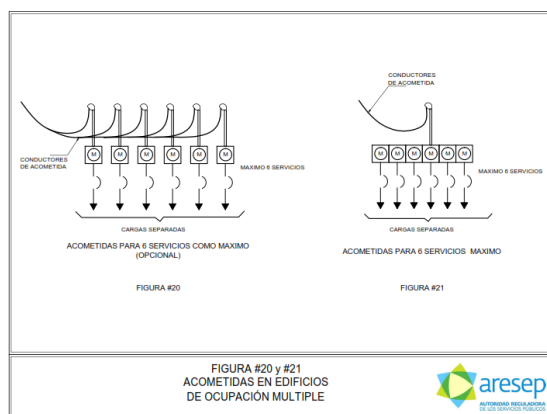
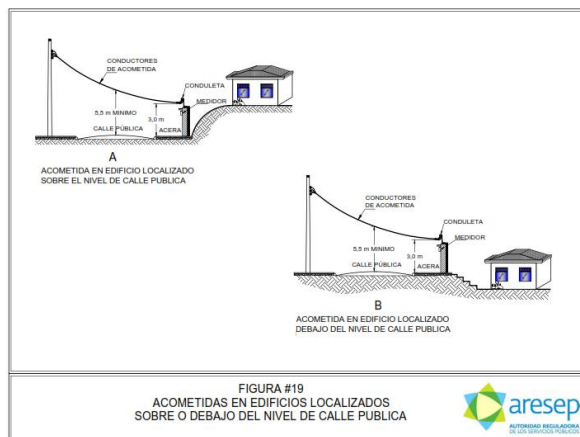


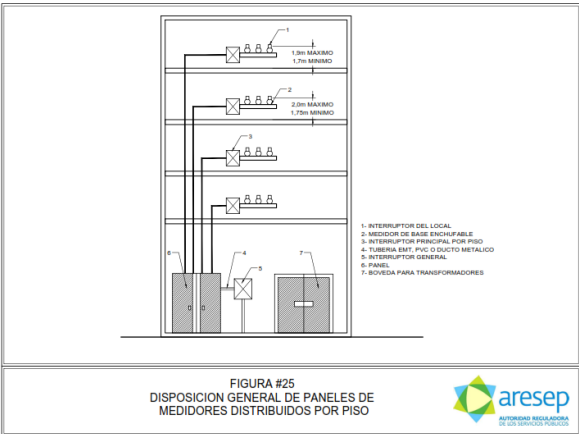
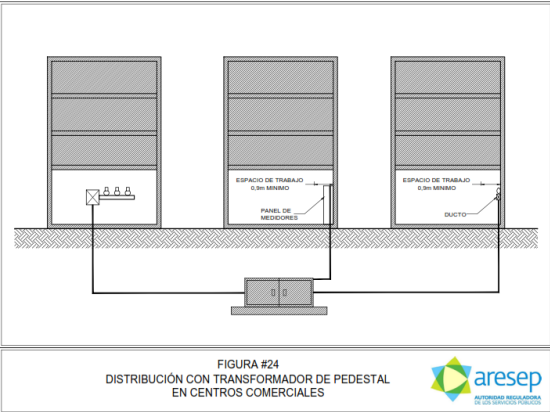
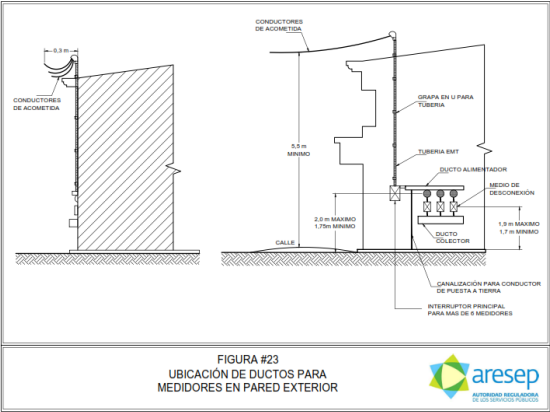


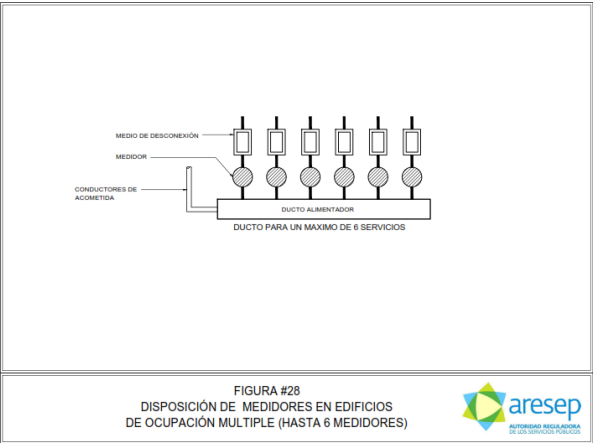
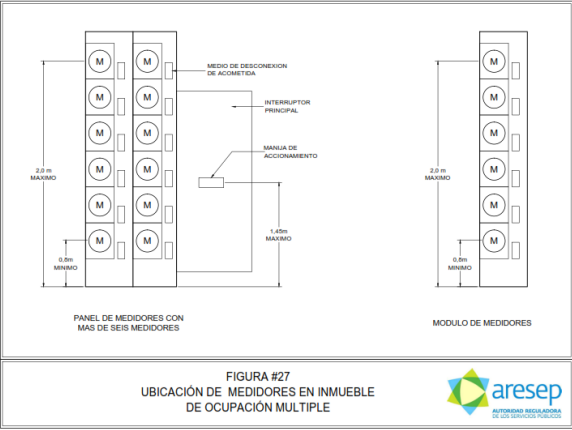
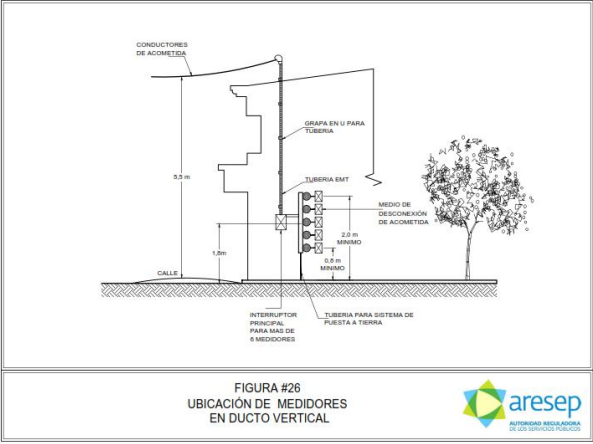


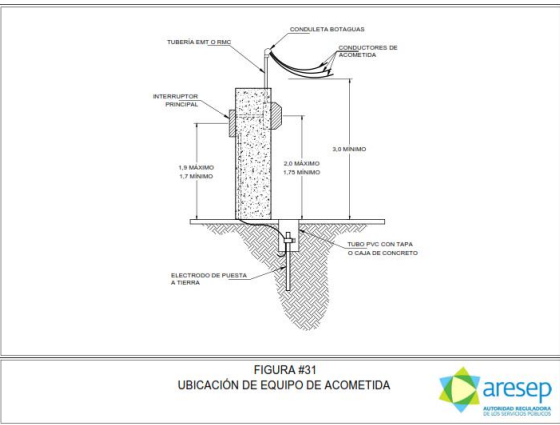
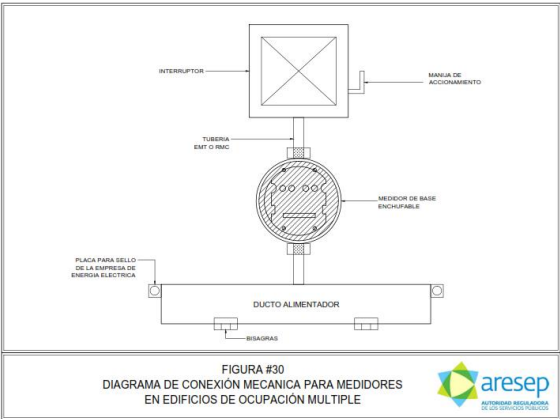
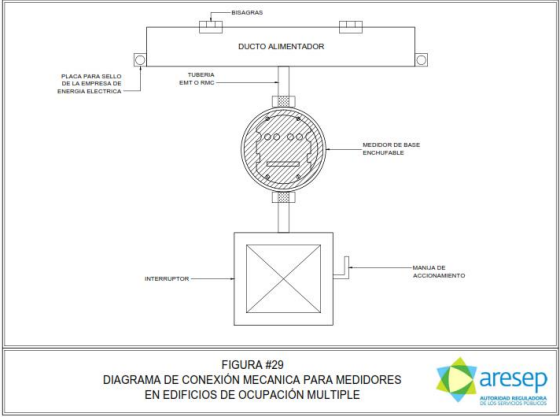


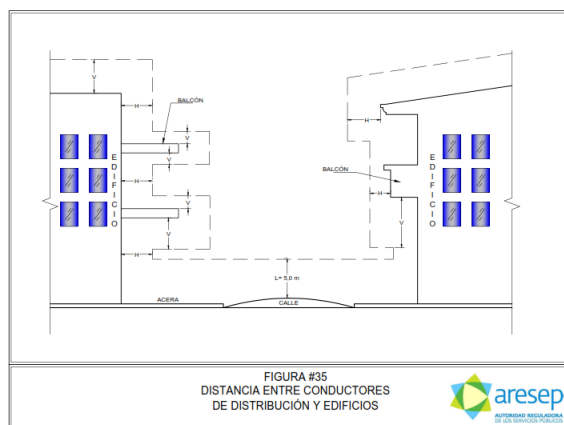
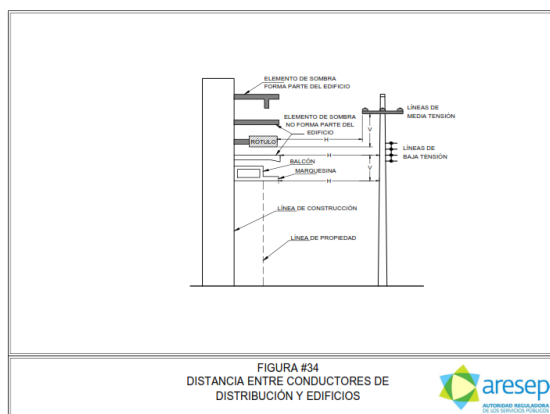
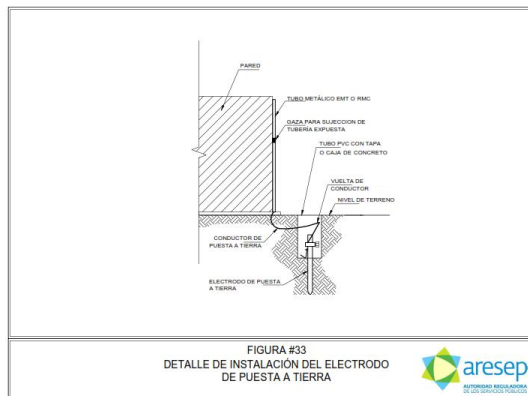












ACUERDO FIRME.

En cuanto a la norma Planeamiento, operación y acceso al Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN):

ACUERDO 06-53-2014

- I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de modificación a los artículos aquí señalados de la norma técnica denominada “Planeamiento, operación y acceso al Sistema eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)”, con fundamento en lo señalado por la Comisión Ad Hoc mediante el oficio 0026-CAHMNE-2014 del 5 de setiembre de 2014:

Reformar el Artículo 3. Definiciones.

Para que en lugar de:

Alta tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o superior a 100 kV.

Diga:

Alta tensión (abreviatura: AT): nivel de tensión igual o superior a 100kV e igual o menor de 230KV

Para que en lugar de:

Baja tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o menor a 1000 Volt.

Diga:

Baja Tensión (abreviatura BT): nivel de tensión igual o menor de 1kV.

Para que en lugar de:

Bajo nivel de tensión: Condición de tensión inferior al valor mínimo permitido para un valor de tensión nominal declarado, con una duración superior a un minuto.

Diga:

Bajo nivel de tensión: condición de tensión inferior al valor mínimo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Para que en lugar de:

Caso fortuito: Acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio continuo y de calidad

Diga:

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Para que en lugar de:

Concesión: Es la autorización otorgada por el Estado para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica. Título habilitante.

Diga:

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Para que en lugar de:

Contrato de conexión: Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión, o un abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

Diga:

Contrato o convenio de conexión: Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión, o un abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

Para que en lugar de:

Demanda máxima: Valor más alto de la demanda en un período dado para una instalación, elemento de red o dispositivo eléctrico.

Diga:

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Para que en lugar de:

Demanda: Valor de la potencia requerida por una instalación eléctrica, elemento de red o dispositivo eléctrico en un instante dado.

Diga

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Para que en lugar de:

Empresa distribuidora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de distribución.

Diga:

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Para que en lugar de:

Empresa eléctrica: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas definidas en el inciso a) del artículo 5 de la Ley N°7593 y sus reformas.

Diga:

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Para que en lugar de:

Frecuencia de la tensión: Tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un intervalo de tiempo dado.

Diga:

Frecuencia de la tensión: tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo.

Para que en lugar de:

Fuerza mayor: Acciones de la naturaleza tales como huracanes, terremotos, inundaciones, tormentas eléctricas, etc., que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio continuo y de calidad.

Diga:

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como huracanes, tornados, terremotos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Para que en lugar de:

Hueco de tensión (Sag): Disminución del valor eficaz (rms) de tensión entre un 10 % y un 90 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo (8,33 milisegundos) y un minuto.

Diga:

Hueco de tensión (Sag): disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto del valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Para que en lugar de:

Media tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es mayor a 1000 Volt y menor que 100 kV.

Diga:

Media tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.

Para que en lugar de:

Parpadeo (Flicker): Impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo.

Diga:

Parpadeo (Flicker): impresión de irregularidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.

Para que en lugar de:

Pico de tensión (Swell): Aumento del valor eficaz (rms) de tensión entre un 10% y un 80 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo y un minuto.

Diga:

Pico de tensión (Swell): aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Para que en lugar de:

Red de distribución eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: barras a media tensión de las subestaciones reductoras, subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores de media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Diga:

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Para que en lugar de:

Red eléctrica: Conjunto de dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta y distribuye la energía eléctrica a los abonados o usuarios, con las características técnicas apropiadas para su utilización.

Diga:

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Para que en lugar de:

Valor eficaz (Rms): Raíz cuadrada del valor medio de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo.

Diga:

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

Reformar el Artículo 10. Criterios técnicos adicionales.

Se establecen como criterios técnicos adicionales, a considerar en el planeamiento de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, los siguientes:

- a. En estado estacionario, las tensiones en las barras en alta y media tensión de las subestaciones no deben sobrepasar los valores límites tolerables indicados en el artículo 6.
- b. Se optimizará la máxima transferencia por las líneas de transmisión tomando en cuenta el límite térmico intrínseco de los conductores, el límite de transmisión por regulación de

tensión y el límite por estabilidad transitoria y de pequeña señal y el límite por claros mínimos. No obstante, todas las líneas deben estar cargadas debajo del 85% de la capacidad térmica nominal. Ante la presencia de contingencias la cargabilidad de las líneas se ajustarán a los criterios de calidad y seguridad operativa indicados en el artículo 13.

(...)

Para que se lea así

Se establecen como criterios técnicos adicionales, a considerar en el planeamiento de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, los siguientes:

- a. En estado estacionario, las tensiones en las barras en alta y media tensión de las subestaciones no deben sobrepasar los valores límites tolerables indicados en el artículo 6.
- b. Se optimizará la máxima transferencia por las líneas de transmisión tomando en cuenta el límite térmico intrínseco de los conductores, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria y de pequeña señal y el límite por claros mínimos. No obstante, todas las líneas deben estar cargadas debajo del 85% de la capacidad térmica nominal, pudiendo el operador del sistema superar este grado de cargabilidad siempre y cuando no vaya en contra de los principios de calidad y seguridad operativa regional y nacional. Ante la presencia de contingencias la cargabilidad de las líneas se ajustarán a los criterios de calidad y seguridad operativa indicados en el artículo 13. Adicionalmente, se deberá de verificar continuamente la cargabilidad de las líneas de transmisión debiéndose tomar acciones para reforzar la capacidad de las líneas de transmisión cuando deban operarse las mismas con cargabilidad superior al 85% durante más del 6 000 horas al año.

(...)

Reformar el Artículo 11. Desconexión de carga por baja frecuencia

El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en la red será implementado de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados por el Operador del Sistema y coordinados con los participantes del negocio eléctrico (generadores, transmisores, distribuidores y abonados o usuarios en alta tensión). El rango de variación, conformado por varias etapas, que se elija para dicho esquema, debe ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente y por lo menos una vez al año. También se debe tomar en cuenta lo relativo a la reserva rodante para evitar la desconexión parcial de cargas en la primera etapa de operación de este esquema. En ese sentido el Sistema Eléctrico Nacional debe operarse con una reserva rodante mínima de un 5% de su demanda en todo momento.

(...)

Para que se lea así:

El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en la red será implementado de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados por el Operador del Sistema y coordinados con los participantes del negocio eléctrico (generadores, transmisores, distribuidores y abonados o usuarios en alta tensión). El rango de variación, conformado por varias etapas, que se elija para dicho esquema, debe ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse

periódicamente y por lo menos una vez al año. También se debe tomar en cuenta lo relativo a la reserva rodante para evitar la desconexión parcial de cargas en la primera etapa de operación de este esquema. En ese sentido el Sistema Eléctrico Nacional debe operarse en todo momento con una reserva rodante mínima que defina el Operador del Sistema en términos de la calidad y seguridad operativa del SEN y en concordancia con lo establecido en la reglamentación regional.

(...)

Reformar el Artículo 15. Responsabilidades

Es responsabilidad del Operador del Sistema, supervisar en tiempo real como mínimo: el estado de los interruptores, las tensiones en barras del sistema de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y los transformadores, los intercambios regionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades de generación con potencia igual o superior a 5 MW y la frecuencia del SEN y en general de cada nodo del SEN de extracción o inyección con una tensión de operación igual o superior a 13,8 kV. Adicionalmente, es responsable de coordinar las acciones para garantizar la confiabilidad, seguridad, calidad y desempeño de la operación del SEN.

El ICE y los participantes del SEN, serán responsables de instalar y mantener la correcta operación del equipamiento de su propiedad necesario para la supervisión de la red de transmisión y del parque de generación nacional.

Para que se lea así:

Es responsabilidad del Operador del Sistema, supervisar en tiempo real como mínimo: el estado de los interruptores, las tensiones en barras del sistema de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y los transformadores, los intercambios regionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades de generación con potencia igual o superior a 1 MW y la frecuencia del SEN y en general de cada nodo del SEN de extracción o inyección con una tensión de operación igual o superior a 13,8 kV. Adicionalmente, es responsable de coordinar las acciones para garantizar la confiabilidad, seguridad, calidad y desempeño de la operación del SEN.

El ICE y los participantes del SEN, serán responsables de instalar y mantener la correcta operación del equipamiento de su propiedad necesario para la supervisión de la red de transmisión y del parque de generación nacional.

Reformar el Artículo 17. Mantenimiento del SEN.

En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los elementos conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda.

Para que se lea así:

En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los generadores conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior; además de los elementos de la red de transmisión. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda.

Reformar el Artículo 18. Control de frecuencia: regulación secundaria y primaria.

Todas las plantas del sistema con potencias iguales o superiores a 5 MW están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición. Además deberán garantizar el valor de estatismo requerido para su operación integrada en el SEN, de conformidad con los requerimientos del sistema eléctrico regional establecidos en la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional. Asimismo, si el Operador del Sistema lo requiere, deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas. El pago de tal servicio se hará bajo el esquema tarifario que establezca la Autoridad Reguladora.
(...).

Para que se lea así:

Todas las plantas del sistema con potencias iguales o superiores a 1 MW están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición. Además deberán garantizar el valor de estatismo requerido para su operación integrada en el SEN, de conformidad con los requerimientos del sistema eléctrico regional establecidos en la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional. Asimismo, si el Operador del Sistema lo requiere, deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas. El pago de tal servicio se hará bajo el esquema tarifario que establezca la Autoridad Reguladora.
(...).

Reformar el Artículo 26. Desbalance de fases.

La planeación y el diseño del SEN se harán de tal forma que en condiciones normales de operación el desbalance de la tensión no exceda el 3%, en condiciones de ausencia de carga.
(...)

Para que se lea así:

La planeación y el diseño del SEN se harán de tal forma que en condiciones normales de operación el desbalance de la tensión no debe exceder el 3%, en condiciones de ausencia de carga.
(...)

Reformar el Artículo 27. Seguridad.

El SEN debe planearse en forma integrada (generación, transmisión y distribución), de manera que garantice el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el artículo 13. Adicionalmente se requerirá que:

(...)

(...)

c. No se den sobrecargas en líneas ni en transformadores

Para que se lea así:

El SEN debe planearse en forma integrada (generación, transmisión y distribución), de manera que garantice el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el artículo 13. Adicionalmente se requerirá que:

(...)

(...)

c. No se den sobrecargas permanentes en líneas ni en transformadores

Reformar el Artículo 34. Contrato de conexión.

(...)

Para que se lea así:**Artículo 34. Contrato o convenio de conexión.**

(...)

Reformar el Artículo 36. Procedimiento de la conexión.

El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial. La puesta en operación de la conexión deberá ser aprobado por el Operador del Sistema tras la verificación de los requisitos técnicos de ésta norma e indicados en el contrato de conexión.

El Operador del Sistema y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora son los responsables de establecer el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación, construcción y puesta en servicio de las conexiones al SEN. Dicho procedimiento deberá remitirlo a la Autoridad Reguladora para su análisis y aprobación.

Para usuarios que se conecten a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional.

Para que se lea así:

El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial. La puesta en operación de la conexión deberá ser aprobado por el Operador del Sistema tras la verificación de los requisitos técnicos de ésta norma e indicados en el contrato de conexión.

El Operador del Sistema, en coordinación con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, es el responsable de establecer el procedimiento para la solicitud, estudio,

aprobación, construcción y puesta en servicio de las conexiones al SEN. Dicho procedimiento deberá remitirlo a la Autoridad Reguladora para su análisis y aprobación.

Para usuarios que se conecten a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional.

Reformar el Artículo 39. Requisitos técnicos para la conexión de generadores al SEN.

a. Equipo de interrupción.

(...).

b. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de transmisión deben cumplir con los requisitos que el ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN por fallas en los circuitos propiedad de los generadores.

El ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema brindarán al Generador los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del Generador conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos del ICE o de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del Generador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia.

c. Equipo de medición comercial.

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario en el punto de conexión para llevar la información que se requiera de medición y registro de potencia, y de calidad, para efectos tarifarios, de conformidad con lo establecido en la norma técnica AR-NTCON “Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos” y con el Sistema de Medición Comercial Regional, según corresponda.

Para que se lea así:

a. Equipo de interrupción.

(...).

b. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de transmisión deben cumplir con los requisitos que el ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN por fallas en los circuitos propiedad de los generadores.

El ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema brindarán al Generador los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del Generador conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos del ICE o de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del Generador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia. El Operador del Sistema especificará para las plantas de generación renovables no convencionales, mayores de 1 MW, los requisitos mínimos requeridos para soportar huecos de tensión en la red de

transmisión sin la desconexión de éstos del SEN, con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

c. Equipo de medición comercial.

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario en el punto de conexión para llevar la información que se requiera de medición y registro de potencia, y de calidad, para efectos tarifarios, de conformidad con lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos y laboratorios de verificación” y con el Sistema de Medición Comercial Regional, según corresponda.

Reformar el Artículo 41. Servicios auxiliares que el Generador debe proveer.

Todos los Generadores con unidades de generación iguales o superiores a 5MW, a requerimiento del Operador del Sistema y bajo las condiciones que este establezca y apruebe la Autoridad Reguladora deben proveer:

Para que se lea así:

Todos los Generadores con unidades de generación iguales o superiores a 1 MW, a requerimiento del Operador del Sistema y bajo las condiciones que este establezca y apruebe la Autoridad Reguladora deben proveer:

Reformar el Artículo 42. Requisitos técnicos. Conexión de empresas distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión al SEN.

d. Equipo de medición.

Los requisitos técnicos del equipo de medición se ajustarán con lo establecido en la norma técnica AR-NT-CON, “Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos” y con lo establecido en la reglamentación regional.

Para que se lea así:

Los requisitos técnicos del equipo de medición se ajustarán con lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL, “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos y laboratorios de verificación” y con lo establecido en la reglamentación regional.

Reformar el Artículo 45. Protocolos y procedimientos:

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE, el ICE, las empresas de transmisión, los generadores y las empresas distribuidoras, deberán en el plazo de un año, a partir de la puesta en vigencia de esta norma, proponer y mantener actualizados los protocolos y procedimientos establecidos en esta norma y los que consideren necesarios para equipar, desarrollar y operar al SEN dentro de los parámetros de calidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y en la reglamentación regional, y someterlos a aprobación por parte de la Autoridad Reguladora:

Los protocolos y procedimientos deberán revisarse cuando las circunstancias lo ameriten. Los cambios deberán ser aprobados por la Autoridad Reguladora, de conformidad con los procedimientos que esta establezca.

Para que se lea así:

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE, las empresas de transmisión, los generadores y las empresas distribuidoras, debe en el plazo de un año, a partir de la puesta en vigencia de esta norma, proponer y mantener actualizados los protocolos y procedimientos establecidos en esta norma y los que consideren necesarios para equipar, desarrollar y operar al SEN dentro de los parámetros de calidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y en la reglamentación regional, y someterlos a aprobación por parte de la Autoridad Reguladora:

Los protocolos y procedimientos deberán revisarse cuando las circunstancias lo ameriten. Los cambios deberán ser aprobados por la Autoridad Reguladora, de conformidad con los procedimientos que esta establezca.

Nota: Se hace la reforma para aclarar que la responsabilidad de desarrollar los protocolos y procedimientos es del Operador del Sistema, por lo que el plazo no se modifica en relación con promulgación original de la norma.

Reformar el Artículo 123. Libre acceso a la red de distribución nacional.

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá de contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.

Para que se lea así:

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado o usuario(cuanto este cuente con la autorización del abonado), siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá de contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.

Reformar el Artículo 126. Limitaciones de acceso.

(...)En toda solicitud de conexión de un micro o mini generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, tomando en consideración el crecimiento de la demanda, la cargabilidad del circuito, la naturaleza del recurso energético primario (eólico, fotovoltaico, hidráulico, etc.) y los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a continuidad y calidad del suministro, así como las siguientes consideraciones:

- a. La capacidad de un micro o mini generador para conectarse a la red de distribución no debe ser superior al 50 % de la capacidad operativa de los conductores existentes en la red de distribución.
- b. La suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador no debe exceder el 15% de la máxima demanda de potencia anual del alimentador.

- c. La capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo.
- d. La interconexión de un micro generador conectado a la red de media tensión con capacidad superior a 50 kVA debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo, conectado a la red de baja tensión.

Para que se lea así:

En toda solicitud de conexión de un micro o mini generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, tomando en consideración el crecimiento de la demanda, la cargabilidad del circuito, la naturaleza del recurso energético primario (eólico, fotovoltaico, hidráulico, etc.) y los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a continuidad y calidad del suministro, así como las siguientes consideraciones:

- a. La capacidad de un micro o mini generador para conectarse a la red de distribución no debe ser superior al 50 % de la capacidad operativa de los conductores existentes en la red de distribución.
- b. La suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador no debe exceder el 15% de la máxima demanda de potencia anual del alimentador.
- c. La capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo.
- d. La interconexión de un micro generador conectado a la red de media tensión con capacidad superior a 50 kVA debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo, conectado a la red de baja tensión.
- e. La empresa efectuará el análisis técnico en un plazo máximo de 15 días hábiles.

Reformar el Artículo 131. Modalidades de régimen contractual.

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

- a. Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

- b. Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes).
Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora, mediante una liquidación el día 1º de diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende del 1º de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación.

Para que se lea así:

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

- a. Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

- b. Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora, mediante una liquidación el día 1º de diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende un periodo de doce meses, a convenir entre las partes.

Reformar el Artículo 132. Costo de acceso a la red.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Para que se lea así

Reformar el Artículo 132. Costo de interconexión y de acceso a la red.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador a pequeña escala deberá cancelar a la empresa eléctrica los costos asociados a la interconexión, incluyendo los costos asociados al sistema de medición necesario. El costo de interconexión podrá cancelarse a la empresa en tramos mensuales a convenir entre las partes.

Adicionalmente el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo con el pliego tarifario vigente, asociado a los costos fijos en que incurre la empresa eléctrica y a la disponibilidad de la energía y potencia a suplir en caso de salidas de operación del generador a pequeña escala.

Reformar el Artículo 136. Especificaciones técnicas de generadores. Generalidades.

Los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir, según corresponda en cada caso, con las especificaciones constructivas y operativas contempladas en las normas siguientes:

- a. IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” (Estándar para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia).
- b. IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”.
- c. IEEE-929 “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.

- d. UL-1741 “Inverters, Converts and Controllers and Interconnection System Equipment for use with Independent Power System.

Además se deberá considerar lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. 36979-MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” publicado en La Gaceta No. 33, del 15 de febrero de 2012 y estar en concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Para que se lea así:

Los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir, según corresponda en cada caso, con las especificaciones constructivas y operativas contempladas en las normas siguientes:

- a. IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” (Estándar para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia).
- b. IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”.
- c. IEEE-929 “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.
- d. UL-1741 “Inverters, Converts and Controllers and Interconnection System Equipment for use with Independent Power System.

Además se deberá considerar lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. 36979-MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” publicado en La Gaceta No. 33, del 15 de febrero de 2012 y estar en concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” y sus reformas.

Reformar el Artículo 137. Regulación de la tensión.

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas, y el estándar IEEE-1547, los micros y mini generadores que se operen en paralelo con la red de distribución nacional, tendrán los impedimentos siguientes:

- a. Regular la tensión en el punto de interconexión con la red de distribución.
- b. Causar sobre niveles de tensión o bajo niveles de tensión en la red de distribución, diferentes a los límites permisibles, según corresponda.
- c. Producir variaciones mayores al cinco por ciento (5%) de la tensión nominal de la red de distribución, al sincronizarse.
- d. Producir en la red de la distribuidora, huecos o picos de tensión con duraciones y magnitudes fuera de los rangos establecidos en la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro”.

Para que se lea así:

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” y sus reformas, y el estándar IEEE-1547, los micros y mini generadores que se operen en paralelo con la red de distribución nacional, tendrán los impedimentos siguientes:

- a. Regular la tensión en el punto de interconexión con la red de distribución.

- b. Causar sobre niveles de tensión o bajo niveles de tensión en la red de distribución, diferentes a los límites permisibles, según corresponda.
- c. Producir variaciones mayores al cinco por ciento (5%) de la tensión nominal de la red de distribución, al sincronizarse.
- d. Producir en la red de la distribuidora, huecos o picos de tensión con duraciones y magnitudes fuera de los rangos establecidos en la norma AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Reformar el Artículo 138. Límites del Parpadeo.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de parpadeo establecidos en la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Para que se lea así:

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de parpadeo establecidos en la norma AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” y sus reformas.

Reformar el Artículo 139. Distorsión armónica de la tensión.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de distorsión armónica de tensión establecidos, según corresponda, de la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Para que se lea así:

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de distorsión armónica de tensión establecidos, según corresponda, de la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” y sus reformas.

Reformar el Artículo 154. Sistema de medición.

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, correrá a cargo de la empresa eléctrica y cumplirá con lo indicado en la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON “Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica” y sus reformas.

Para que se lea así:

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, correrá a cargo de la empresa eléctrica y formará parte de los costos de interconexión indicados en artículo 132 y cumplirá con lo indicado en la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación” y AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas” y sus reformas.

Reformar el Artículo 152. Aspectos comerciales. Preceptos normativos.

Serán aplicables, para los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, si no se contraponen con esta norma, lo establecido en la norma técnica emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SDC “Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización del Servicio Eléctrico” y sus reformas.

Para que se lea así:

Serán aplicables, para los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, si no se contraponen con esta norma, lo establecido en la norma técnica emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” y sus reformas

Reformar el Artículo 154. Sistema de medición.

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, correrá a cargo de la empresa eléctrica y cumplirá con lo indicado en la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON “Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica” y sus reformas.

Para que se lea así:

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, correrá a cargo de la empresa eléctrica y cumplirá con lo indicado en la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación” y sus reformas.

Reformar el Artículo 155. Control de equipo de medición.

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON “Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica” y sus reformas, las empresas distribuidoras llevarán un control de los medidores utilizados para el registro de las energía consumidas y generadas en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, de tal forma que no se confundan con los utilizados en servicios de los demás abonados o usuarios.

Para que se lea así:

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación” y sus reformas, las empresas distribuidoras llevarán un control de los medidores utilizados para el registro de las energía consumidas y generadas en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, de tal forma que no se confundan con los utilizados en servicios de los demás abonados o usuarios.

Reformar el Artículo 157. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”.

Para el caso de los generadores, bajo la modalidad contractual de “Medición Neta Sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh excedentes) a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al mes de diciembre de cada año.

Para que se lea así:

Para el caso de los generadores, bajo la modalidad contractual de “Medición Neta Sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh

excedentes) a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes de acuerdo con lo señalado en el artículo 131 de esta norma.

Reformar el Artículo 159. Liquidación anual.

Para la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron.

Para que se lea así:

Para la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación del doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes (artículo 131) la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los excedentes de energía acumulados a tal mes aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron.

Reformar el Artículo 170. Condiciones de calidad de la tensión de suministro.

Durante los racionamientos, las condiciones de calidad y frecuencia de tensión de suministro, establecidas en la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro”, rigen en su totalidad, por lo que las empresas distribuidoras tomarán las medidas pertinentes de tal forma que la distribución topológica de los racionamientos no interfieran en la calidad de la tensión de suministro.

Para que se lea así:

Durante los racionamientos, las condiciones de calidad y frecuencia de tensión de suministro, establecidas en la norma AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, rigen en su totalidad, por lo que las empresas distribuidoras tomarán las medidas pertinentes de tal forma que la distribución topológica de los racionamientos no interfieran en la calidad de la tensión de suministro.

Reformar el Artículo 178. Principio de transparencia.

Todo estudio de planeación operativa o de expansión del Sistema Eléctrico Nacional será de carácter público para cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional.

Para que se lea así:

Todo estudio de planeación operativa o de expansión del Sistema Eléctrico Nacional será de carácter público para cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional. Son de carácter público también las bases de datos para los estudios de planeación operativa y de expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

Modificar el Anexo A:

Para que se incluyan las siguientes aclaraciones a la tabla N° 2.

Las aclaraciones a la tabla N° 2 son:

La indisponibilidad de componentes por mantenimiento programado no se considera como contingencias. Los Criterios de Seguridad deben cumplirse durante los mantenimientos programados, lo que comprende el cumplimiento de todas las categorías de la tabla anterior.

Los Criterios de Seguridad no necesariamente se tienen que cumplir para porciones radiales del sistema, si no representan un peligro de seguridad para el sistema eléctrico.

El límite de carga o límite térmico continuo corresponde a la magnitud de corriente con que la línea o equipo puede operar en forma continua. El límite de emergencia puede ser mayor al límite térmico continuo y corresponde al límite de 10 minutos en caso que la sobrecarga se alivie por medios automáticos o al límite de 30 minutos en caso que se deba aliviar la sobrecarga por intervención manual del operador.

La estabilidad del sistema se refiere tanto a la estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad dinámica.

La falla de interruptor debe incluir tanto la no apertura cuando se requiera, como la falla de aislamiento interno o externo en sus cámaras.

El disparo de carga en forma controlada para proteger el sistema en caso de contingencias múltiples será ejecutado por medio de esquemas previamente evaluados e implementados. Estos pueden ser esquemas de disparo manual de carga o esquemas automáticos (sistemas de protección especial). Se acepta también el disparo de generadores y cambios topológicos de la red si se determina que salvaguardan la integridad del sistema en caso de contingencias múltiples. Los sistemas de protección especial deben ser redundantes.

Los límites de carga aplican para todos los componentes del sistema.

Luego de ocurrir una contingencia única (falla de categoría B) debe realizarse un ajuste del sistema eléctrico en un período de 30 minutos, para que en caso de ocurrir una segunda contingencia de categoría B, se siga cumpliendo con las consecuencias aceptables para esta categoría de falla.

- II. Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Comisión Autónoma Ad Hoc, encargada de la revisión, actualización, replanteamiento o modificación de la referida norma (Oficio 893-RG-2013) para que proceda al trámite del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a la Junta Directiva oportunamente.

ACUERDO FIRME.

Se retiran los señores (as) Karla Montero Viquez, Edgar Cubero Castro, Jimmy Vargas Chaves, Mariana Barrantes Chaves, Edwin Espinoza Mekbel y Jorge Blanco y Randall Arce.

ARTÍCULO 4. Carta de la directora Adriana Garrido Quesada sobre su participación en las Sesiones de Junta Directiva mediante el sistema de video conferencia.

Se deja constancia de que la señora Adriana Garrido Quesada se abstiene de conocer este tema.

La Junta Directiva conoce una carta del 11 de setiembre de 2014, mediante la cual la directora Adriana Garrido Quesada informa que todavía se mantienen las condiciones de excepcionalidad que la han obligado a participar en las sesiones de Junta Directiva mediante el sistema de videoconferencia y manifiesta que agradecerá la continuación del apoyo brindado para su participación efectiva por ese medio.

La Junta Directiva sesiona de forma privada, con la única presencia del Auditor Interno y la señora Carol Solano Durán, con el propósito de analizar el tema objeto de este artículo.

Analizado el asunto, se reincorpora a la sesión el señor Alfredo Cordero Chinchilla. La señora **Grettel López Castro** somete a votación el tema y la Junta Directiva resuelve, con los votos a favor de los directores (as) López Castro, Saborío Alvarado, Gutiérrez López y Sauma Fiatt, y con carácter de firme:

ACUERDO 07-53-2014

Trasladar a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el oficio de la directora Adriana Garrido Quesada del 11 de setiembre de 2014, con el propósito de que emita el criterio legal correspondiente.

ACUERDO FIRME.

ARTÍCULO 5. Aprobación del acta de la sesión 51-2014.

Se reincorporan a la sesión los señores Rodolfo González Blanco, Juan Manuel Quesada Espinoza, Enrique Muñoz Aguilar y Ricardo Matarrita Venegas.

La Junta Directiva conoce el borrador del acta de la sesión 51-2014, celebrada el 4 de setiembre de 2014.

La señora **Grettel López Castro** la somete a votación. Seguidamente, la señora López Castro indica que se abstiene de votar el acta, toda vez que no presidió en dicha sesión.

La Junta Directiva, con los votos a favor de los directores (as) Saborío Alvarado, Gutiérrez López, Sauma Fiatt y Garrido Quesada, resuelve:

ACUERDO 08-53-2014

Aprobar, con la salvedad realizada por la señora Grettel López Castro, el acta de la sesión 51-2014, celebrada el 4 de setiembre de 2014, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para su revisión.

ARTÍCULO 6. Solicitud de concesión de servicio público de generación planteada por la empresa Comercial Talamanca El General S.A., para el proyecto hidroeléctrico Consuelo. Expediente CE-013-2013.

A las dieciséis horas con treinta y siete minutos ingresa al salón de sesiones, el señor Edwin Canessa Aguilar, funcionario de la Intendente de Energía, a exponer el tema objeto de este y el siguiente artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 982-IE-2014 del 29 de julio de 2014 y 681-DGAJR-2014 del 3 de setiembre de 2014, mediante los cuales la Intendencia de Energía y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, respectivamente, rinden criterio en torno a la solicitud de concesión de servicio público de generación planteada por la empresa Comercial Talamanca El General S.A., para el Proyecto Hidroeléctrico Consuelo.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** explica el análisis realizado a dicha solicitud de concesión, así como las recomendaciones del caso.

Analizado el asunto, según lo expuesto por la Intendencia de Energía conforme a su oficio 982-IE-2014, así como lo indicado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en el oficio 681-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 09-53-2014

1. Rechazar la gestión de suspensión del procedimiento interpuesta por la empresa Comercial Talamanca El General S.A., por cuanto la Autoridad Reguladora carece de una competencia atribuida por el ordenamiento jurídico para suspender el trámite de otorgamiento de concesión en los términos solicitados.
2. Rechazar a la empresa Comercial Talamanca El General S.A., la solicitud de otorgamiento de la concesión para prestar el servicio público de generación de energía eléctrica.
3. Archivar el expediente de solicitud de concesión para prestar el servicio público de generación de energía eléctrica, cuya fuente primaria es el recurso hídrico, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas, interpuesta por la empresa Comercial Talamanca El General S.A.
4. Remitir a la Secretaría Técnica Nacional Ambiental del Ministerio de Ambiente y Energía copia de las oposiciones interpuestas por los ciudadanos en la audiencia pública celebrada el 7 de mayo de 2014 para su información y consideración en el trámite que se llevó a cabo en la Intendencia de Energía.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO

- I. Que el 19 de diciembre de 2013, el señor Geovanni Solís Fallas, representante legal de Comercial Talamanca El General S.A. (*Comercial Talamanca*), cédula jurídica 3-101-143182, solicitó a la Autoridad Reguladora, se le otorgue concesión para prestar el servicio público de generación de energía, cuya fuente primaria es el agua, al amparo del Capítulo I

de la Ley 7200 y sus reformas, para efectos del desarrollo y operación del Proyecto Hidroeléctrico Consuelo, con una capacidad de 13 984 kW (*folios 1 y 2*).

- II. Que el 16 de enero de 2014, mediante oficio 54-IE-2014, la Intendencia de Energía (IE) previno a la empresa Comercial Talamanca, para que aportara: 1. certificación de la carta de elegibilidad vigente emitida por el Instituto Costarricense de Electricidad, 2. certificación del capital social de la empresa, y 3. referencia de la resolución en que se otorgó la concesión de aprovechamiento del recurso hídrico (*folio 75 al 80*).
- III. Que el 21 de enero de 2014, la empresa Comercial Talamanca, en atención al oficio 54-IE-2014, aportó: 1. certificación de la carta de elegibilidad vigente emitida por el Instituto Costarricense de Electricidad, 2. certificación del capital social actual de la empresa y 3. copia del recibido de la solicitud de concesiones y permisos de la Dirección de Agua del MINAE (*folios 58 al 74*).
- IV. Que el 20 de febrero de 2014, mediante oficio 223-IE-2014, la IE previno a la empresa Comercial Talamanca, para que aportara: 1. certificación del capital social de la empresa Grupo Energético de Costa Rica CEGR S.A. y 2. validación por parte del representante legal de Comercial Talamanca El General S.A. de los documentos aportados por la señora Mélida Solís Fallas como respuesta al oficio 54-IE-2014 (*folio 85 al 87*).
- V. Que el 25 de febrero de 2014, la empresa Comercial Talamanca, en atención al oficio 0223-IE-2014, aportó: 1. certificación de personería jurídica de la empresa Grupo Energético de Costa Rica CEGR S.A. donde se indica que el capital social es costarricense, y 2. validación de los documentos aportados por la señora Mélida Solís Fallas (*folios 81 al 84*).
- VI. Que el 17 de marzo de 2014, mediante oficio 0376-IE-2014, la IE, otorgó admisibilidad a la gestión y solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario, convocar a audiencia pública para el trámite de concesión (*folio 88*).
- VII. Que el 28 de marzo de 2014, se publicó la convocatoria de la audiencia pública en los diarios Diario Extra y La Teja; y en La Gaceta N° 60 del 26 de marzo de 2014 (*folios 96 y 97*).
- VIII. Que el 7 de mayo de 2014, mediante oficio 1312-DGAU-2014 la DGAU, remitió a la IE, el informe de instrucción de la audiencia pública (*folios 1899 al 1900*).
- IX. Que el 16 de mayo de 2014, mediante el oficio 1408-DGAU-2014, la DGAU, remitió a la IE el Acta N° 43-2014 (*Etapa San Rafael de Brunca*), en la que consta que se realizó la audiencia pública el 7 de mayo de 2014 (*folios 167 al 200*).
- X. Que el 20 de mayo de 2014, mediante el oficio 1474-DGAU-2014, la DGAU, remitió a la IE el Acta N° 43-2014 (*Sede Buenos Aires Centro*), en la que consta que se realizó la audiencia pública el 7 de mayo de 2014 (*folios 1901 al 1952*).
- XI. Que el 4 de julio de 2014, mediante oficio 852-IE-2014, la IE previno a la empresa Comercial Talamanca, para que aportara: 1. certificación de la resolución donde se aprueba, por parte del MINAE, la concesión de aguas a Comercial Talamanca para la planta Hidroeléctrica Consuelo, 2. certificación de la resolución donde se aprueba, por

parte de SETENA, el estudio de impacto ambiental y 3. carta vigente de elegibilidad emitida por ICE (*folios 1986 al 1989*).

- XII.** Que el 9 de julio de 2014, la empresa Comercial Talamanca, en atención al oficio 852-IE-2014, solicitó suspender el procedimiento de solicitud de concesión o conceder una prórroga para cumplir con los requisitos solicitados (*folios 1978 al 1983*).
- XIII.** Que el 29 de julio de 2014, mediante oficio 982-IE-2014, la IE emitió informe técnico referente a la solicitud de concesión de servicio público para generar electricidad, planteada por la empresa Comercial Talamanca (*corre agregado en autos*).
- XIV.** Que mediante oficio 681-DGAJR-2014 del 03 de setiembre de 2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió criterio sobre el presente trámite y recomendó a la Junta Directiva que conociera la recomendación de la IE (*corre agregado en autos*).
- XV.** Que en el procedimiento se han observado las prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

- I.** Que del oficio 982-IE-2014 del 29 de julio de 2014, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. MARCO JURÍDICO APLICABLE

A la solicitud de la concesión para generar electricidad le resultan aplicables las disposiciones de los artículos 9º y 55 inciso b) de la Ley 7593, de la Ley 7200 y sus reformas, del Reglamento a la Ley 7593 en lo que respecta al cumplimiento de los requisitos de admisibilidad y del “Procedimiento para el Otorgamiento de Concesiones para Explotar Centrales de Limitada Capacidad, al Amparo de la Ley N° 7200 y sus Reformas”, publicado en La Gaceta 140 del 21 de julio de 2008.

III. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD DE SUSPENSIÓN DEL TRÁMITE DE CONCESIÓN

Respecto a la solicitud de suspensión del trámite de otorgamiento de concesión para generar electricidad cabe indicar que la actuación de la Autoridad Reguladora está sujeta al principio de legalidad y forman parte de esa legalidad y, por ende, de la competencia para actuar, la determinación de los plazos en que la Administración debe actuar. (Sobre este tema ver Voto N°40 de las 15:00 hrs del 22 de marzo de 1995 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia).

El principio es que los plazos establecidos en las leyes y reglamentos no pueden suspenderse o congelarse por causas no establecidas en la propia ley o reglamento, pues ello impediría a la administración tramitar el procedimiento bajo los principios de celeridad y eficiencia, contenidos en los numerales 225 y 269 de la LGAP. La suspensión impediría, además, dictar el acto final expreso y, consecuentemente, la satisfacción de los intereses implícitos en el procedimiento administrativos. (ver entre

otros dictamen de la Procuraduría General de la República C-84-1999 del 3 de mayo de 1999)

Lo anterior es importante en vista del texto del artículo 17 de la Ley de la ARESEP, indica:

[...] El ente que otorgue la concesión o el permiso podrá suspender el proceso de otorgamiento de explotación de un servicio público hasta por un plazo de tres meses, cuando se demuestre un posible perjuicio grave sobre los recursos naturales, previo criterio del Ministerio del Ambiente y Energía. Dentro de este plazo, el solicitante podrá proponer un proyecto alternativo; de lo contrario, la solicitud se tendrá por denegada. [...]

Asimismo el artículo 32 del reglamento a la Ley 7593, establece:

[...] Suspensión del trámite de la concesión o el permiso. Independientemente de los plazos previstos en la normativa especial que regula el otorgamiento de las concesiones o permisos de que se trate, cuando surjan fundadas razones para pensar que se puede causar un perjuicio grave a los recursos naturales, podrá suspenderse la tramitación hasta por tres meses, previo criterio por escrito del Ministerio del Ambiente y Energía, con el propósito de que el solicitante de la concesión o el permiso, presente una propuesta alternativa, que sea compatible con las regulaciones de protección del medio ambiente vigentes.

En caso que el solicitante no cumpla con la prevención dentro del plazo indicado, se tendrá por denegada su solicitud y se archivará el expediente. [...]

Finalmente el artículo 259 de la LGAP, dispone en lo conducente:

- [...] 1. Los plazos podrán ser suspendidos por fuerza mayor, de oficio o a petición de parte.*
- 2. La alegación de fuerza mayor deberá hacerse dentro de los ocho días siguientes a su cesación, simultáneamente con el acto impedido por aquélla, so pena de perder la posibilidad de realizarlo y de sufrir el rechazo de suspensión solicitada.*
 - 3. No será causa de suspensión la que haya servido de motivo a una prórroga o a un nuevo señalamiento. [...]*

Como se puede observar, la suspensión del plazo es excepcional, y obliga a interpretar en forma restrictiva la facultad para suspender. El motivo de la suspensión debe constituir jurídicamente una fuerza mayor o un posible perjuicio grave sobre los recursos naturales, por lo tanto el trámite respectivo no puede ser prorrogado o suspendido por decisión administrativa.

Esta circunstancia y la aplicación correcta de los principios y normas sobre procedimiento administrativo determinaría, por sí sola, la incompetencia de la Autoridad Reguladora para decidir sobre el término, sea para prorrogarlo, sea para suspenderlo, salvo disposición en contrario de la Ley. En efecto, una potestad en este sentido nulificaría el deber implícito de decidir en el plazo y la responsabilidad que su incumplimiento genera. Sin embargo, del examen de la Ley 7593 y su reglamento así

como lo indicado en la LGAP, no se evidencia que haya sido atribuida a la Autoridad Reguladora una facultad de suspender el plazo para decidir.

En virtud de lo anterior, se recomienda rechazar la solicitud de suspensión del procedimiento interpuesta por la empresa Comercial Talamanca, por cuanto la Autoridad Reguladora carece de una competencia atribuida por el ordenamiento jurídico para suspender el trámite de otorgamiento de concesión.

IV. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD DE LA CONCESIÓN

La Ley General de la Administración Pública, Ley No. 6227 en su numeral 264 indica expresamente:

[...] 1. Aquellos trámites que deban ser cumplidos por los interesados deberán realizarse por éstos en el plazo de diez días, salvo en el caso de que por ley se fije otro. 2. A los interesados que no los cumplieren, podrán declarárseles de oficio o a gestión de parte, sin derecho al correspondiente trámite. [...]

A su vez, el Procedimiento para el Otorgamiento de Concesiones para Explotar Centrales de Limitada Capacidad, al Amparo de la Ley N° 7200 y sus Reformas, publicado en La Gaceta 140 del 21 de julio de 2008, establece en lo conducente:

[...] Efecto del incumplimiento. Vencido el plazo e incumplida la prevención, la Dirección de Servicios de Energía elevará a conocimiento de la Junta Directiva el expediente y el proyecto de auto de archivo de la petición [...]

Para el caso que nos ocupa, 04 de julio de 2014, mediante oficio 0852-IE-2014, la IE previno a la empresa Comercial Talamanca, para que aportara información faltante, a fin de continuar con el trámite de su gestión de solicitud de prórroga de concesión. Por esta razón, se le solicitó aportar lo siguiente: 1. certificación de la resolución donde se aprueba, por parte del MINAE, la concesión de aguas a Comercial Talamanca para la planta Hidroeléctrica Consuelo, 2. certificación de la resolución donde se aprueba, por parte de SETENA, el estudio de impacto ambiental y 3. carta vigente de elegibilidad emitida por ICE.

Sobre los puntos prevenidos, la Ley 7200 establece, en lo conducente, que previo al otorgamiento de la concesión de servicio público para generar electricidad, el gestionante debe cumplir con lo siguiente:

Artículo 8: [...] Además de la declaratoria de elegibilidad a que se refiere el artículo 6, para centrales de limitada capacidad mayores o iguales a veinte mil kilovatios (20.000 KW), el interesado deberá aportar al Servicio Nacional de Electricidad(*) una certificación sobre la aprobación de un estudio del impacto ambiental, elaborado por un profesional del ramo.[...]

Artículo 6: [...] Para otorgar una concesión destinada a explotar centrales de limitada capacidad, el Servicio Nacional de Electricidad, además de lo estipulado en la Ley de Nacionalización de Aguas, Fuerzas Hidráulicas y Eléctricas, 258 del 18 de agosto de 1941 y sus reformas deberá exigir una declaratoria de elegibilidad otorgada por el Instituto Costarricense de Electricidad. Esta declaratoria deberá

producirse en un plazo no mayor de ciento veinte días naturales, contados a partir de la presentación de la solicitud. [...]

El 09 de julio de 2014, la empresa Comercial Talamanca, respondió dicha prevención, solicitando suspender el procedimiento de solicitud de concesión o conceder la suspensión del procedimiento para cumplir con los requisitos.

Siendo que la empresa Comercial Talamanca no cumple con los requisitos legales para el otorgamiento de la concesión solicitada, lo procedente es rechazar su petición y archivar el asunto.

V. ANÁLISIS DE LAS POSICIONES O COADYUVANCIAS PRESENTADAS EN LA AUDIENCIA PÚBLICA

Las coadyuvancias interpuestas se basaron en el beneficio de tener agua en la comunidad, porque el AyA no es competente para resolver el problema que tienen actualmente, además de los buenos comentarios y mejoras que van a tener con la iniciación del proyecto.

Por la forma en que se recomienda resolver, no se entra a analizar en detalle las oposiciones y coadyuvancias interpuestas en la audiencia pública.

No obstante lo anterior, las mismas serán remitidas al MINAE y a la SETENA para su información y consideración en la tramitación que lleva a cabo esta autoridad.

VI. CONCLUSIONES

- 1) La solicitud de la concesión es para generar electricidad mediante el aprovechamiento del recurso hídrico en una planta de 13 984 kW al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, cuya potencia se destinará para venta al ICE.*
- 2) El ordenamiento jurídico no autoriza a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para suspender el plazo legal, dentro del cual debe dictar el acto final.*
- 3) Dicha suspensión sólo podría tener lugar en aplicación del artículo 17 de la Ley 7593 y 32 del reglamento a la Ley 7593, en concordancia con el artículo 259 de la LGAP. De no existir el motivo previsto en los citados artículos, cualquier decisión de suspender resultaría inválida.*
- 4) La empresa Comercial Talamanca a la fecha no ha presentado documentación referida a la certificación de la resolución donde se aprueba, por parte del MINAE, la concesión de aguas para la planta Hidroeléctrica Consuelo, certificación de la resolución donde se aprueba, por parte de SETENA, el estudio de impacto ambiental y carta vigente de elegibilidad emitida por ICE.*
- 5) En la audiencia pública se presentaron tanto oposiciones como coadyuvancias a la solicitud, no obstante a lo anterior, por la forma en que se recomienda resolver, éstas no se entran a analizar. No obstante lo anterior, las mismas serán remitidas al MINAE y a la SETENA para su información y consideración en la tramitación que lleva a cabo esta autoridad.*

[...]

- II. Que sobre la base de los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es rechazar a la empresa Comercial Talamanca El General S.A., la concesión solicitada tal como se dispone.
- III. Que en sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 982-IE-2014 del 29 de julio de 2014 y 681-DGAJR-2014 del 03 de setiembre de 2014, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas y en lo establecido en la Ley General de la Administración Pública;

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD
REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:**

- I. Rechazar la gestión de suspensión del procedimiento interpuesta por la empresa Comercial Talamanca El General S.A., por cuanto la Autoridad Reguladora carece de una competencia atribuida por el ordenamiento jurídico para suspender el trámite de otorgamiento de concesión en los términos solicitados.
- II. Rechazar a la empresa Comercial Talamanca El General S.A., la solicitud de otorgamiento de la concesión para prestar el servicio público de generación de energía eléctrica.
- III. Archivar el expediente de solicitud de concesión para prestar el servicio público de generación de energía eléctrica, cuya fuente primaria es el recurso hídrico, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas, interpuesta por la empresa Comercial Talamanca El General S.A.
- IV. Remitir a la Secretaría Técnica Nacional Ambiental del Ministerio de Ambiente y Energía copia de las oposiciones interpuestas por los ciudadanos en la audiencia pública celebrada el 7 de mayo de 2014 para su información y consideración en el trámite que se llevó a cabo en la Intendencia de Energía.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP), se informa que contra esta resolución puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 7. Solicitud de concesión de servicio público para generación hidroeléctrica planteada por la empresa P.H. RíoVolcán S.A. para la planta Volcán 3. Expediente CE-001-2014.

Al ser las dieciséis horas con cuarenta minutos se incorpora a la sesión el señor Dennis Meléndez Howell y por lo tanto, continúa presidiendo.

La Junta Directiva conoce los oficios 1130-IE-2014 del 21 de agosto de 2014 y 697-DGAJR-2014 del 9 de setiembre de 2014, mediante los cuales la Intendencia de Energía y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, respectivamente, rinden criterio en torno a la solicitud de concesión de servicio público para generación hidroeléctrica planteada por la empresa P.H. RíoVolcán S.A., para la planta Volcán 3.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** explica el análisis realizado a dicha solicitud de concesión, así como las recomendaciones del caso.

Analizado el asunto, según lo expuesto por la Intendencia de Energía conforme a su oficio 1130-IE-2014, así como lo indicado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en el oficio 697-DGAJR-2014, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

a. En cuanto al otorgamiento de la concesión a la empresa Río Volcán S.A.

ACUERDO 10-53-2014

1. Otorgar a la empresa Río Volcán S.A., cédula jurídica 3-101-131036, concesión para prestar el servicio público de generación de energía, cuya fuente primaria es el agua, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas, para efectos del desarrollo y operación de la Planta Hidroeléctrica Volcán 3, con una capacidad de 17 000 kW, por un plazo de 20 años, contados a partir del 27 de setiembre de 2014.
2. Indicar a Río Volcán S.A. que el Proyecto Hidroeléctrico, debe cumplir no solamente con las condiciones estipuladas en el contrato que tiene suscrito o el que suscriba posteriormente con el ICE, sino también con la normativa técnica aplicable que la Autoridad Reguladora haya aprobado o llegue a aprobar en el ejercicio de sus facultades reguladoras. Así como también que le serán aplicables las condiciones de caducidad y de revocatoria de la concesión, señaladas en los artículos 15, 38, 39 y 41 de la ley 7593 y sus reformas y las que señale cualquier otra ley especial en la materia.
3. Indicar a Río Volcán S.A. que debe cumplir con las condiciones relativas a la protección al ambiente, que establezcan tanto la legislación vigente como los entes estatales correspondientes, en cumplimiento de sus potestades legales.
4. Indicar a Río Volcán S.A., que debe cumplir con todas las obligaciones contenidas en el artículo 14 de la Ley 7593 y sus reformas y debe remitir a la Autoridad Reguladora toda la información que le sea solicitada en el ejercicio de sus funciones legales.
5. Indicar a Río Volcán S.A., que debe pagar el canon de regulación establecido por la Autoridad Reguladora y mantenerse al día, pues la falta de pago de dicho canon, dará lugar a las sanciones establecidas en la Ley 7593 y sus reformas.

6. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO

- I. Que el 23 de setiembre de 1994, el entonces Servicio Nacional de Electricidad (SNE), mediante resolución 372-H-94, otorgó a la firma Río Volcán S.A. (*Río Volcán*), concesión de 13 150,6 kW, para el Proyecto Hidroeléctrico Volcán 3, por el plazo de 15 años (*folios 20 al 26*).
- II. Que el 3 de agosto de 1995, el SNE, mediante resolución 418-H-95, otorgó a la firma Río Volcán, una ampliación por cinco años más al plazo de la concesión y ampliación a la capacidad quedando en 17 000 kW. (*folios 27 al 32*).
- III. Que el 24 de enero de 2014, la empresa Río Volcán, solicitó prórroga a la concesión de servicio público para generación de energía, por una potencia máxima de 17 000 kW, cuya fuente primaria es el agua, con el fin de venderla al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas. Si bien es cierto la solicitud se refiere a una renovación, debe entenderse ésta como una concesión nueva (*folios 01 al 15*).
- IV. Que el 21 de febrero de 2014, mediante oficio 227-IE-2014, la Intendencia de Energía (IE) previno a la empresa Río Volcán, aportar los siguientes requisitos de admisibilidad: 1. Referencia de la resolución (*número y fecha*) en que se aprobó la concesión de fuerza hidráulica a P.H. Río Volcán por parte de la Dirección de Aguas del Ministerio de Ambiente y Energía; y 2. Certificación de que PH. Río Volcán S.A. se encuentra inscrita y al día con sus obligaciones ante la CCSS y FODESAF (*folios 88 al 90*).
- V. Que el 26 de febrero de 2014, mediante oficio PHRV-11-2014, la empresa Río Volcán, en respuesta al oficio 227-IE-2014, aportó: 1. copia certificada de la solicitud de Concesión de fuerza hidráulica entregada el 31 de enero en las oficinas de la Dirección de Aguas del MINAE, demostrando que dicho requisito se encuentra en proceso de admisibilidad ante dicha dependencia, y 2. Certificación de que PH. Río Volcán S.A. se encuentra inscrita y al día con sus obligaciones ante la CCSS y FODESAF –*documento fue aportado el 14 de marzo de 2014 y las certificaciones remitidas mediante oficio PHRV-016-2014 del 8 de abril de 2014 - (folios 68 al 87, 91 al 92 y 105 al 107 respectivamente)*.
- VI. Que el 19 de marzo de 2014, mediante oficio 420-IE-2014, la IE, otorgó admisibilidad a la gestión –*la cual debe entenderse como una solicitud de concesión nueva*– y solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario, convocar a audiencia pública para el trámite respectivo (*folio 93*).
- VII. Que el 1 de abril de 2014, se publicó la convocatoria de la audiencia pública en los diarios La Teja y Diario Extra; y en La Gaceta No 64 de la misma fecha (*folios 101 y 102*).
- VIII. Que el 19 de mayo de 2014, mediante el oficio 1418-DGAU-2014, la DGAU, remitió a la IE el Acta N° 48-2014, en la que consta que se realizó la audiencia pública el 9 de mayo de 2014. Asimismo, en esa misma fecha, mediante el oficio 1419-DGAU-2014, la

DGAU, remitió a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias (*folios 115 al 122 y 125 al 126*).

- IX.** Que el 28 de mayo de 2014, mediante oficio 669-IE-2014, la IE, previno a la empresa Río Volcán, para que aportara: 1. Certificación de la resolución donde se aprueba, por parte del MINAE, la concesión de aguas a RIO VOLCAN para su planta hidroeléctrica Río Volcán (*folios 139 al 141*).
- X.** Que el 3 de junio de 2014, la empresa Río Volcán, impugnó el oficio 669-IE-2014 del 28 de mayo (*folios 127 al 129*).
- XI.** Que el 10 de junio de 2014, mediante oficio 732-IE-2014, la IE, remitió a la Junta Directiva el oficio 731-IE-2014, por medio del cual, se recomendó rechazar a la empresa P.H. Río Volcán S.A, la concesión para prestar el servicio público de generación de energía (*folio 143*).
- XII.** Que el 11 de junio de 2014, mediante oficio 356-SJD-2014, la Secretaría de la Junta Directiva (*SJD*), trasladó el oficio 732-IE-2014, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (*DGAJR*) para su respectivo análisis (*folio 141*).
- XIII.** Que el 2 de julio de 2014, mediante oficio 401-SJD-2014, la SJD trasladó a la IE el oficio 474-DGAJR-2014, emitido por la DGAJR, en el que se recomendó que previo al dictado de la resolución final sobre la solicitud de concesión de Río Volcán por parte de la Junta Directiva, se proceda a dar respuesta al recurso interpuesto (*folios 148 al 151*).
- XIV.** Que el 8 de agosto de 2014, mediante oficio PHRV-25-2014, la empresa Río Volcán, aportó: 1. Copia certificada del oficio No. R-1093-2014-AGUAS-MINAE del 22 de julio del 2014, mediante la cual se le otorgó concesión de aprovechamiento de aguas para el desarrollo de las fuerzas hidráulicas por un plazo de 25 años (*folios 153 al 162*).
- XV.** Que el 18 de agosto de 2014, la empresa Río Volcán, presentó solicitud de desistimiento de la impugnación interpuesta contra el oficio 669-IE-2014/13971 del 28 de mayo de 2014 (*folios 166 al 172*).
- XVI.** Que el 21 de agosto de 2014, mediante la resolución RIE-051-2014, la IE, acogió de plano la solicitud de desistimiento de la impugnación interpuesta por la empresa P.H. Río Volcán S.A., contra el oficio 669-IE-2014/13971 del 28 de mayo de 2014 (*corre agregado en autos*).
- XVII.** Que el 21 de agosto de 2014, mediante oficio 1130-IE-2014, la IE emitió informe técnico referente a la solicitud de concesión de servicio público para generar electricidad, planteada por la empresa P.H. Río Volcán S.A. (*corre agregado en autos*).
- XVIII.** Que mediante oficio 697-DGAJR-2014 del 9 de setiembre de 2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió criterio sobre el presente trámite y recomendó a la Junta Directiva que conociera la recomendación de la IE (*corre agregado en autos*).
- XIX.** Que en el procedimiento se han observado las prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

- I. Que del oficio 1130-IE-2014 del 21 de agosto de 2014, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. MARCO JURÍDICO APLICABLE

A la solicitud de la concesión para generar electricidad le resultan aplicables las disposiciones de los artículos 9º y 55 inciso b) de la Ley 7593, de la Ley 7200 y sus reformas, del Reglamento a la Ley 7593 en lo que respecta al cumplimiento de los requisitos de admisibilidad y del “Procedimiento para el Otorgamiento de Concesiones para Explotar Centrales de Limitada Capacidad, al Amparo de la Ley N° 7200 y sus Reformas”, publicado en La Gaceta 140 del 21 de julio de 2008.

III. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD DE LA CONCESIÓN

- 1) Actualmente la empresa Río Volcán, cuenta con concesión para prestar el servicio público de generación de energía, para el proyecto hidroeléctrico Volcán Tres, cuya fuente primaria es el agua, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas, otorgada por el entonces SNE mediante resoluciones 372-H-94 y 418-H-95, hasta el 26 de setiembre de 2014.
- 2) El proyecto Hidroeléctrico Volcán Tres, cuenta con concesión de aprovechamiento de aguas, otorgada por el MINAE, según resolución R-1093-2014-AGUAS-MINAE del 22 de julio del 2014, por un plazo de 25 años, -hasta el 22 de julio de 2039- (folios del 153 al 162).
- 3) El proyecto Hidroeléctrico Volcán Tres, se ubica entre el distrito de Sarapiquí, cantón Alajuela, Provincia Alajuela, y el distrito La Virgen, cantón Sarapiquí, provincia Heredia (folios 157 y 165).
- 4) Que en sesión No. 218 del 10 de octubre de 1994, -certificado por la Setena mediante el oficio SG-ASA-149-2014-SETENA del 10 de febrero de 2014- la Comisión Institucional de Control y Evaluación de Estudios de Impacto Ambiental, le otorgó viabilidad al Proyecto, por lo tanto cuenta con Estudio de Impacto Ambiental (folio 10, y 165).
- 5) Dispone de carta de elegibilidad del ICE, mediante oficio No. 510-288-2014 del 26 de febrero de 2014, el ICE indicó que se autoriza el inicio del proceso de negociación con el fin de suscribir nuevo contrato de compra de energía con la empresa Río Volcán (folio 113).
- 6) El capital social corresponde más del 35% a costarricenses, de conformidad con lo que dispone el artículo 3 de la Ley 7200 (folios 38 al 40).
- 7) Aporta la documentación de estar al día con las obligaciones de seguridad social (folios 36, 92, 105 al 107).

- 8) La Intendencia de Energía verificó que la documentación aportada por la solicitante, además de los requisitos de admisibilidad, cumpliera con lo establecido en el “Procedimiento para el Otorgamiento de Concesiones para Explotar Centrales de Limitada Capacidad, al Amparo de la Ley N° 7200 y sus Reformas”. En el expediente consta lo siguiente:
- Certificación registral de personería del apoderado generalísimo sin límite de suma de la solicitante (folio 5).
 - Certificación de origen de capital social (folios 38 al 40).
 - Constancia de la carta de elegibilidad emitida por el Instituto Costarricense de Electricidad, conforme oficio N° 510-288-2014 del 26 de febrero de 2014 (folio 113).
 - Certificación de estar al día con las cuotas obrero-patronales de la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) (folios 92 y 106).
 - Certificación de estar al día con las obligaciones derivadas de la Ley de FODESAF (folio 107).
 - Detalle de la planta y ubicación geográfica (folios 3 y 4).
- 9) Actualmente la capacidad del SEN es de 2 776,5 MW, de estos el 15% de la capacidad instalada al que se refiere la ley 7200 en su Capítulo I corresponde a 416,48 MW.

A la fecha ha sido otorgadas concesiones por 521,2 MW; de otorgarse la concesión a P.H. Río Volcán S.A., para su planta hidroeléctrica Volcán Tres, este valor se mantendría inalterable ya que actualmente posee concesión.

Así mismo, la capacidad instalada (con contrato y en operación) en el SEN por Capítulo I es de 239,2 MW (8,8%), la planta de generación Volcán Tres se encuentra actualmente en operación con un contrato por su capacidad máxima, por lo que no afecta el porcentaje instalado, siendo así no se alcanza aun el porcentaje máximo establecido por Ley (15%), quedando disponible por instalar 177,27 MW (6,4%).

Generación Privada. Capítulo I Ley 7200		
	Capacidad (MW)	Porcentaje (%)
SEN (12 de agosto 2014)	2776,5	100%
15% del SEN	416,48	15%
Total concesionado a la fecha	521,2	18,8%
Capacidad Instalada por Capítulo I	239,20	8,6%
Total contratado	215,89	7,8%
Disponible para instalar a la fecha	177,27	6,4%

IV. ANÁLISIS DE LAS POSICIONES O COADYUVANCIAS PRESENTADAS EN LA AUDIENCIA PÚBLICA:

El 9 mayo de 2014, se realizó la audiencia pública en la que estuvieron presentes: personeros de la empresa Río Volcán S.A. y de la ARESEP, según consta en acta N° 48-2014 (folios 115 al 122). No se presentaron oposiciones, se presentaron cinco coadyuvancias, a saber: 1. Donald Morera Esquivel, cédula 4-0144-0775, 2. Mixie Camacho, cédula 4-0136-0117, 3. Rosibel Chavarría, cédula 4-0136-0117, Edwin Daniel Jiménez Padilla, cédula 1-0707-0434, 5. Gabriela Rodríguez Redondo, cédula

1-0619-0974, 6. María del Rosario Araya, cédula 2-0491-153, y 7. Yessenia Castro, cédula 7-0134-0325

Todas las coadyuvancias hacen referencia a lo positivo que ha sido para la comunidad el proyecto hidroeléctrico Río Volcán, por cuanto se aprovecha el recurso hídrico y se ha ayudado a la comunidad escolar.

V. CONCLUSIONES

1. *La empresa Río Volcán, cuenta con concesión para prestar el servicio público de generación de energía, cuya fuente primaria es el agua, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas, otorgada por el entonces SNE mediante resoluciones 372-H-94 y 418-H-95, hasta el 26 de setiembre de 2014.*
2. *El proyecto Hidroeléctrico Río Volcán, cuenta con concesión de aprovechamiento de aguas, otorgada por el MINAE, según resolución R-1093-2014-AGUAS-MINAE del 22 de julio del 2014, por un plazo de 25 años, -hasta el 22 de julio de 2039- (folios del 153 al 162).*
3. *La empresa Río Volcán, solicitó a la Autoridad Reguladora, prórroga de la concesión para prestar el servicio público de generación de energía, debiendo entenderse esta como una solicitud de concesión nueva.*
4. *La solicitud de la concesión para generar electricidad mediante el aprovechamiento del recurso hídrico, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200, se encuentra ajustada a la legislación vigente, pues cumple con los requisitos establecidos.*
5. *En la audiencia pública no se presentaron oposiciones, sí se presentaron cinco coadyuvancias a la solicitud.*
6. *La concesión de servicio público que se solicita, debe sujetarse al cumplimiento de las condiciones ambientales que los entes competentes establezcan.*
7. *Dado el límite impuesto por el capítulo I de la Ley 7200, la concesión puede otorgarse por un máximo de 20 años.*

[...]

- II. Que sobre la base de los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es aceptar a la empresa P.H. Río Volcán S.A., la solicitud de prórroga de concesión solicitada tal como se dispone.
- III. Que en sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 1130-IE-2014 del 21 de agosto de 2014 y el 697-DGAJR-2014 del 9 de setiembre de 2014, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas y en lo establecido en la Ley General de la Administración Pública;

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD
REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:**

- I. Otorgar a la empresa Río Volcán S.A., cédula jurídica 3-101-131036, concesión para prestar el servicio público de generación de energía, cuya fuente primaria es el agua, al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas, para efectos del desarrollo y operación de la Planta Hidroeléctrica Volcán 3, con una capacidad de 17 000 kW, por un plazo de 20 años, contados a partir del 27 de setiembre de 2014.
- II. Indicar a Río Volcán S.A. que el Proyecto Hidroeléctrico, debe cumplir no solamente con las condiciones estipuladas en el contrato que tiene suscrito o el que suscriba posteriormente con el ICE, sino también con la normativa técnica aplicable que la Autoridad Reguladora haya aprobado o llegue a aprobar en el ejercicio de sus facultades reguladoras. Así como también que le serán aplicables las condiciones de caducidad y de revocatoria de la concesión, señaladas en los artículos 15, 38, 39 y 41 de la ley 7593 y sus reformas y las que señale cualquier otra ley especial en la materia.
- III. Indicar a Río Volcán S.A. que debe cumplir con las condiciones relativas a la protección al ambiente, que establezcan tanto la legislación vigente como los entes estatales correspondientes, en cumplimiento de sus potestades legales.
- IV. Indicar a Río Volcán S.A., que debe cumplir con todas las obligaciones contenidas en el artículo 14 de la Ley 7593 y sus reformas y debe remitir a la Autoridad Reguladora toda la información que le sea solicitada en el ejercicio de sus funciones legales.
- V. Indicar a Río Volcán S.A., que debe pagar el canon de regulación establecido por la Autoridad Reguladora y mantenerse al día, pues la falta de pago de dicho canon, dará lugar a las sanciones establecidas en la Ley 7593 y sus reformas.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP), se informa que contra esta resolución puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación

de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME.

b) En cuanto a la recomendación adicional contenida en el oficio 697-DGAJR-2014.

Con base en la recomendación adicional expuesta por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en su oficio 697-DGAJR-2014, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 11-53-2014

Rechazar la solicitud de audiencia con la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, presentada el 5 de junio de 2014 por la empresa P.H. Río Volcán S.A. –visible a folios 132 a 133- con base en lo establecido en el Reglamento de Sesiones de dicho órgano colegiado, que en su artículo 2 inciso 4, dispone: “La Junta no conferirá audiencia a ninguna de las partes de un procedimiento administrativo que la soliciten, cuando la Junta debe conocer los recursos administrativos que interesen o pueden interesar a los solicitantes”.

ACUERDO FIRME.

A las dieciséis horas con cuarenta y cuatro minutos, se retira el señor Edwin Canessa Aguilar.

ARTÍCULO 8. Cronograma actualizado y solicitud de prórroga a la Contraloría General de la República, sobre la propuesta del Modelo para fijación ordinaria de tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús.

A las dieciséis horas con cincuenta minutos ingresan al salón de sesiones, los señores Guillermo Monge Guevara y Juan Carlos Pereira Rivera, funcionarios del Centro de Desarrollo de la Regulación, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio 115-CDR-2014 del 10 de setiembre de 2014, mediante el cual el Centro de Desarrollo de la Regulación, rinde criterio en torno al cronograma actualizado y solicitud de prórroga a la Contraloría General de la República, sobre la propuesta del Modelo para fijación ordinaria de tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús.

El señor **Guillermo Monge Guevara** explica algunos elementos que se consideran dentro de la propuesta del cronograma para atender la nueva propuesta del modelo para la fijación ordinaria de tarifas de autobuses, al tiempo que responde distintas consultas sobre el particular.

Seguidamente se suscita un intercambio de opiniones entre los miembros de la Junta Directiva, dentro de las cuales, se propone posponer, para una próxima sesión, el conocimiento de la propuesta de cronograma actualizado de manera que se ajuste conforme a los comentarios realizados en esta oportunidad.

Analizado el planteamiento, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 12-53-2014

Posponer, para una próxima sesión, el conocimiento de la propuesta de cronograma actualizado y solicitud de prórroga a la Contraloría General de la República, sobre la propuesta del Modelo para fijación ordinaria de tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús, a efecto de que se ajuste conforme a los comentarios y observaciones planteados en esta oportunidad.

Se retira el señor Juan Carlos Pereira Rivera.

ARTÍCULO 9. Propuestas de metodologías tarifarias ordinarias de electricidad.

A las diecisiete horas con diez minutos ingresan al salón de sesiones, los(as) señores (as): Marco Otoya Chavarría, Mike Osejo Villegas y Samantha Wegmann Quesada, funcionarios del Centro de Desarrollo de la Regulación, así como la señora Karla Montero Víquez, funcionaria de la Intendencia de Energía, exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio 107-CDR-2014 del 20 de agosto de 2014, mediante el cual el Centro de Desarrollo de la Regulación, remite las propuestas de metodologías tarifarias ordinarias sobre: i) Servicio distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural; ii) Servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos y iii) Servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

El señor **Dennis Meléndez Howell** aclara que, en esta oportunidad, el Centro de Desarrollo de la Regulación expondrá la propuesta de metodología con carácter informativo, razón por lo cual no implicará que la Junta Directiva deba tomar un acuerdo sobre el particular.

El señor **Marco Otoya Chavarría** explica aspectos generales de la formalización de las propuestas metodológicas del sector eléctrico. Entre otras cosas, se refiere a los antecedentes, así como a los alcances y limitaciones siguientes:

- *Fijaciones tarifarias ordinarias para los servicios de distribución, transmisión y generación de electricidad.*
 - *Operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.*
 - *Se define el ajuste porcentual a reconocer para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa.*
- *No contempla la estructura tarifaria ni la definición de la tarifa final a los usuarios del servicio.*
- *El ajuste porcentual requerido deberá distribuirse entre las diferentes tarifas y bloques de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía.*

Asimismo, señala que entre los objetivos se encuentran: i) sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se han empleado hasta el presente para las fijaciones tarifarias ordinarias; ii) exponer esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara; iii) introducir mejoras y

actualizaciones al procedimiento y iv) obtener una estimación del ajuste porcentual requeridos para compensar el cambio en la demanda, costos totales e inversiones.

Por otra parte, está el objetivo de mejoras y actualizaciones en cuanto a:

- *Estimación del costo de capital propio (CAPM).*
- *Definición de la fuente de información financiera a utilizar en el cálculo del CAPM.*
- *Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos.*
- *Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios.*
- *Homologar criterios para el tratamiento de las variables.*
- *Revisión de las estimaciones y posterior liquidación de las diferencias.*
- *Estimar el ajuste porcentual requerido.*

En otro orden de ideas, comenta la estrategia en la que se inscribe la propuesta:

- *La aprobación de esta propuesta se considera como la primera etapa de una estrategia más amplia de actualización de las metodologías tarifarias del sector de electricidad.*
- *La segunda etapa consistirá en el paso a un enfoque de necesidades de efectivo.*
- *Gran parte de lo incluido en esta propuesta se utilizará en el modelo de necesidades de efectivo: i) Definición de costos de operación y mantenimiento; ii) Gastos por compra de energía, iii) Costos por gestión productiva y comercialización y iv) Definición de los ingresos.*

Agrega que, el modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones ordinarias para los sistemas de distribución, transmisión y generación eléctrica, requiere del cálculo de los siguientes componentes: *ingresos totales, costos totales, rédito para el desarrollo, definición del periodo de aplicación y obtención del monto y ajuste tarifario.*

Además, indica que el modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula, bajo las condiciones de calidad establecidas. Asimismo, garantizar un monto sobre el capital invertido, denominado rédito para el desarrollo, que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria.

Por otra parte, manifiesta que la aplicación del modelo requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el período base (t) (Primera etapa). Apunta que, esa información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el porcentaje de ajuste en el periodo (t+1) (Segunda etapa).

Seguidamente explica en términos generales la metodología propuesta: cálculo de los ingresos totales, los costos totales de operación, mantenimiento y administración; la tasa de rédito, la base tarifaria. Comenta además, los resultados obtenidos en las simulaciones.

En términos de la metodología, destaca el tema de estimación del Costo de Capital, según fuentes de información financiera especializada (Damodaran y Blomberg). Sobre el particular, explica las implicaciones de cada una.

Luego de una serie de consultas formuladas sobre la exposición, el señor **Dennis Meléndez Howell** señala que sería importante presentar, en una próxima oportunidad, los resultados de las simulaciones mostrando el impacto, no solo en el monto de ajuste en los ingresos de las empresas, sino una estimación del impacto en la tarifa promedio.

Analizado el asunto, según lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación, conforme al oficio 107-CDR-2014, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 13-53-2014

Dar por conocida la exposición brindada por el Centro de Desarrollo de la Regulación en torno a las propuestas de metodologías tarifarias ordinarias sobre: i) Servicio distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural; ii) Servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos y iii) Servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

Se retiran los señores (as) Marco Otoya Chavarría, Mike Osejo Villegas, Samantha Wegmann Quesada y Karla Montero Víquez.

ARTÍCULO 10. Asuntos pospuestos.

El señor **Dennis Meléndez Howell** señala que, dado lo avanzado de la hora, propone posponer los asuntos indicados en la agenda como puntos 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9 y 5.10. Seguidamente, somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 14-53-2014

Posponer, para la próxima sesión ordinaria, el conocimiento de los puntos 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9 y 5.10, los cuales, en ese orden, se refieren a los siguientes asuntos:

- a. Recurso de reposición o revocatoria contra la resolución RJD-006-2014 y gestiones de nulidad absoluta contra las resoluciones RJD-036-2013 y RJD-006-2014, interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad. Expedientes OT-013-2013 y OT-341-2013. Oficio 640-DGAJR-2014 del 22 de agosto de 2014.
- b. Recurso de apelación interpuesto por Autotransportes Hermanos Calvo, contra la resolución 987-RCR-2012. Expediente ET-166-2012. Oficio 649-DGAJR-2014 del 25 de agosto de 2014.
- c. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por Gilberth Fernández Solís, contra la resolución 008-RIT-2013 del 22 de enero de 2013. Expediente ET-207-2012. Oficio 664-DGAJR-2014 del 29 de agosto de 2014.
- d. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-032-2014. Expediente AU-274-2012. Oficio 650-DGAJR-2014 del 26 de julio del 2014.

- e. Criterio sobre la abstención por conflicto de intereses y marco jurídico de la política salarial y los ajustes salariales en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Oficio 667-DGAJR-2014 del 29 de agosto de 2014.
- f. Continuación del análisis del tema salarial.

ARTÍCULO 11. Asuntos informativos.

Seguidamente se dan por recibidos los asuntos indicados en la agenda, como temas de carácter informativo:

1. Criterio sobre inconformidad por la publicación del informe de resultados de evaluación de calidad de los combustibles en estaciones de servicio de primer semestre del 2014. (Cumplimiento del acuerdo 07-50-2014). Oficio 677-DGAJR-2104 del 3 de setiembre de 2014.
2. Respuesta a los Diputados de la Comisión Permanente Especial de Ingreso y Gasto Público de la Asamblea Legislativa, en relación con la documentación solicitada sobre los temas institucionales de índole administrativa (Cumplimiento de acuerdo 03-50-2014). Oficio 665-RG-2014 del 4 de setiembre de 2014.
3. Respuesta a los Diputados de la Comisión Permanente Especial de Ingreso y Gasto Público de la Asamblea Legislativa, sobre la procedencia de los fondos para la inversión en la empresa Soresco. (Cumplimiento de acuerdo 03-50-2014). Oficio 666-RG-2014 del 4 de setiembre de 2014.

A las diecisiete horas con veinte minutos finaliza la sesión.

*En ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora **GRETTEL LÓPEZ CASTRO**, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales. La presente acta se firma el 10 de octubre de 2014.*

GRETTEL LÓPEZ CASTRO
Presidenta de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva