

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 6001 –Elec

Panamá, 13 de MARZO

de 2013



“Por la cual se aprueba el Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Normas de Calidad del Servicio Técnico”.

LA ADMINISTRADORA GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 12 de la Ley 6 de 1997, establece que los prestadores del servicio público de electricidad tendrán la obligación de asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al cliente o frente a terceros;
4. Que conforme al numeral 11 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997, esta Autoridad Reguladora está facultada para fijar las normas para la prestación del servicio a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos de electricidad, incluyendo las normas de construcción, servicio y calidad; verificar su cumplimiento y dictar la reglamentación necesaria para implementar su fiscalización;
5. Que mediante Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998 se aprobaron la Norma de Calidad del Servicio Técnico para las empresas distribuidoras que prestan el servicio público de electricidad;
6. Que los actuales Contratos de Concesión para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, suscritos con la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. y Elektra Noreste, S.A., vencen el día 22 de octubre de 2013;
7. Que debido a lo anterior, esta Autoridad Reguladora preparó un proyecto de Normas de Calidad del Servicio Técnico, para incluirlas en el Reglamento de Distribución y Comercialización de energía eléctrica como un nuevo Título;
8. Que en base a lo anterior, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante Resolución AN No.5612-Elec de 27 de septiembre de 2012, sometió a un proceso de Consulta Pública, la propuesta de adición de un Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico XI;
9. Que dentro del periodo en que la propuesta se sometió a Consulta Pública, esta Autoridad Reguladora recibió comentarios de Cristóbal Samudio Carter, la Universidad Tecnológica de Panamá, la Secretaría Nacional de Energía, el Ministerio de Economía y Finanzas, la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI);

[Handwritten signature]
J. M.

Resolución AN No. 6001 -Elec
de 13 de MARZO de 2013
Página 2 de 2

10. Que los comentarios y observaciones recibidos, así como el análisis efectuado por esta Autoridad Reguladora se encuentran contenidos en el **ANEXO A** de la presente Resolución, cuyo texto forma parte integral de la presente Resolución;
11. Que mediante Resolución JD-4466 de 23 de diciembre de 2003, modificada por la Resolución JD-4730 de 31 de mayo de 2004, la ASEP aprobó las Bases Metodológicas para el Control de la Confiabilidad del Servicio y para el Control del Nivel de Tensión y Perturbaciones, con la finalidad de procesar en forma más expedita la información remitida por las empresas distribuidoras, permitiéndole verificar el cumplimiento de las Normas de Calidad del Servicio Técnico, las cuales fueron adicionadas como Anexo B y C de la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998;
12. Que es necesario mantener la vigencia de las referidas Bases Metodológicas para el Control de la Confiabilidad del Servicio y para el Control del Nivel de Tensión, Armónicas y Flicker, adicionadas como Anexo B y C de la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998, para efectos de proseguir con el control de las Normas de Calidad del Servicio Técnico que estarán vigentes para la nueva concesión de distribución;
13. Que vistas las anteriores consideraciones, la Administradora General,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Título IX del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Normas de Calidad del Servicio Técnico", contenido en el **ANEXO B** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: ADVERTIR que el Anexo A de la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998 y sus modificaciones, que contiene las Normas de Calidad del Servicio Técnico para las empresas distribuidoras del servicio público de electricidad y para los clientes conectados a la misma, estará vigente hasta el 30 de junio de 2014.

TERCERO: ADVERTIR que los Anexos B y C de la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998 y sus modificaciones, los cuales contienen la Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico – Confiabilidad y la Base Metodológica para el Control del Servicio Técnico – Nivel de Tensión y Perturbaciones, se mantienen vigentes.

CUARTO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada del Reglamento de Distribución y Comercialización que contenga todos los cambios aprobados a través de la presente resolución.

QUINTO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir del 1 de julio de 2014.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996; modificada y adicionada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; y, Ley 6 de 22 de enero de 2002.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

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

Dado a los 15 días del mes de marzo de 2013.


FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 1. Las empresas distribuidoras, deberán realizar el suministro de la energía eléctrica, en forma adecuada, con la finalidad de mantener un nivel adecuado de satisfacción en los clientes.		Solicita que se elimine la frase "un nivel adecuado de satisfacción en los clientes" y reemplazarlo por "con la finalidad de mantener un nivel de calidad de acuerdo con los indicadores de calidad establecidos en esta norma"	La Universidad Tecnológica de Panamá señala que el propósito central de la norma debe ser la obtención de un servicio público de electricidad que satisfaga al cliente promedio sin expectativas ideales de calidad, con tarifas posibles de pagar.	Respecto a los comentarios recibidos, se advierte que la norma establece la cantidad de interrupciones a partir de las cuales inician las penalizaciones a la empresa, y no pretende establecer que la calidad no pudiese ser mejor de lo estipulado por la norma.
Artículo 2. La calidad del servicio técnico al cliente al cual deben ajustarse las empresas distribuidoras, se establece en la presente norma, como así también las compensaciones (créditos a favor del cliente) que deberán otorgar a los clientes afectados en los casos en que se verifiquen incumplimientos a las mismas.		La norma debe prever que los clientes también mantengan obligaciones y compromisos, tanto técnicos como regulatorios y contractuales, para que la prestación del servicio se realice de una forma eficiente y segura.		Con relación al comentario de EDEMET-EDECHI en el CAPÍTULO IX.4: PARÁMETROS TÉCNICOS A CUMPLIR POR LOS CLIENTES, referentes al Efecto de Parpadeo y a las Armónicas, se establecen obligaciones técnicas que deben cumplir los clientes, con sus respectivas penalizaciones.
Artículo 6. Las empresas distribuidoras deberán considerar como Reclamo, toda comunicación del cliente con la empresa, ya sea en forma verbal, telefónica, escrita, por correo electrónico, por sms (mensaje de texto celular), por internet, etc., a través de las cuales el cliente les señale cualquier tipo de inconformidad o desacuerdo con	Propone que se elimine: "sms (mensaje de texto celular), por Internet, etc." También propone agregar al final del Artículo lo siguiente: "No se entenderán como reclamo los avisos o reportes de interrupciones del suministro eléctrico."	El reclamo es la configuración física de la pretensión del cliente que inicia un procedimiento ante la empresa de distribución. Aún cuando entendemos que debe realizarse de forma ágil y simple, no es menos cierto que definirlo de forma irrestricta dejaría en indefensión a las empresas.	Ministerio de Economía y Finanzas solicita que se confirme que el concepto de Reclamo se entiende igual para ASEP que para las distribuidoras. Cualquier reclamo efectuado a las empresas distribuidoras proveniente de varios clientes en relación a un mismo daño, se debería tomar por la cantidad de reclamos efectuados	Respecto al comentario de ENSA, el mismo es aceptable, por lo que se eliminará de la redacción del artículo "sms (mensaje de texto celular)", por Internet, etc. En su lugar, se incluirá que las empresas, adicional a los medios convencionales mencionados, podrán implementar aquellos que éstas estimen

Del. 7



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
alguno de los servicios que brinda la empresa. En caso de que el cliente exponga más de una inconformidad o desacuerdo, la empresa deberá clasificar como reclamo, cada uno por separado.		Además que por temas de seguridad, un aviso no puede ser anunciado en cualquier lugar ni a cualquier persona, pues esto constituiría una violación al derecho de defensa de la distribuidora. Propone que la ASEP, en conjunto con las empresas distribuidoras, redacte una reglamentación y el procedimiento a seguir para la atención y asignación de los reclamos a través de los canales indicados. La reglamentación debe incluir a qué direcciones y a qué personas se deben enviar los mensajes para considerarlos válidos. Esto para evitar que situaciones de peligro que puedan ser anunciadas a la empresa por alguno de estos medios, sea enviado a direcciones o personas que no guardan relación con el tema y luego resulte afectado el derecho del cliente o de la empresa. En adición, sugiere que la norma propuesta no regule tecnologías sino medios para la presentación de reclamos, toda vez que, por ejemplo,	y no por uno solo.	conveniente. Se debe tener presente que en el nuevo Contrato de Concesión se establece como obligación la implementación de un sistema de captación, seguimiento y control de reclamos, utilizando tecnologías informáticas apropiadas, el cual debe atender tanto lo requerido en la normativa regulatoria vigente como otros aspectos del servicio al cliente, que produzcan un grado de satisfacción a éstos. En cuanto a la propuesta de ENSA, solicitando agregar que no se entenderán como reclamo los avisos o reportes de interrupciones del suministro eléctrico, la misma no es razonable en razón de que hay que diferenciar que un cliente puede llamar para comunicar que no tiene electricidad, lo cual es un aviso, o puede llamar para comunicar que está teniendo interrupciones diarias del servicio eléctrico, lo cual sí es un reclamo. Luego de evaluar los comentarios de

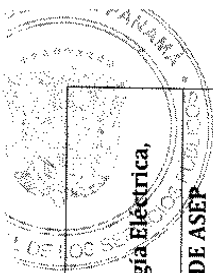
ANEXO A			
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013			
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
		ANÁLISIS DE ASEP	
		el sms dejará de ser utilizado a partir del año 2013. Con la apertura de una regulación de medios se podrán utilizar las herramientas que según la tecnología se tengan, de tiempo en tiempo, a disposición de las empresas de distribución y de los clientes regulados.	EDEMET-EDECHI, se modificará la redacción del artículo para hacer referencia a medios y no tecnología, de manera de ser consistentes en la normativa. Con relación al comentario del Ministerio de Economía y Finanzas, referente a los daños, la Resolución JD-1298 de 29 de marzo de 1999 establece el procedimiento para atender los reclamos por daños.
Artículo 8. Las empresas distribuidoras deben tener disponible para los clientes, una línea telefónica gratuita 0800, tanto para las llamadas por medio de la telefonía fija, como para las llamadas por medio de la telefonía celular.			Respecto a los comentarios del Ministerio de Economía y Finanzas, es viable la solicitud por lo que se modificará la redacción del artículo para incorporar las horas y días en que deberá estar habilitada la línea telefónica. Respecto a la solicitud de aclaración, se advierte la ASEP monitorea al distribuidor por medio de auditorias.
Artículo 9. Los casos que la ASEP determine, debidamente comprobados de acuerdo con el procedimiento que se establezca	Propone que se agregue al Artículo lo siguiente: "En el procedimiento se definirá un	Debe quedar claro en esta norma que se exceptúan los casos de Fuera Mayor y Caso Fortuito, y no debe quedar a discreción de la ASEP la	Los comentarios recibidos no son aplicables ya que no tratan sobre la Norma de Calidad del Servicio Técnico, sino sobre el



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEPE
para este efecto, se exceptuarán de las compensaciones estipuladas en esta norma.	listado de excepciones de compensaciones, incluido pero no limitado a: - Las producidas en los días atípicos: días cuyo índice diario de SAIDI excede 2.5 veces la desviación estándar respecto a 5 años de historia, evidenciando una situación atípica en la red; - Las producidas por tormentas severas, definidas como las que causa la interrupción del 10% de los clientes o si la interrupción dura 24 horas o más; - Las ocasionadas por generación, transmisión, instrucciones del CND u otra Autoridad; - Trabajos en Subestaciones que respondan a un programa anual de reposición y/o remodelación, debidamente reportado al CND al inicio del año; y cuyos cortes hayan sido notificados a los usuarios afectados con una anticipación no mayor de 8 días y no menor de 48 horas, mediante un medio masivo de comunicación. - Las ocasionadas por el programa anual de mantenimiento o plan de expansión; y cuyos cortes hayan	definición de estos casos. Las empresas de servicio eléctrico mundialmente, solo son responsables de la calidad de servicio que pueden dar a través de sus infraestructuras, cumpliendo las prácticas prudentes de operación y mantenimiento. No se le puede calificar de incumplimientos las causas producidas por terceros, clima, animales, en general eventos causados por la naturaleza. Solicita se adicione el siguiente texto: "...Se exceptuarán de las compensaciones estipuladas en esta norma, los casos debidamente comprobados de fuerza mayor y caso fortuito, según lo establecido en el Reglamento de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997..."	distribuidores puedan modificar los criterios utilizados por la entidad reguladora para favorecerse ante condiciones de penalidad. A su juicio, las circunstancias en las que no se configuran violaciones en la prestación del servicio con la calidad prevista deben estar, por transparencia, claramente definidas en este documento. Es decir, se deben establecer criterios asociados a los hechos que no serán considerados como una violación en la prestación del servicio de calidad ni derecho a indemnización La Universidad Tecnológica de Panamá indica que, de ser cierto que la propuesta no contempla los eximentes de caso fortuito y de fuerza mayor, nos enfrentaríamos a una situación realmente inusual que debería ser examinada jurídicamente para comprobar su validez. Es nuestra opinión que este	procedimiento para que se les exceptúe del pago de las compensaciones por el incumplimiento de la norma. Sin embargo, las propuestas recibidas serán tomadas en consideración para efectos del referido procedimiento. Respecto al comentario de la Universidad Tecnológica de Panamá, es conveniente aclarar que el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 establece las definiciones de Caso Fortuito y Fuerza Mayor, en consecuencia lo establecido en el Código Civil no es aplicable al servicio público de electricidad habida cuenta que una norma especial rige la materia.

ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
	sido notificados a los usuarios afectados con un anticipación no mayor de 8 días y no menor de 48 horas. • Ocasionadas por solicitud del cliente, por medidores encerrados, por dirección imprecisas o equivocadas, por motivo de cortes por incumplimiento del contrato o por conexiones ilegales; • Las ocasionadas por medidas de seguridad pública, vandalismo, incendio o quema. • Las colisiones vehiculares; • Las solicitadas por las autoridades producto de programas de reordenamiento territorial o vial. • Las ocasionadas en sitios denominados zonas rojas o de alta peligrosidad. • Otros Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor."		aspecto debe ser revisado y en vez de ser eliminado debe ampliarse la definición de caso fortuito y de fuerza mayor para que contemple la realidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia, ya que en estos existen numerosas contingencias que aunque previstas son inevitables y de aquí que el Artículo 990 del Código Civil es perfectamente aplicable al igual que las definiciones que se hacen en el Artículo 34-D en el que para la fuerza mayor se incluye la frase "otros semejantes" y en la de caso fortuito la frase "otros de igual o parecida índole". El punto central es que no se trata de relevar al distribuidor de cumplir con sus obligaciones sino de evitar imponer exigencias tan exageradas irrealistas que hicieran del servicio de electricidad en Panamá el más caro del mundo.	
Artículo 10. La ASEP impondrá las sanciones correspondientes, de acuerdo al Título VII de la Ley 6 de 3 de Febrero de 1997, cuando la	Propone agregar al texto del Artículo lo subrayado y en negrita: La ASEP impondrá las sanciones	En los Artículos 2, 4 y 5 de esta Norma, se establecen las compensaciones que deben hacer las empresas distribuidoras a los		La Ley 6 de 1997, la cual es jerárquicamente superior a la presente norma, califica como infracción, el incumplimiento de las

Def
07



ANEXO A			
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013			
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
empresa distribuidora incumpla con alguna o varias de las exigencias establecidas en la presente norma.	correspondientes, de acuerdo al Título VII de la Ley 6 de 3 de Febrero de 1997, cuando la empresa distribuidora <u>de forma reiterativa</u> incumpla con alguna o varias de las exigencias establecidas en la presente norma.	clientes, en casos de incumplimiento. Lo indicado en el Artículo 10 sería una doble penalización por la misma causa, que colocaría a las empresas Distribuidoras en un estado de indefensión. La redacción prevista conllevaría a que la compensación active de inmediato los supuestos de un proceso sancionador, sin tomar en cuenta que, con el pago de la compensación/penalización por parte de las empresas Distribuidoras desaparece el objeto que dio lugar al incumplimiento de la norma ya que <u>ha sido restituido por la vía de la compensación el derecho del cliente.</u>	normas vigentes de electricidad; estableciendo sanciones en atención a las infracciones cometidas. Mientras que las compensaciones tarifarias establecidas en la norma, no se consideraran sanciones, ya que son la forma con la cual la empresa distribuidora resarce a los clientes por el mal funcionamiento. Cabe advertir que el texto propuesto se encuentra contenido en el numeral 2 de la Resolución ID-764 de 1998, por la cual se aprobó la Norma de Calidad del Servicio Técnico que se encuentra vigente a la fecha.
		Los procesos sancionadores en la vía gubernativa, tiene como finalidad analizar conductas asociadas a un actuar doloso no así incumplimientos producto de errores o negligencia (que son de origen culposos) y pueden ser explicados sobre bases técnicas y jurídicas.	



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
ANÁLISIS DE ASEP			
Artículo 11. Definiciones: Reclamo: Toda comunicación del cliente con la empresa, ya sea verbal, telefónica, escrita, por correo electrónico, sms (mensaje de texto celular), por Internet, etc., donde el cliente les señale cualquier tipo de inconformidad o desacuerdo con alguno de los servicios que brinda la empresa.	Proponen modificar la definición de Reclamo y añadir dos definiciones adicionales: Reclamo: Toda comunicación del cliente con la empresa, ya sea verbal, telefónica, escrita, por correo electrónico, u otros canales que la empresa disponga para ello, a través de los cuales el cliente les señale cualquier tipo de inconformidad o desacuerdo con alguno de los servicios que brinda la empresa. No se entenderán como reclamo los avisos o reportes de interrupciones del suministro eléctrico. $\Delta V/V * 100\%$: Es la variación de tensión relativa en porcentaje donde V es la tensión sin perturbación y ΔV es la variación de tensión cuando hay perturbación, registrada en cada período del registro. THD: Representación global de la distorsión de un voltaje que toma en cuenta el conjunto de armónicos	Propuesta: Con el mayor de los respetos solicitamos eliminar este artículo de las normas de calidad.	Respecto al comentario de ENSA, el mismo es aceptable, por lo que se eliminará de la redacción del artículo "sms (mensaje de texto celular)", por Internet, etc. En su lugar, se incluirá que las empresas, adicional a los medios convencionales mencionados, podrán implementar aquellos medios que éstas estimen conveniente. Sin embargo, en cuanto a la propuesta de agregar que "no se entenderán como reclamo los avisos o reportes de interrupciones del suministro eléctrico", es importante diferenciar que un cliente puede llamar para comunicar que no tiene electricidad, lo cual es un aviso, o puede llamar para comunicar que está teniendo interrupciones diarias del servicio eléctrico, lo cual sí es un reclamo. Con relación a la propuesta de

del

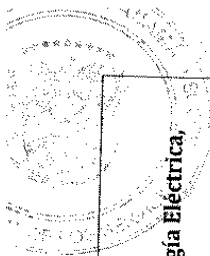


ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
	que afectan la onda fundamental.			adición de definiciones, se incluirán las siguiente: $\Delta V/V * 100\%$ THD: Se acepta la recomendación de ENSA de modificar el artículo, y mencionar Clientes y Grandes Clientes en lugar de Suministros.
Artículo 13. Las exigencias referentes a la Calidad del Servicio establecidas en la presente norma deberán ser de aplicación para todos los tipos de suministros, incluidos aquellos que solo utilicen las redes de las empresas distribuidoras para acceder a un mercado o para adquirir energía en forma directa a través de un generador (carga por uso).	Propone modificar el Artículo como sigue: "Las exigencias referentes a la Calidad del Servicio establecidas en la presente norma deberán ser de aplicación para todos los tipos de suministros asociados a clientes consumidores, incluidos a los Grandes Clientes del Mercado Mayorista."			
Artículo 15. Será responsabilidad de la empresa distribuidora asegurar a sus clientes el abastecimiento de su demanda, por lo que en ningún caso podrán invocar el insuficiente abastecimiento de potencia y/o energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio establecidas.	Propone agregar al final del Artículo que se exceptúan los casos de fuerza mayor debidamente probados, como el caso de racionamiento, por generación o transmisión.		El Ministerio de Economía y Finanzas pregunta cuándo será aplicado el incumplimiento.	Teniendo en consideración el comentario de ENSA, relacionado con el abastecimiento de la demanda, y con el objetivo de unificar las obligaciones contenidas en el nuevo Contrato de Concesión, se ajustará la redacción de este artículo para unificarla con la del contrato. En cuanto a la consulta del Ministerio de Economía y Finanzas,



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 17. Los valores límite admisibles para los distintos parámetros e indicadores controlados se discriminan en función de la clasificación de las áreas siguiente: Área Urbana: son aquellos Corregimientos que tengan más de 15,000 clientes. Área Sub urbana: son aquellos Corregimientos que tengan entre 15,000 y 2,000 clientes. Área Rural Concentrada: son aquellos Corregimientos que tengan entre 1,999 y 200 clientes. Área Rural Dispersa: son aquellos Corregimientos que tengan menos de 200 clientes.	Propone modificar la cantidad de clientes para las áreas Sub urbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa como sigue: Área Urbana: son aquellos corregimientos que tienen más de 15,000 clientes. Área Sub urbana: son aquellos corregimientos que tienen entre 15,000 y 5,000 clientes. Área Rural Concentrada: son aquellos corregimientos que entre 4,999 y 2,000 clientes. Área Rural Dispersa: son aquellos corregimientos que menos de 2,000 clientes.	Considera que los distintos niveles de calidad en los tipos de zonas deben basarse en criterios objetivos que permitan distinguir los costes de la red y la calidad del servicio técnico esperada en dichas circunstancias. En el caso de la zonificación que ha propuesto la ASEP, así como los niveles de calidad del servicio técnico establecidos para cada zona, observa que no se han tomado en cuenta las características reales de cada poblado que clasifica en estas zonas. Con las cantidades de clientes por corregimiento se observa que hay zonas que califican como zonas suburbanas por la cantidad de clientes del corregimiento, pero dicho corregimiento puede ser tan extenso, que internamente, tiene poblaciones o comunidades que por		de darse algún incumplimiento, el mismo sería tratado de acuerdo a lo estipulado por el procedimiento del artículo 9. La propuesta de ENSA es razonable, ya que la misma se sustenta en cifras de la Contraloría General; por consiguiente se modificará la redacción del artículo a fin de incorporar los cambios propuestos. Los comentarios de EDEMET-EDECHI, por no incluir una propuesta con cifras, no pueden aceptarse.

Des M



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
NUEVO ARTICULO		la cantidad de clientes califican como zona rural dispersa. Propone adecuar la clasificación propuesta, cambiando las cantidades de clientes, e incorporando que en el caso de que un corregimiento tenga más de un núcleo de población, la Distribuidora puede solicitar la división de dicho corregimiento en sus correspondientes zonas.		
		Propone que una vez admitida su propuesta de reclasificación de zonas de acuerdo con núcleos o comunidades dentro de un mismo corregimiento, se incluyan etapas de implementación de las nuevas normas, para que la entrada de las mismas sea en forma gradual, y las empresas no tengan que avocarse a programas de inversiones que requerirían intensos requerimientos de capital. ETAPAS DE IMPLEMENTACIÓN: A efectos de implementar el Régimen de Calidad de Servicio		Respecto al comentario de EDEMET-EDECHI, la propuesta presentada no es razonable, en razón de que a la entrada en vigencia del nuevo Contrato de Concesión habrán transcurrido 15 años, tiempo en el cual se han debido mejorar las redes eléctricas para cumplir las normas vigentes. Aunado al hecho de que no hacen una propuesta específica de tiempo de transición a los diferentes indicadores incluidos en la propuesta.

ANEXO A				
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013				
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 20. Se registrarán todas las interrupciones del suministro eléctrico que afecten a los clientes, y las mismas se dividirán en dos grupos. a) INTERRUPCIONES PERMANENTES: son aquellas interrupciones cuya duración sea igual o mayor de tres (3) minutos. b) INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS: son aquellas interrupciones cuya duración sea menor de tres (3) minutos e igual o mayor al periodo de tiempo del ciclo completo del recierre instantáneo, el cual puede ser variable dependiendo del tiempo muerto necesario para despejar fallas temporales.	Propone modificar la redacción del literal b) como sigue: b) INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS: son aquellas interrupciones cuya duración sea menor de tres (3) minutos e igual o mayor al periodo de tiempo del ciclo completo del recierre instantáneo, el cual puede ser variable dependiendo del tiempo muerto necesario para despejar fallas temporales.	establecido en la presente Norma en forma gradual con la finalidad de posibilitar la adecuación tanto de las empresas como de los Clientes vinculados a las mismas, la duración y fecha de entrada en vigencia de las mismas se definirán en el Contrato de Concesión, pero ninguna será anterior a los 24 meses de haberse iniciado la nueva concesión. Los indicadores globales deben utilizarse solamente como seguimiento de la calidad por parte de las distribuidoras, y no como penalización porque se estaría incurriendo en una doble penalización que se aplica sobre la calidad individual. Propone que estos indicadores sean utilizados para que, ante la solicitud de la ASEP por considerar algún indicador global alto, las empresas puedan presentar planes de calidad para zonas concretas donde la ASEP considere de debe mejorar el servicio por encima de lo estipulado en la calidad individual.	El señor Cristóbal Samudio Carter indica que se establece que todas las interrupciones del suministro eléctrico que afecten a los clientes, y las mismas se dividirán en dos grupos. No obstante, es prudente para un mayor seguimiento de la calidad hacer una clasificación más detallada, sin que esto signifique modificar el concepto ya establecido de fallas permanentes y momentáneas. Esto servirá a la ASEP para justificar posibles obras de inversión y dar un mejor seguimiento al servicio que	La propuesta de ENSA no es razonable ya que la redacción propuesta pudiera excluir al recierre Instantáneo, el cual no tiene un tiempo variable. En ese sentido, debemos indicar que las funciones de recierre son dos: el recierre Instantáneo que tiene un período definido e invariable, y el recierre Temporizado que puede ser ajustado a varios valores de tiempo definidos. El tiempo del recierre Temporizado siempre es mucho mayor que el del recierre Instantáneo. Con relación al comentario de EDEMET-EDECHI, el mismo se

del
m

ANEXO A				
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
		Para este indicador y el de individual, se deben excluir las interrupciones programadas porque se estaría penalizando a las empresas por tratar de mejorar la calidad de servicio. Una vez presentados por la distribuidora el plan de mejora de calidad basado en la calidad global, y la ASEP haberlo aprobado para ser ejecutado en un periodo dado, la distribuidora, tienen la obligación de acometerlo en el plazo indicado. Los indicadores globales no pueden superponerse con los indicadores individuales ya que se estaría penalizando dos veces por la misma interrupción que además es penalizada nuevamente en la Norma del Servicio Comercial, y además pierde el sentido cuando el seguimiento de la calidad ya es de forma individual por cliente.	prestan las empresas	refiere a los Indicadores Globales, el cual no es el tema de este artículo. En cuanto al comentario del señor Cristóbal Samudio, la práctica usual de la industria es la clasificación propuesta, además que una clasificación más detallada complicaría la norma.
Artículo 22. Para las Interrupciones Permanentes y por Área, se calcularán anualmente los índices siguientes:			El Ministerio de Economía y Finanzas indica que <i>En ASA/= Disponibilidad promedio del sistema, en por ciento, por año, por</i>	Respecto a la observación del Ministerio de Economía y Finanzas, la misma es correcta. En consecuencia, se efectuará el cambio



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
ASAI = Disponibilidad promedio del sistema, en porcentaje, por año, por área. $= \left[\frac{1 - (SAIDI / 8760)}{100} \right] \times 1000$			$\text{área.} = [1 - (SAIDI / 8760)] \times 1000$ debe ser 100, al referirse a un tema de porcentaje.	de 1000 por 100.
Artículo 23. Las metas de cumplimiento para los Indicadores Globales son: Área Urbana: SAIFI - 6/año SAIDI - 8.76 horas/año CAIDI - 1.46 horas ASAI - 99.90 % Área Sub urbana: SAIFI - 8/año SAIDI - 17.52 horas/año CAIDI - 2.19 horas ASAI - 99.80 % Área Rural Concentrada: SAIFI - 10/año SAIDI - 26.28 horas/año CAIDI - 2.62 horas ASAI - 99.70 % Área Rural Dispersa: SAIFI - 12/año	Propone aumentar las metas de cumplimiento como sigue: Área Urbana: SAIFI - 10/año (+4) SAIDI - 15.00 horas/año (+6.24) CAIDI - SIN PENALIZAR ASAI - SIN PENALIZAR Área Sub urbana: SAIFI - 12/año (+4) SAIDI - 26.30 horas/año (+8.78) CAIDI - SIN PENALIZAR ASAI - SIN PENALIZAR Área Rural Concentrada: SAIFI - 14/año (+4) SAIDI - 36.70 horas/año (+10.42) CAIDI - SIN PENALIZAR ASAI - SIN PENALIZAR Área Rural Dispersa: SAIFI - 16/año (+4) SAIDI - 43.80 horas/año (+8.76)	Luego de una atenta revisión entiendo que en la nueva tabla que se propone se ha cometido un error, porque se han traspuesto los valores/ objetivos del 2000 al 2003 de la norma anterior. La intención de los indicadores contenidos en la norma que se reforma guardaba relación entre la calidad zonal y la calidad objetivo con una senda de mejora. Ahora, observa que los objetivos que se imponen en la nueva tabla representan reducciones del orden del 60%. Esto se puede cumplir con la aplicación de un periodo de transición de por lo menos 24 meses, toda vez que la red a lo largo		La propuesta de ENSA es viable, por lo que se modificará la redacción del artículo para aumentar las metas de cumplimiento y se eliminan los Indicadores CAIDI y ASAI, para evitar una posible doble penalización. Respecto a los comentarios presentados por EDEMET-EDECHI, los mismos no pueden aceptarse toda vez que no presentó ningún tipo de propuesta concreta metrificada que permitiera la evaluación por parte de esta Autoridad Reguladora. En cuanto a la solicitud de EDEMET-EDECHI de incluir un periodo de transición, se debe indicar que la

Def M

ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
SAIDI - 35.04 horas/año CAIDI - 2.92 horas ASAI - 99.60 %	CAIDI - SIN PENALIZAR ASAI - SIN PENALIZAR	de los últimos 15 años se preparó y la ASEP aprobó inversiones para que la calidad estuviera dentro de los límites de la regulación vigente (es decir la norma anterior).		Autoridad regulatoriamente, mejorar las señales económicas que motiven la inversión de las empresas distribuidoras en la calidad del servicio eléctrico.
Artículo 24. Los incumplimientos de las metas de cumplimiento arriba estipuladas, conllevan penalizaciones en forma de créditos a favor de todos los clientes, de acuerdo con lo establecido en la presente norma.	Propone modificar la redacción como sigue: "Los incumplimientos de las metas de cumplimiento arriba estipuladas, no conllevan penalizaciones en forma de créditos a favor de todos los clientes, de acuerdo con lo establecido en la presente norma. Los Indicadores Globales serán calculados y reportados y monitoreados para dar seguimiento al desempeño de la empresa, pero no estarán sujetos a penalizaciones."	Para los SAIFI, los límites máximos que se establecen como metas de cumplimiento, por Área para los indicadores globales, son notablemente distintos a los que se aplican en las zonas rurales, lo cual está en total contraposición con la gradualidad que se espera en cambios de calidad. En los países en donde se aplican normas de calidad, las modificaciones son graduales, principalmente, porque no se puede pretender que de un año al otro, las empresas distribuidoras estén preparadas para asumir tal compromiso, y para que a los clientes, los costos resultantes de estas mejoras tampoco le afecten inmediatamente. Igual situación se observa con el		En atención a la propuesta de ENSA para el artículo 23, no se aceptan los comentarios de eliminar las penalizaciones, en razón de que las metas de cumplimiento para el SAIFI y SAIDI fueron aumentadas, adicionalmente, se han eliminado los Indicadores CAIDI y ASAI, de acuerdo a comentarios de ambas empresas. Con relación a la solicitud de un período de implementación para el SAIFI, requerido por EDEMET-EDECHI, se advierte que no han aportado cifras de inversiones que sustenten lo solicitado ni propuestas alternas, por lo que no puede evaluarse lo solicitado. Conviene señalar que un indicador sin penalización, no envía ningún tipo de señal económica para



ANEXO A				
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
		CAIDI. En este indicador es importante señalar que en la propuesta la relación entre los niveles urbanos y rurales es muy pequeña, de 1.5 a 2.0. Es decir, los niveles exigidos en zonas que no son urbanas, son casi los mismos que en las zonas urbanas. En la revisión internacional, se puede destacar que la relación entre zona suburbana y urbana, por ejemplo en España, es de aproximadamente 2, llegando incluso a 6 con respecto a zonas rurales dispersas, y así en otras partes del mundo. Solicita, para ambos indicadores, que se reconsideren estos valores a fin de que por lo menos se tomen los actuales como punto de partida y, establecer un período de gracia de 2 años y una gradualidad que permita que en 10 años se alcancen los niveles propuestos modificados tomando en cuenta la relación entre niveles urbanos, suburbanos y rurales.		mayores inversiones en mejoras de la calidad del servicio eléctrico. Para el caso de los Indicadores Globales, el monto de las penalizaciones anuales, en lugar de distribuirse entre los clientes, se acumularán en un fondo de inversiones para mejoras a las redes eléctricas, las cuales serán determinadas por la ASEP. Finalmente, en atención a los comentarios recibidos, se reemplazará la palabra "cumplimiento" por "los indicadores".

Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, ANEXO A				
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013		el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico		
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 25. Para las Interrupciones Permanentes, se calcularán trimestralmente los índices o indicadores individuales por cliente SAIFIcl y SAIDIcl, aplicados para cada cliente individual y de acuerdo al área donde se ubique. Los límites máximos que se establecen como metas de cumplimiento por trimestre, por Cliente son los siguientes: Área Urbana: SAIFIcl - 2 /trimestre SAIDIcl - 3.0 horas/trimestre Área Sub urbana: SAIFIcl - 3 /trimestre SAIDIcl - 5.0 horas/trimestre Área Rural Concentrada: SAIFIcl - 4 /trimestre SAIDIcl - 7.0 horas/trimestre Área Rural Dispersa: SAIFIcl - 5 /trimestre SAIDIcl - 9.0 horas/trimestre	Propone cambiar la evaluación trimestral por una evaluación por semestre, con indicadores diferentes para cada semestre. Los límites máximos propuestos como metas de cumplimiento para el segundo semestre, por Cliente serían: Área Urbana: SAIFIcl - 8 /semestre (+4) SAIDIcl - 12.0 horas/semestre (+6) Área Sub urbana: SAIFIcl - 10 /semestre (+4) SAIDIcl - 16.67 horas/semestre (+6) Área Rural Concentrada: SAIFIcl - 14 /semestre (+6) SAIDIcl - 24.5 horas/semestre (+10) Área Rural Dispersa: SAIFIcl - 16 /semestre (+6) SAIDIcl - 28.8 horas/semestre (+10)	En este indicador es importante señalar que en la propuesta la relación entre los niveles urbanos y rurales es muy pequeña, de 1.5 a 2.0. Es decir, los niveles exigidos en zonas que no son urbanas, son casi los mismos que en las zonas urbanas. En la revisión internacional, podemos destacar, que la relación entre zona suburbana y urbana, por ejemplo en España, es de aproximadamente 2, llegando incluso a 6 con respecto a zonas rurales dispersas, y así en otras partes del mundo. En conclusión, se están proponiendo normas más exigentes en Panamá, que en otras partes del mundo, sin tomar en cuenta el nivel de infraestructuras del país, carreteras, así como las características de las zonas. Observa que en la propuesta se propone que la medición sea trimestral y no anual. La calidad de servicio tiene que mantenerse de	La Universidad Tecnológica de Panamá señala que la propuesta establece un período de análisis de tres meses para estos indicadores, lo que en la práctica puede llevarlos a no reflejar la realidad del parámetro que se pretende evaluar. Panamá es un país que tiene variaciones estacionales marcadas y, en algunos meses del año, los fenómenos naturales tienden a tener mucha más incidencia lo que representaría una desmejora de los indicadores; sin embargo ello no se debería a deficiencia en la gestión técnica de la red sino a causas externas e irresistibles. El intento del distribuidor por cumplir con estas exigencias llevaría, necesariamente, a un incremento tarifario que, nuevamente, su impacto es desconocido porque LA PROPUESTA no lo consigna. Desconocemos las razones que justifican el cambio propuesto; sin embargo consignamos que la práctica mundial es utilizar un año como período de análisis.	Respecto a las propuestas de EDEMET-EDECHI y la Universidad Tecnológica de Panamá, se aceptan en razón de que es la práctica internacionalmente aceptada. Por lo que se modificará la redacción del artículo para indicar que el período de análisis para los Indicadores propuestos será anual, En consecuencia, no se acepta la propuesta presentada por ENSA para cambiar la evaluación de trimestral a semestral. Con relación a la propuesta de EDEMET-EDECHI, de que se elimine el seguimiento y penalización de estos indicadores, la misma no es aceptable en razón de que al eliminar la penalización se remueve la señal económica para que las empresas inviertan en mejoras a sus redes para mejorar la calidad del servicio eléctrico. Se aceptan parcialmente los comentarios de aumentar las metas, y las mismas serán iguales a las de los Indicadores Globales



ANEXO A				
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013				
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
		forma anual como se hace en todos los países del mundo. Esto tiene su fundamento y explicación en que la calidad de servicio se afecta mucho por la estacionalidad. Solicita que se elimine el seguimiento y penalización trimestral y que en su lugar sea anual por los motivos que hemos indicado; que los valores de SAIFI cl se mantengan como los previstos y que el SAIDIcl sea modificado de la siguiente manera: Área Urbana: SAIFIcl – 8 /trimestre SAIDIcl – 12.0 horas/trimestre Área Sub urbana: SAIFIcl – 12 /trimestre SAIDIcl – 25.0 horas/trimestre Área Rural Concentrada: SAIFIcl – 16 /trimestre SAIDIcl – 35.0 horas/trimestre Área Rural Dispersa: SAIFIcl – 20 /trimestre SAIDIcl – 43.8 horas/trimestre El SAIDI se ve mucho más afectado por los temas de accesibilidad que el		recomendadas por ENSA como sigue: Los límites máximos que se establecen como metas de cumplimiento anual, por Cliente son los siguientes: Área Urbana: SAIFIcl – 10 /año SAIDIcl – 15.00 horas/año Área Sub urbana: SAIFIcl – 12 /año SAIDIcl – 26.30 horas/año Área Rural Concentrada: SAIFIcl – 14 /año SAIDIcl – 36.70 horas/año Área Rural Dispersa: SAIFIcl – 16 /año SAIDIcl – 43.80 horas/año



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 27. Los incumplimientos de las metas de cumplimiento arriba estipuladas conllevan penalizaciones en forma de créditos a favor de los clientes afectados, de acuerdo con lo estipulado en la presente norma. SE REFIERE AL INDICADOR "MAIFI"	Propone adicionar a la redacción del artículo lo siguiente: "con excepción del MAIFI por cliente que será registrado, reportado y monitoreado, pero no penalizado."	SAIFI y es por eso que consideramos deben ser aumentando, excluyendo el urbano, con relación a la propuesta que hace la ASEP De mantenerse la propuesta de la ASEP, se debe establecer un período de gracia de 2 años y una gradualidad que permita alcanzar por lo menos en 10 años los niveles propuestos modificados tomando en cuenta la relación entre niveles urbanos, suburbanos y rurales. Igualmente, solicitamos que el período de control se mantenga de forma anual.	La Universidad Tecnológica de Panamá señala que el MAIFI es un indicador relacionado con el número de interrupciones momentáneas en un sistema de distribución. Aunque el MAIFI se menciona entre los indicadores de confiabilidad, su uso no es muy extendido. Particularmente, en los sistemas de distribución con redes eléctricas aéreas, la mayoría de las fallas son	Luego de evaluar los comentarios recibidos, se aumentarán las metas del indicador y el mismo no será penalizado los primeros 5 años y 2 meses del Contrato de Concesión (años 2014, 2015, 2016, 2017, y 2018). En consecuencia, se incluirá en la redacción que a partir del 1º de enero de 2019 entrará en vigencia la penalización por incumplimiento del Indicador MAIFI como sigue:

del 27



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
		relación entre los niveles urbanos y rurales es muy pequeña, de 1.5 a 2.0. Sería conveniente que la ASEP evaluara qué inversiones tendrían que hacer las empresas distribuidoras en sus zonas de concesión para evitar la penalización por el incumplimiento de este indicador. El indicador MAIFI no es utilizado para penalizar a las empresas porque su cumplimiento requiere de redes totalmente subterráneas con inversiones de miles de millones de balboas. Las interrupciones temporales o momentáneas, en la mayoría de las veces que ocurren, no es posible determinar la causa que las provoca, porque su carácter es ese, temporal, que desaparece ante la actuación de las protecciones, por consiguiente las empresas de distribución quedan en completa indefensión porque no podrán justificar la causa ante la entidad reguladora.	transitorias y pueden ser despejadas ya sea por la actuación de los dispositivos de recierre o por la prueba de cierre, ejecutada después de unos pocos minutos, por los operadores de la red. También, realisticallyamente se debe aceptar que las fallas son inevitables, aun con excelente mantenimiento y operación siempre serán posibles. La alternativa para mantener el MAIFI reducido, sería entonces, no tener interrupciones momentáneas, es decir, abandonar los recierres o las pruebas de cierre, con lo cual tendría que aumentar la duración de las interrupciones permanentes. La inclusión del MAIFI, en las NCSTE no parece abonar a la solución sino más bien encarecer el servicio. Debe recordarse que cualquier exigencia de calidad superior, excelente o, en algunos casos innecesaria, tendrá que ser sufragada por alguien y que ese alguien no es otro que el cliente. En consecuencia, la adopción de	Artículo 26. Para las Interrupciones Momentáneas se calculará mensualmente el índice o indicador MAIFIcl, por cliente, y los límites máximos que se establecen como metas de cumplimiento, dependiendo del área donde se ubique el cliente, son las siguientes: Área Urbana: MAIFIcl - 8 /mes Área Sub urbana: MAIFIcl - 12 /mes Área Rural Concentrada: MAIFIcl - 16 /mes Área Rural Dispersa: MAIFIcl - 20 /mes A la fórmula del MAIFIcl, se le agregará una constante "K", la cual será determinada por la ASEP, y cuyo valor estará dentro del rango de "0.75 a 1.00". MAIFIcl = ($\sum$ Interrupciones Momen.) x K

Def

77



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 28. Se establecen como obligaciones técnicas de las empresas distribuidoras y su sistema telecontrolado las siguientes: a) Las pruebas de cierre de los interruptores de circuito de media tensión en las subestaciones, no podrán efectuarse sin que hayan transcurrido al menos 75 segundos desde la apertura del mismo. b) Todos los interruptores automáticos con funciones de recierre o no, instalados en las líneas de distribución, deberán		Este indicador, puede ser utilizado solo como seguimiento o guía para alertar a las empresas sobre la frecuencia de interrupciones temporales o transitorias; y que ésta tome medidas para verificar qué las está motivando y qué medidas se pueden tomar, cuando sea posible, para eliminarlas. Las redes existentes en Panamá, no están preparadas ni diseñadas ni conceptuadas, para atender este nuevo requerimiento de la Norma.	este indicador deberá hacerse contemplando cuánto tendrán que pagar los cliente por ello; algo que LA PROPUESTA no permite conocer y, por lo tanto, la inclusión del MAIFI aparente no tener justificación.	En cuanto al comentario de EDEMET-EDECHI, referente a que debe quedar a criterio de la distribuidora qué información lleva al SCADA y qué tiempo la almacena, la propuesta presentada no es viable en razón de que las distribuidoras son empresas monopólicas reguladas que brindan un servicio público. En ese sentido, la Ley 26 de 1996 y Ley 6 de 1997 señalan que las mismas deben suministrar al regulador toda la información que el mismo solicite.

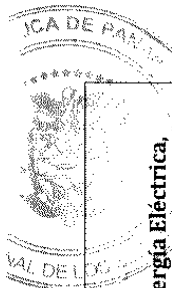
Handwritten signature and initials.



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
estar comunicados con el Sistema Telecontrolado de la empresa en tiempo real. c) Todas las aperturas, ya sean del tipo instantáneo o temporizada, que efectúen los interruptores de circuito de alta y media tensión en las subestaciones, y los interruptores automáticos con funciones de recierre o no, instalados en las líneas de media tensión de distribución, deberán ser registradas automáticamente en el "Logger" o archivo secuencial de eventos del Sistema Telecontrolado de la empresa distribuidora. d) Toda la data del "Logger" o archivo secuencial de eventos del Sistema Telecontrolado de la empresa distribuidora, deberá guardarse por un período mínimo de treinta y seis (36) meses.		y la información que almacenen procurarán que sea en periodos de 24 a 36 meses. En este orden, solicita eliminar el título de "Obligaciones técnicas de las distribuidoras y su Sistema Telecontrolado" y que en su lugar se indique: "Recomendaciones técnicas de las distribuidoras y su Sistema Telecontrolado".	el regulador. Es importante que los datos recabados, de continuidad tanto de las maniobras tele-controladas como de las manuales, sean capturadas en una aplicación informática auditable por la ASEP. La aplicación informática debe estar diseñada de forma que a un tercero independiente permita: ➤ verificar todo el proceso de captación, modificación, transmisión, soporte y tratamiento de la información. ➤ el almacenamiento de la información necesaria en el período de análisis. ➤ comprobar la compatibilidad y correcta relación de los sistemas de la sociedad afectados. Para lo cual debiese exigirse formalmente mantener una base integrada: - o Sistema de Registro	Sin embargo, en atención a los comentarios recibidos, en lugar de dar el tiempo para la prueba de cierre, se sustituirá con que la ASEP le aprobará a la distribuidora el tiempo de la prueba de cierre. En consecuencia, los requerimientos de este artículo deberán implementarse antes del 1 de enero de 2015. Con relación a los comentarios de Cristóbal Samudio, los mismos no corresponden al objeto de la presente Consulta Pública. Sin embargo, los mismos se tomarán en cuenta para incluirlos en un Procedimiento de Auditoría de los sistemas telecontrolados.

cap

Q



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			de Incidencias, - o base de dato comercial, - o base de datos técnica, - o otras. ➤ afirmar con una seguridad razonable al final del trabajo de verificación que la información elaborada por la empresa corresponde con la realidad. ➤ dichos registradores debe permitir el uso de información encriptada. ➤ Manejo de información e implementación de Sistemas de información geográfica (GIS). Para poder perfeccionar el sistema de control y verificación de la normativa, mediante el sistema informático es requerido hacer periódicamente auditorias. Dicha periodicidad no se informa por parte de la entidad reguladora, y debiese definirse de manera tal que también exista una obligación	

Def m



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			de la entidad a realizarla. Estas deben ser un requisito fundamental para verificar el cumplimiento de las disposiciones en torno a la calidad técnica y de la atención al cliente. Esto permitirá evaluar si: ➤ Los procesos de extracción de la información es adecuado. ➤ Cumplimiento de la normativa asociada al desempeño deseado por parte de la empresa distribuidora. ➤ Aplicación de las compensaciones de forma histórica, con lo cual es posible analizar la aplicación transparente de las normas.	

Del *N*

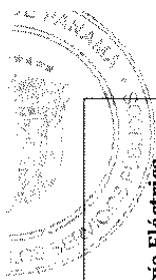


ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 30. Para el 16 de enero del año en curso, se deberá tener para cada cliente los indicadores SAIDI del año anterior, los cuales se compararán con los indicadores que aparecen en el cuadro abajo, seguidamente se identificarán todos los clientes por área, a los cuales corresponderá mejorar (disminuir la cantidad de horas de interrupción) el suministro eléctrico, en el porcentaje que resulte de acuerdo a las horas/año de interrupciones, que se indican en el cuadro inferior. Los 16 de enero del año en curso, se calculará el SAIDI del año anterior, y para los clientes que resultaron con mejoras a efectuarse en el año anterior, se le calculará el porcentaje de mejora obtenido, y en caso de que no se haya registrado el porcentaje de mejora que le corresponde al cliente, el mismo se hará acreedor a una compensación. El proceso antes mencionado se realizará anualmente.	Propone incluir en la redacción del artículo que este indicador será registrado, reportado y monitoreado para determinar el desempeño de la empresa, pero no estará sujeto a penalizaciones.	De la aplicación de todos estos artículos se colige que las empresas distribuidoras, en caso de incumplimientos, serán penalizadas más de tres veces por la misma causa. Propone que en lugar de sancionar a las empresas por este nuevo indicador, se le solicite a un plan de inversiones por mejora de la calidad orientados a mejorar los índices en los sitios que determine la ASEP, y que una vez presentados, sean autorizados y aprobados por ésta y que la obligación de la empresa distribuidora sea el cumplimiento del plan de inversiones o de obras que se ha aprobado. Claro está, que la ASEP tendría que aprobar luego, y sin factores de eficiencia, todas las inversiones que haya autorizado para mejorar la calidad. Reiterar que deben aplicarse planes de inversión solo en los lugares donde NO se esté cumpliendo con los niveles de calidad que exige esta misma norma.	En atención a los comentarios recibidos, se acepta la propuesta de eliminar la compensación individual al cliente, y se reformulará el Indicador, eliminando el Porcentaje de Mejora Anual, el cual se sustituirá con una meta de horas por año, que en caso de ser sobrepasada, clasificará al Cliente como "Peor Servido" y acarreará que se formule un proyecto de inversión para mejorarle la calidad del servicio. Lo anterior implica una evaluación anual por la ASEP de la cantidad de Clientes "Peor Servidos" de acuerdo con las horas anuales de SAIDI de cada cliente. Las empresas harán un plan de inversiones anual para los Clientes "Peor Servido" del año anterior. En caso de incumplimiento del plan de inversiones del año específico la ASEP penalizará a la empresa en función de la magnitud de los incumplimientos. Se clasificarán como cliente "Peor Servido", aquellos cuyo SAIDI anual sea mayor a los valores siguientes:	

Dep
Al

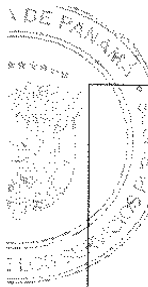
ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 32. Los niveles máximo y mínimo de tensión, para toda la zona de concesión, para la Baja, Media y Alta Tensión, en el punto de suministro, conexión, o entrega al cliente, deberá ser de $\Delta U = \pm 5\%$ (más, menos cinco por ciento).		Considera que no es posible exigir los mismos niveles de tensión en todas las zonas con independencia de que estas sean rurales y urbanas. No es comparable el comportamiento de la tensión en zonas urbanas donde los circuitos son cortos y con mucha regulación en carga en los transformadores, con las zonas rurales con circuitos muy extensos y donde la propia carga no exige niveles de tensión tan ajustados.	La Universidad Tecnológica de Panamá señala que la propuesta ha uniformado el rango de tensión permisible de tal modo que es más menos 5% tanto para áreas urbana, como rurales. Mientras que esto aparenta ser positivo, nuevamente pregunta a qué obedece y qué lo justifica. Se debe recordar que si hablamos de motores el rango permisible según la NEMA es de más menos	Área Urbana: SAIDICl – 45.00 horas/año Área Sub urbana: SAIDICl – 80.00 horas/año Área Rural Concentrada: SAIDICl – 110.00 horas/año Área Rural Dispersa: SAIDICl – 130.00 horas/año Los planes de inversiones formarán parte de las inversiones regulares de la empresa, no se reconocerán como inversiones adicionales por ASEP.

Def 99

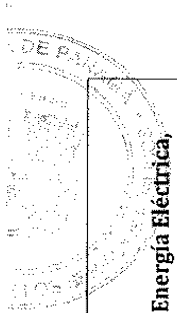


ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
		Los valores deben ser segregados por Urbanos y el resto. O de lo contrario subir los límites a 7.0%. Recordemos que los equipos son fabricados para operar dentro de un margen de +- 10% por lo que entregar en el límite +-7.0% da suficiente margen para que con diseños eficientes dentro de las edificaciones se consigan niveles de tensión que no perjudican la operación de los equipos. Siempre corregir los problemas con la calidad de onda, es más eficiente en los predios de los clientes que pretender que sean las distribuidoras las que lo corrijan donde se requieren inversiones muy importantes en robustecimiento de la red o la instalación de equipos de regulación en carga, que en ocasiones provocan incidencias importantes por ser el único equipo en la red de distribución en constante movimiento de los contactos, con las consecuencias que esto trae.	10%, otros equipos también son capaces de funcionar dentro de este rango. No lo estamos proponiendo, sino que lo exponemos para patentizar que los rangos de tensión no deben ser asignados sin contemplar la realidad del sistema que sirven. De hecho, en momentos de escasez de energía, la ASEP ha ordenado la reducción del voltaje de suministro y, en esas ocasiones, realmente no ha habido ningún problema reportado. A menos que exista una justificación, su recomendación sería mantener los rangos actuales ya que quien paga es el cliente.	En los numerales 2.4.1, 2.4.2 y 2.4.3 se explica que el límite debe ser de 126 a 114 V. (Rango A - +/- 5%), pero se permite temporalmente rangos diferentes, siempre y cuando exista un periodo de tiempo para corregir los mismos. En consecuencia, no se aceptan las recomendaciones presentadas ya que lo propuesto corresponde con la buena práctica de la industria. Más sin embargo, para las áreas rural concentrada y rural dispersa, el límite de voltaje quedará en +/- 7% hasta el 31 de diciembre de 2016 y a partir del 1 de enero de 2017 el límite de voltaje quedará en +/- 5%.

Def 0



ANEXO A Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
		Por otro lado, no es compatible esta norma con el Reglamento de Transmisión donde permite a la Empresa de Transmisión variaciones de +- 5% haciendo entrar en incumplimiento inmediato a la empresa distribuidora que recibe la energía en los puntos directamente de las barras en 34.5 kV propiedad de ETESA. También a la empresa de transmisión se les permite desviaciones de -7% en momentos de contingencia en la red, pero a las distribuidoras no se les permite ningún tipo desviación durante estas contingencias o propias que puedan pasar sobre la red de distribución. Preparar la red rural actual que ha sido diseñada para operar con niveles de tensión a +- 7.5% para niveles de tensión de +-5% representaría inversiones que superan los 6 millones de balboas solo en reguladores, que además no representan una solución permanente para resolver los problemas de tensión. Estos casi seis millones de dólares se distribuyen		



ANEXO A			
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013			
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
Artículo 34. El equipamiento de medición a utilizar por la empresa distribuidora deberá ser de un tipo especialmente diseñado para medir niveles de tensión o voltaje, y los parámetros THD y $\Delta V/V$. La ASEP podrá exigir a las empresas el cumplimiento de especificaciones técnicas para el equipamiento de		en 3.7 millones de balboas para EDEMET y 2.2 millones de balboas para EDECHI. Propone establecer el +- 5% para zonas urbanas, y que para el resto se considere +-7.5%. De mantenerse la propuesta de la ASEP de un solo valor por nivel de tensión en toda la zona de concesión, proponemos +-7.0% y con un periodo de transición de por lo menos 60 meses para las zonas distintas a las urbanas. También se debe indicar que ante desviaciones permitidas a la Empresa de Transmisión por contingencias, se exonera a la empresa distribuidora durante este periodo de tiempo en todos los equipos que tenga instalado.	
	Propone agregar un párrafo adicional al final del Artículo como sigue: Plazos: Debido a que el requerimiento de medición de THD y $\Delta V/V$ es nuevo en esta norma, la implementación y declaración correspondiente a ASEP de estos		Se acepta lo propuesto por ENSA.

Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.				
ANEXO A				
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013				
el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
medición que se utilizarán en las campañas de medición.	equipos se realizará un semestre posterior a la entrada en vigencia de la presente norma.			
Artículo 36. El registro o medición en cada cliente deberá realizarse por un periodo no inferior a los 7 días corridos, registrando valores a intervalos de 15 minutos.	Propone cambiar la redacción del Artículo como sigue: "El registro o medición en cada cliente deberá realizarse por un periodo no inferior a los 7 días, o sea, <u>672 registros totales como mínimo</u> , registrando valores a intervalos de 15 minutos."			Se acepta lo propuesto por ENSA.
Artículo 38. La empresa distribuidora deberá suministrar el listado de clientes seleccionados, con su localización, categoría tarifaria y nivel de tensión de suministro, para su control dos (2) meses antes del inicio de cada semestre. La ASEP podrá modificar esta lista si lo considera necesario.			El Ministerio de Economía y Finanzas indica que se debe incluir, ...seleccionados "al azar", un notario público podrá dar validez a este proceso.	Respecto al comentario del Ministerio de Economía y Finanzas, el mismo no es viable en razón de que cuando se reciben las mediciones en la ASEP, se verifica la aleatoriedad de los sitios de las mediciones.
Artículo 41, aparte b)	Propone el cambio de redacción al siguiente: $NrgP_{TC}$: Cantidad de Registros TOTALES fuera de los límites admisibles. $NrgP_{Tot}$: Cantidad <i>Total de Registros válidos</i> fuera de los límites admisibles.			La propuesta de ENSA no es aceptable, en razón de que para que una medición sea válida tiene que tener una cantidad determinada de mediciones válidas, de lo contrario se rechaza la medición, y el cambio



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 44. Las mediciones para determinar la presencia del efecto de parpadeo, deberán ser realizadas a nivel de Centros de Transformación en el lado de baja tensión del mismo o en cualquier punto que determine la ASEP, en los casos particulares que así lo requieran.	Propone los siguientes cambios a la redacción: "Las mediciones para determinar la presencia del efecto de parpadeo, deberán ser realizadas a nivel de Centros de Transformación en el lado de baja tensión del mismo, <u>en el punto de entrega del cliente individual</u> o en cualquier punto que determine la ASEP, en los casos particulares que así lo requieran".		El señor Cristóbal Samudio Carter indica que mensualmente la empresa distribuidora seleccionará 1 punto de verificación, lo cual considera no es transparente. La ASEP debiese definir de forma aleatoria sin previo conocimiento del distribuidor los puntos.	de redacción pudiese interpretarse como que cualquier cantidad de mediciones son validas. Respecto al comentario de ENSA, es mismo es razonable, por lo que se modificará la redacción del artículo. Con relación al comentario de Cristóbal Samudio, el mismo no es viable en razón de que los puntos se determinan de mediciones gruesas adicionales que salen de la campaña semestral de medición de tensión.
Artículo 45. Mensualmente, la empresa distribuidora seleccionará un (1) punto de verificación por cada 60,000 clientes, donde efectuará las mediciones. El criterio de selección se obtendrá de las mediciones THD que se obtengan de la campaña semestral de medición de tensión, de los últimos 6 meses. La ASEP podrá designarle puntos de verificación a la empresa distribuidora, cuando así lo estime conveniente, y también podrá	Propone cambiar la redacción como sigue: "Semestralmente, la empresa distribuidora seleccionará seis (6) puntos de verificación por cada 60,000 clientes activos, donde efectuará las mediciones. El criterio de selección se obtendrá de las mediciones $\Delta V/V$ resultantes de la campaña de medición de tensión de los últimos 6 meses disponibles al momento de su selección, donde se			Se acepta la propuesta de ENSA.

Qap
Q



ANEXO A			
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013			
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
ANÁLISIS DE ASEP			
unificar las metodologías de selección.	tomarán los clientes con los mayores promedios de $\Delta V/V$. La ASEP podrá designarle puntos de verificación a la empresa distribuidora, cuando así lo estime conveniente, en reemplazo de las escogidas por el método anteriormente descrito. Se debe prever que el listado de clientes seleccionados contenga un 15% adicional a la cantidad mínima requerida a fin de su utilización frente a la imposibilidad de realizar alguna de las mediciones seleccionadas. La distribuidora deberá suministrar el listado de los clientes seleccionados dos (2) meses antes del inicio de cada semestre. Plazos: debido a que el criterio de selección de clientes depende de la adquisición de medidores de campaña de tensión con capacidad para medir $\Delta V/V$, esta metodología de selección empezará a regir un semestre posterior a la implementación de los nuevos medidores. Los nuevos medidores de campaña de tensión estarán disponibles a partir de la campaña del segundo semestre de 2014."		

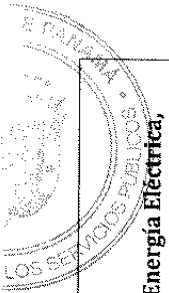
Desp

2



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 46. El período de medición en cada sitio debe ser de siete (7) días corridos de registros válidos, o sea no menos de 1008 intervalos de medición. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto de parpadeo para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-15, debiendo registrar en forma conjunta la energía suministrada integrada en intervalos de 10 minutos.	Propone cambiar la redacción como sigue: "Cada medición debe ser instalada por días corridos y deberá contener como mínimo siete (7) días de registros válidos, o sea no menos de 1,008 registros de medición. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto de parpadeo para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-15, debiendo registrar en forma conjunta la energía suministrada integrada en intervalos de 10 minutos".			Se acepta la propuesta de ENSA.
Artículo 48. Estos niveles de referencia para las armónicas de tensión en Media y Baja Tensión, no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición, siendo de carácter garantizados, lo que significa que en cualquier punto de suministro es exigible con la probabilidad especificada (95%), y se corresponden a valores establecidos por normativa	Propone que se elimine el último párrafo del Artículo, el cual señala lo siguiente: "Los Niveles indicados en la Tabla garantizan la compatibilidad entre equipos y redes de suministro en lo referente a los efectos térmicos, caracterizados por su variación lenta considerando los efectos de largo plazo de las Armónicas. Para efectos transitorios caracterizados			Se acepta la propuesta de ENSA.

Handwritten signature and initials.



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
internacional. Los Niveles indicados en la Tabla garantizan la compatibilidad entre equipos y redes de suministro en lo referente a los efectos térmicos, caracterizados por su variación lenta considerando los efectos de largo plazo de las Armónicas. Para efectos transitorios caracterizados por el valor eficaz de cada armónica en intervalos efectivos de medición de 3 segundos, serán considerados como niveles de referencia orientativos los mismos valores multiplicados por 1,5 veces.	por el valor eficaz de cada armónica en intervalos efectivos de medición de 3 segundos, serán considerados como niveles de referencia orientativos los mismos valores multiplicados por 1,5 veces."			
Artículo 49. Mensualmente, la empresa distribuidora seleccionará un (1) punto de verificación por cada 60,000 clientes, donde efectuará las mediciones. El criterio de selección se obtendrá de las mediciones ΔV/V que se obtengan de la campaña semestral de medición de tensión, de los últimos 6 meses. La ASEP podrá designarle puntos de verificación a la empresa distribuidora, cuando así lo estime	Propone cambiar la redacción como sigue: <i>"La empresa distribuidora deberá efectuar semestralmente mediciones a clientes para determinar niveles de armónicas. La cantidad de clientes a medir por semestre corresponderá a 6 clientes por cada 60,000 clientes activos. El criterio de selección se obtendrá de las mediciones THD que se obtengan de la campaña de</i>		El señor Cristóbal Samudio Carter señala que mensualmente la empresa distribuidora seleccionará un 1 punto de verificación, lo cual no considera transparente. La ASEP debiese definir de forma aleatoria sin previo conocimiento del distribuidor los puntos.	Se acepta el comentario de ENSA. En cuanto al comentario del señor Samudio, el mismo no es viable en razón de que los puntos se determinan de mediciones gruesas adicionales que salen de la campaña semestral de medición de tensión.

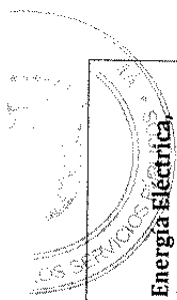


ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
conveniente, y también podrá unificar las metodologías de selección.	medición de tensión de los últimos 6 meses disponibles al momento de su selección, donde se tomarán los clientes con mayor THD. La ASEP podrá designarle puntos de verificación a la empresa distribuidora, cuando así lo estime conveniente, y también podrá unificar las metodologías de selección. Se debe prever que el listado de clientes seleccionados contenga un porcentaje adicional definido (por ej. 15%) a fin de su posible utilización frente a la imposibilidad de realizar alguna de las mediciones seleccionadas. La distribuidora deberá suministrar el listado de los clientes seleccionados dos (2) meses antes del inicio de cada semestre. Plazos: debido a que el criterio de selección de clientes depende de la adquisición de medidores de campaña de tensión con capacidad para medir THD, esta metodología de selección empezará a regir un semestre posterior a la implementación de los nuevos medidores. Los nuevos medidores de			



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica. el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 50. El período de medición en cada sitio debe ser siete (7) días de registros corridos válidos. Las mediciones de distorsión armónica de tensión individual y la distorsión armónica de tensión total deberán ser realizadas en intervalos de 10 minutos y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7, debiendo registrar en forma conjunta la energía suministrada integrada en intervalos de 10 minutos.	<i>campaña de tensión estarán disponibles a partir de la campaña del segundo semestre de 2014."</i> Propone cambiar la redacción como sigue: "Cada medición debe ser instalada por días corridos y deberá contener como mínimo siete (7) días de registros válidos, o sea no menos de 1,008 registros de medición. Las mediciones de distorsión armónica de tensión individual y la distorsión armónica de tensión total deberán ser realizadas en intervalos de 10 minutos y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7, debiendo registrar en forma conjunta la energía suministrada integrada en intervalos de 10 minutos."			Se acepta el comentario de ENSA.
Artículo 55. Los Indicadores Globales por Interrupciones Permanentes controlados, a efectos de la determinación de las compensaciones a los clientes afectados, son los que se indican en los numerales a continuación:		Las penalizaciones por los indicadores ASAI y CAIDI se convierten en una doble sanción para las empresas por la misma incidencia. Incluso puede ocurrir que habiendo cumplido con los indicadores SAIDI y SAIFI, sea penalizada injustamente por el		Se advierte que, en atención a los comentarios recibidos en el artículo 23, los indicadores CAIDI y ASAI serán eliminados.

Def 07



ANEXO A				
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
a) Si $SAIFI > SAIFI_{límite}$ y $SAIDI < SAIDI_{límite}$, la fórmula de la compensación es: $Compensación = \left[\frac{SAIFI}{SAIFI_{límite}} \right] \times \left[\frac{SAIDI}{SAIDI_{límite}} \right] \times \text{Costo de la energía no servida (B./kWh)}$		indicador CAIDI. Además, las ecuaciones que calculan las penalizaciones no guardan una lógica del pago de sanción en concepto de energía no servida como en los casos del SAIDI y SAIFI. La calidad de servicio, confiabilidad, solo tiene dos indicadores importantes que se deben seguir: Duración anual de las Interrupciones (SAIDI) y Frecuencia anual de las Interrupciones (SAIFI), el resto de los indicadores son solo para seguimiento y son el resultado de estos dos. Además el CAIDI ya es penalizado en la Norma Comercial por medio de las interrupciones individuales donde se penaliza la duración de cada una. Propone eliminar las penalizaciones por CAIDI y ASAI porque ya están recogidas en los indicadores SAIDI y SAIFI. En su defecto y si el regulador dispusiera mantenerlo aún luego de analizados nuestros argumentos, solicitamos que sean utilizados solo como seguimiento hasta contar con estadísticas reales y que se adapten		



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 56. Los Indicadores Individuales por Interrupciones Permanentes controlados, a efectos de la determinación de las compensaciones a los clientes afectados, son los que se indican en los numerales a continuación: a) Para el SAIFIcl: Compensación = $\frac{[(SAIFIcl - SAIFIlímite)/8760] \times SAIDI/SAIFI \times \text{Energía trimestral}}{\text{período del año anterior consumida por el cliente (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}}$ b) Para el SAIDIcl: Compensación = $\frac{[(SAIDIcl - SAIDIlímite)/8760] \times \text{Energía trimestral}}{\text{del año anterior consumida por el cliente (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}}$	Propone cambiar la redacción como sigue: Los Indicadores Individuales por Interrupciones Permanentes controlados, a efectos de la determinación de las compensaciones a los clientes afectados, son los que se indican en los numerales a continuación: a) Para el SAIFIcl: Compensación = $\frac{[(SAIFIcl - SAIFIlímite)/4380] \times SAIDIcl/SAIFIcl \times \text{Energía semestral}}{\text{para el mismo período del año anterior consumida por el cliente (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}}$ b) Para el SAIDIcl: Compensación = $\frac{[(SAIDIcl - SAIDIlímite)/4380] \times \text{Energía semestral}}{\text{para el mismo período del año anterior consumida por el cliente (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}}$	al tipo de red que existe en Panamá. Tal cual se explico en artículos anteriores se propone que el seguimiento sea anual y no trimestral porque la calidad de servicio se ve afectada por la temporalidad y se puede estar penalizando a las empresas, aún cumpliendo con los indicadores anuales de SAIFI y SAIDI.		En atención a los comentarios recibidos para el artículo 25, la evaluación de los Indicadores propuestos será anual, toda vez que es la práctica internacionalmente aceptada.

Def 07



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
COMENTARIOS DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
no servida (B/./kWh)				
Artículo 57. Los Indicadores Individuales por Interrupciones Momentáneas controlados, a efectos de la determinación de las compensaciones a los clientes afectados, son los que se indican a continuación: Para el MAIFicl: $\text{Compensación} = \frac{(\text{MAIFicl} - \text{MAIFicl}(\text{límite})) \times (1 / \text{MAIFicl}(\text{límite}))}{\text{Energía promedio mensual del año anterior (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}}$	Propone modificar el contenido del Artículo por el siguiente: "El índice MAIFI de las interrupciones temporales será objeto de seguimiento por parte de la distribuidora, sin embargo, no estará sujeto a penalizaciones al distribuidor o compensaciones tarifarias a los clientes."	Propone la eliminación de este indicador como objeto de penalizaciones y utilizar solo como seguimiento hasta contar con estadísticas reales y que se adapten al tipo de red que existe en Panamá.		Luego de evaluar los comentarios recibidos, tal cual se indicó para los comentarios recibidos al artículo 27, se aumentarán las metas del indicador y el mismo no será penalizado los primeros cinco (5) años y 2 meses del Contrato de Concesión (años 2014, 2015, 2016, 2017, y 2018). El Artículo 26 indicará que a partir del 1 de enero de 2019, entrará en vigencia la obligación de penalización por incumplimiento del Indicador MAIFicl.
Artículo 58. El valor del Costo de la Energía no Servida a efectos de la determinación de las compensaciones a favor de los clientes será de 1.85 B/./kWh.		La compensación o penalización debe fijarse en función del costo que le supone al cliente la interrupción del servicio. De aquí que no tiene mucho sentido asignar el valor de la ENS para distintos tipos de clientes. En otros países, la práctica es tomar como referencia el precio de la energía, de la tarifa en que se encuentra el cliente, multiplicada por un valor dependiendo del tipo	El señor Cristóbal Samudio Carter considera que regulatoriamente es necesario unificar los valores que se utilizan para penalidades, como en la planificación y en los contratos de suministro, entre otros. Además, vale la pena señalar que más que un incremento de la penalidad, lo que se requiere es tener la certeza que las	Respecto a los comentarios recibidos, los mismos no son razonables, toda vez que hace 15 años la ENS era sólo de \$1.50 y sólo se ha aumentado a \$1.85.

07

ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
		de cliente. Adicional a ello, en algunos casos, se establecen límites, ya sea a la compensación a pagar a cada cliente individual, ya sea al monto total que debe pagar la distribuidora en conceptos de compensaciones o penalizaciones. El costo de la ENS en Panamá parece por tanto elevado comparado con los costos que le puede ocasionar una interrupción a un cliente, y comparada con los valores utilizados en otros países. Igualmente, la limitación de la penalización o compensación global y/o individual es una práctica que se está extendiendo cada vez más. Por un lado evita incentivos perversos, y por otro, evita poner en peligro la viabilidad económica de las Distribuidoras. Propone revisar la utilización del criterio de ENS, por múltiples razonables del precio de la energía de su tarifa correspondiente. Por	penalizaciones serán ejecutadas mediante un proceso transparente, que disuada a los distribuidores a realizar las correspondientes ampliaciones y modificaciones necesarias. Para esto justamente se requieren criterios claros y transparentes, de no ser así el objetivo no se alcanzará. Máxime cuando se señala se exceptuarán de las compensaciones estipulada, los casos debidamente comprobados de acuerdo con el procedimiento que se establezca para este efecto la entidad reguladora.

20 Jan

ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 59. El incumplimiento del porcentaje de mejoras al Cliente individual, tendrá una penalización igual al promedio mensual de la facturación anual del cliente, para el año en que se debió cumplir con el porcentaje de mejoras estipulado por esta norma.	Propone modificar el contenido del Artículo por el siguiente: "La distribuidora dará seguimiento anual al porcentaje de mejora del indicador SAIDIcl por cliente individual, no obstante, dicho valor no dará lugar a una compensación al cliente o penalización asociada."	ejemplo, para los clientes de BT, el coste podría ser de 2 veces la tarifa de baja tensión, y para los clientes de MT y AT, el coste de la ENS podría ser de 5 veces dicha tarifa y limitar la a cada cliente individual a un 10% de su facturación semestral.		Con relación al comentario recibido, se acepta la propuesta de eliminar las penalizaciones, pero las mismas serán sustituidas por un Plan de Inversiones en Mejoras que deberá efectuar la empresa y cuyo incumplimiento será objeto de penalización por la ASEP, conforme se indicó en los comentarios recibidos al artículo 30.



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
Artículo 77. La compensación que servirá de base para la determinación del crédito a favor de los clientes se calculará como:	Propone modificar la redacción para agregar que la compensación <u>durante el período de medición</u> que servirá de base para la determinación del crédito a favor de los clientes se calculará como...			Con respecto al comentario recibido, el mismo no es viable, en razón de que la redacción propuesta pudiera implicar que cualquier período de medición es válido, y la norma establece cantidades mínimas de lecturas de los parámetros medidos para que la medición pueda calificarse como válida.
Artículo 99. Con la finalidad de enviar a los cliente perturbadores las señales adecuadas y a efectos de asegurar la compatibilidad electromagnética del sistema de distribución eléctrica, la empresa distribuidora podrá trasladar al cliente perturbador, mediante una penalidad, el monto total de las compensaciones que ésta haya concedido a los Clientes afectados. La penalización, no podrá superar en 5 veces el monto de la facturación mensual. En caso de superarse, la distribuidora podrá	Propone modificar la redacción para incluir lo siguiente: "Con la finalidad de enviar a los cliente perturbadores las señales adecuadas que incentiven a la solución de las perturbaciones causadas, y a efectos de asegurarla compatibilidad electromagnética del sistema de distribución eléctrica, la empresa distribuidora podrá trasladar al cliente perturbador, mediante una penalidad, el monto equivalente al total de las compensación es que ésta haya concedido a los Clientes afectados y los gastos en los que la empresa distribuidora haya incurrido en la determinación del cliente			Respecto al comentario de ENSA, no es viable cobrarle al cliente los gastos en los que la empresa distribuidora haya incurrido en la determinación del cliente perturbador (división de la red, reubicaciones y gastos operativos asociados), en razón de que es obligación de la distribuidora mantener sus redes eléctricas en condiciones de idoneidad técnica.

Ortiz
7/2/



ANEXO A			
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
ANÁLISIS DE ASEP			

solicitar a la ASEP la desconexión y por consiguiente la suspensión del suministro al Cliente perturbador. En el caso que el Cliente perturbador supere los Niveles de Emisión Individuales de Flicker y Armónicas simultáneamente, se deberá considerar la suma de las penalizaciones aplicables por cada tipo de perturbación a los fines del límite citado en el párrafo anterior. Una vez corregido el nivel de perturbación, el Cliente perturbador deberá solicitar por medio escrito una nueva medición, debiendo la distribuidora realizarla dentro de los 10 días hábiles de solicitada. En el caso que la remediación arroje valores dentro de los límites admisibles, se darán por cumplidas las acciones correctoras por parte del Cliente perturbador, discontinuándose la penalización en caso que se estuviera aplicando, a partir de la fecha y hora de la instalación de la medición de verificación. En el caso que se evidencie que el inconveniente no ha sido solucionado y se estuviera	perturbador (división de la red, reubicaciones y gastos operativos asociados).		
---	--	--	--

001
01



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
penalizando al Cliente perturbador, la distribuidora aplicará el nuevo valor de penalización determinado a partir de la fecha y hora de la instalación de la medición de verificación, notificando a la ASEP al respecto. Asimismo la empresa distribuidora podrá proceder con la desconexión del servicio eléctrico al Cliente perturbador, si el problema no es rectificado y comprobado con una nueva medición dentro de los 3 meses, a partir de que este haya recibido una notificación formal sobre el problema. El plazo anterior podrá ser extendido, si el cliente demuestra que el tiempo para la solución del problema es mayor.				
Artículo 107. Las empresas distribuidoras deberán informar, por el medio que se les solicite, a la ASEP, el desempeño del sistema de distribución, en términos de los indicadores de confiabilidad, variaciones en los niveles de tensión, presencia del efecto de parpadeo, y niveles de armónicas existentes; indicando los incumplimientos de los indicadores			El señor Cristóbal Samudio Carter indica que deben estar a disposición de los usuarios y de cualquier interesado en analizar dicha información, que debe ser pública. Esta información debe estar dispuesta en la página web de los distribuidores, en tiempo y forma que señala la norma de calidad en comento.	Respecto al comentario recibido, se advierte que la ASEP pone a disposición del público, en su página web, las estadísticas anuales del sector eléctrico, entre las cuales se encuentran las normas de calidad técnica y demás.

Def. 99



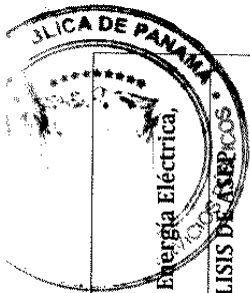
ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
establecidos por esta norma y lo establecido en el contrato de concesión.				
Artículo 108. Las empresas distribuidoras deberán mantener los registros detallados de todas las interrupciones (Permanentes y Momentáneas) y mediciones (Tensión-Armónicas-Parpadeo), requeridas por la presente norma, en caso de que estas sean solicitadas por la ASEP. Esta información estará disponible para cualquier interesado, que así la solicite a la ASEP.			El Ministerio de Economía y Finanzas solicita que se incluya "disponible..." en la página web".	Respecto al comentario recibido, se advierte que la ASEP pone a disposición del público, en su página web, las estadísticas anuales del sector eléctrico, entre las cuales se encuentran las normas de calidad técnica y demás.
Artículo 109. Informe de las Interrupciones Relevantes. Las empresas distribuidoras, deberán informar a la ASEP de todas las Interrupciones Relevantes, dentro del lapso de una (1) hora después de que las mismas sean del conocimiento de la empresa, vía correo electrónico a la lista de personas que le indique la ASEP.	Propone modificar la redacción como sigue: Informe de las Interrupciones Relevantes. Las empresas distribuidoras, deberán informar a la ASEP de todas las Interrupciones Relevantes, dentro del lapso de una (1) hora después de que las mismas sean del conocimiento de la empresa, vía correo electrónico a la lista de personas que le indique la ASEP. Se clasifican como Interrupciones Relevantes, aquellas cuyo tiempo estimado de reparación sea mayor			Con relación a los comentarios recibidos, en razón de que ya la ASEP tiene publicada una Resolución sobre este tema, el artículo solamente mencionará que el Informe de las Interrupciones Relevantes, se efectuará de acuerdo con lo estipulado por la Resolución vigente de la ASEP.

Def
Q1



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
de cuatro (4) horas, y afecte a más de 5,000 clientes en las Áreas Urbana y Suburbana, o afecte a más de 700 clientes en las Áreas Rural Concentrada y Apartada. Igualmente, clasifican como Interrupciones Relevantes aquellos clientes, circuitos, y poblaciones que la ASEP clasifique como tales, y sean comunicadas a las distribuidoras en tiempo oportuno, independientemente de los parámetros señalados en el párrafo anterior. El correo electrónico mediante el cual se reportan las Interrupciones Relevantes, deberá contener la información siguiente: 1 Hora que ocurrió la interrupción del servicio eléctrico 2 Lugar poblado o sectores afectados 3 Causa de la interrupción 4 Estimado de las cantidad de clientes afectados 5 Estimado de tiempo para la reparación del daño o momento	Relevantes, aquellas cuyo tiempo estimado de reparación sea mayor de cuatro (4) horas, y afecte a más de 5,000 clientes en las Áreas Urbana y Suburbana, o en el caso de las áreas Rural Concentrada o Rural Dispersa su tiempo estimado de reparación sea mayor a doce (12) horas y afecte a más de 1500 clientes. Igualmente, clasifican como Interrupciones Relevantes, aquellos clientes, circuitos, y poblaciones que la ASEP clasifique como tales, y sean comunicadas a las distribuidoras en tiempo oportuno, independientemente de los parámetros señalados en el párrafo anterior. El correo electrónico mediante el cual se reportan las Interrupciones Relevantes, deberá contener la información siguiente: 1. Hora que ocurrió la interrupción del servicio eléctrico 2. Lugar poblado o sectores afectados 3. Causa de la interrupción, de haberse identificado para ese momento			

07



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
restablecimiento del servicio 6 Nombre de la persona responsable que envía el correo electrónico	4. Estimado de la cantidad de clientes afectados 5. Estimado de tiempo para la reparación del daño o restablecimiento del servicio 6. Nombre de la persona responsable que envía el correo electrónico.		
Artículo 110. Informe mensual de las interrupciones del servicio. El informe mensual deberá ser entregado a la ASEP antes del día 16 (o próximo día hábil) del mes siguiente, e incluir la información siguiente: Número total de interrupciones permanentes por área. Número total de interrupciones permanentes en la Concesión. Número total de interrupciones momentáneas por área. Número total de interrupciones momentáneas en la Concesión. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones	Solicita que se elimine este Artículo.		Respecto a la propuesta de ENSA, la misma no es viable, ya que la ASEP, de acuerdo con la Ley 26 de 1996 y la Ley 6 de 1997 puede solicitar toda la información que estime conveniente, para facilitar sus funciones de fiscalizador del servicio público de electricidad. En cuanto al comentario del señor Samudio, se advierte que la ASEP pone a disposición del público, en su página web, las estadísticas anuales del sector eléctrico, entre las cuales se encuentran las normas de calidad técnica y demás.

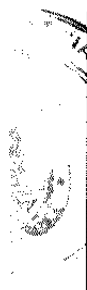
ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
permanentes) en la Concesión. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentáneas) por áreas. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentáneas) en la Concesión. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) en la Concesión. El indicador Individual MAIFIcl por Cliente. Informe detallado de los créditos a favor de los clientes por incumplimientos del Indicador MAIFIcl.				
Artículo 111. Informe Anual. Las empresas distribuidoras deberá remitir un informe anual (enero-dic.), antes que finalice el mes de enero del año siguiente, que incluya la información siguiente: 1. Número total de interrupciones permanentes por área. 2. Número total de interrupciones	Solicita modificarlo a Informe Semestral. Artículo 111. Informe Semestral. Las empresas distribuidoras deberá remitir un informe semestral (junio y diciembre.), antes que finalice el mes de julio del año en curso y el mes de enero del año siguiente			La propuesta presentada por ENSA no es aceptable, en razón de que la ASEP, de acuerdo con la Ley 26 de 1996 y la Ley 6 de 1997, puede solicitar toda la información que estime conveniente, para facilitar sus funciones de fiscalizador del servicio público de electricidad.

del M

ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico			
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS
ANÁLISIS DE ASEP			

permanentes en la Concesión.	(respectivamente),que incluya la información siguiente:		
3. Número total de interrupciones momentáneas por área.			
4. Número total de interrupciones momentáneas en la Concesión.			
5. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas.			
6. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones permanentes) en la Concesión.			
7. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentáneas) por áreas.			
8. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentáneas) en la Concesión.			
9. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas.			
10. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) en la Concesión.			
11. Los Indicadores Globales SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI por área.			
12. Los Indicadores Individuales SAIFIcl, SAIDIcl, CAIDIcl y ASAIcl por Cliente.			
13. Informe detallado de los créditos a favor de los clientes			

ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
por incumplimientos de la norma. Este informe anual deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.				
Artículo 112. Registros a disposición de la ASEP. La empresa distribuidora deberá también mantener registros detallados de cada interrupción a ser suministrados a la ASEP en caso de que esta lo solicite.			El señor Cristóbal Samudio Carter señala que es preocupante que esta información solo esté disponible para el regulador. Esta información que forma parte del servicio de interés público que presta una empresa privada debiese ser de acceso público. Sin embargo, tal como se verifica en la redacción se señala que "la empresa distribuidora deberá también mantener registros detallados de cada interrupción a ser suministrados a la ASEP en caso de que esta lo solicite". Vale la pena señalar que se solicita "acompañar los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición, en caso de ser necesario". Esto es virtualmente	En referencia al comentario del señor Samudio, se le indica que la ASEP pone a disposición del público, en su página web, las estadísticas anuales del sector eléctrico, entre las cuales se encuentran las normas de calidad técnica y demás.



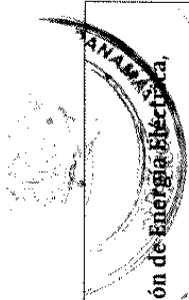
ANEXO A

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico

PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
-----------------------	---------------------	--------------------------------	---------------------------------	------------------

			imposible toda vez que gran parte de la información del servicio público de distribución no está disponible para que todos los interesados participen de la mejor forma. Consideramos que este proceso de consulta pública sería más enriquecedor y que al final esto sería ganancia para todos, usuarios y las empresas que presentan el servicio de distribución.	
SECCIÓN IX.6.4 BASE METODOLOGICA. (Artículo 118)	Para el desarrollo de la nueva base metodológica, solicitamos se incluya lo siguiente:			Con relación a la propuesta de ENSA, la misma no es aceptable, en razón de que el tema de la Base Metodológica no es parte de la presente Consulta Pública.
COMENTARIOS VARIOS			La Secretaría Nacional de Energía indica que los resultados de las mediciones, verificaciones, conformidades y no conformidades deberían ser difundidas, por ejemplo, en los periódicos. Al igual que el seguimiento de indicadores y compensaciones.	Respecto al comentario recibido, se indica que la ASEP pone a disposición del público, en su página web, las estadísticas anuales del sector eléctrico, entre las cuales se encuentran las normas de calidad técnica y demás.
COMENTARIOS VARIOS			El señor Cristóbal Samudio Carter considera que se debe regular en	En cuanto al comentario recibido, se debe tener presente que el cliente



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			pro de mecanismos que permitan minimizar la asimetría en la información. En este sentido se requiere dar la posibilidad al consumidor como mínimo, el derecho a instalar a su cargo un sistema de registro de medida de incidencias de calidad de servicio, debidamente sellado, marcado y estampado, con el objeto de confrontar los valores aportados por las empresas distribuidoras. La instalación y el proceso de sellado de este sistema deberá contar con el previo acuerdo de ambas partes, adoptado por escrito. En caso de discrepancias, deberá resolver el órgano regulador tales casos.	puede instalar dentro de sus instalaciones, por lo que podría, a su costo, instalar medición de calidad.
COMENTARIOS VARIOS			La Universidad Tecnológica de Panamá indica que más que comentar artículo por artículo de las normas propuestas han creído más conveniente hacer observaciones de fondo y concepto.	Toda vez que no se comenta ningún artículo específico de la norma propuesta, los comentarios recibidos no pueden ser analizados.
			La Universidad Tecnológica de Panamá indica que la propuesta deberá declarar en forma explícita	Respecto al comentario recibido, se advierte que la norma indica que el servicio puede ser interrumpido



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			las características esperadas del suministro eléctrico para que taxativamente se señale que el suministro eléctrico no será ininterrumpido.	varias veces al año.
			La Universidad Tecnológica de Panamá indica que cuando ocurren interrupciones, la característica natural obliga a la aparición de transitorios en los cuales el voltaje de suministro puede hacer excursiones momentáneas por fuera de los rangos permitidos en el estado estable y ello no significará incumplimiento a las Normas de Calidad.	En cuanto al comentario recibido, se indica que la medición de voltaje regulatoria es un promedio de miles de lecturas promediadas cada 15 minutos, por lo cual los transitorios (duración menor de 1 segundo) no pueden afectar la medición de voltaje solicitada por la presente norma. Los medidores electrónicos de voltaje, toman más de 500 lecturas de voltaje por segundo.
			La Universidad Tecnológica de Panamá indica que el prestador, por estos fenómenos transitorios, no asumirá el resarcimiento por daños, pérdida de productos, bases de datos, daños a software u otros a causa de perturbaciones transitorias en el voltaje.	Respecto al comentario recibido, se señala que si un cliente llegase a probar técnicamente que los artefactos que él alega que se le han dañado, ha sido por efectos transitorios de las redes eléctricas del distribuidor, el mismo tiene la obligación de resarcir al cliente.
			La Universidad Tecnológica de Panamá indica que:	Los comentarios recibidos no guardan relación la norma objeto de la presente Consulta Pública.

0221
27.



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			- los equipos trifásicos que requieran la existencia, durante su operación, de las tres fases y un desbalance de fases reducido, deberán contar con protectores de desbalance o pérdida de fases. El prestador no asumirá los daños que ocurran por este concepto particularmente por desbalance de fases, pérdida de una fase u operación monofásica. - los equipos trifásicos que requieran una secuencia de fases dada deberán contar con un dispositivo de protección contra inversión de secuencia. - para los equipos que la industria eléctrica ha reconocido como sensibles, especialmente los electrónicos, es responsabilidad del cliente dotarlos de acondicionadores de voltaje y protectores de	

Def. M



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
COMENTARIOS VARIOS			sobre tensión. (Artículo 285 RIE 2008) La Universidad Tecnológica de Panamá indica que, por otra parte, no es honrado transmitir la idea equivocada de que el suministro eléctrico será ininterrumpido y que las interrupciones fatalmente dañan equipos. Lo último solo es cierto cuando el cliente no es ilustrado acerca de su deber de protección para con sus propios equipos y se alienta a responsabilizar al distribuidor de cuanto daño ocurre en los equipos del cliente.	Respecto al comentario recibido, es conveniente indicar, aun cuando el mismo no guarda relación con el objeto de la Consulta Pública, que la Norma de Calidad del Servicio Técnico, en su contenido, no indica que el suministro eléctrico será ininterrumpido y tampoco que las interrupciones dañan los equipos.
			La Universidad Tecnológica de Panamá solicita incluir en la norma parte de una normativa de la empresa comparadora PG&E: b. <i>Excepciones para los Límites de Voltaje – El voltaje puede estar fuera de los límites especificados cuando las variaciones:</i> (1) <i>Proviene de la acción de los elementos;</i>	Se rechaza el comentario, en razón de que la medición de voltaje regulatoria es un promedio de miles de lecturas promediadas cada 15 minutos, por lo cual las excepciones listadas no aplican a la presente norma. Además la norma permite hasta un 5% de incumplimiento de los niveles de tensión, sin penalización.

Def Q



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			(2) Son fluctuaciones infrecuentes que no exceden los 5 minutos de duración; (3) <u>Proviene de las interrupciones del servicio:</u> (4) Proviene de la separación temporal de partes del sistema del sistema principal; (5) Son por causa más allá del control de PG&E	
			La Universidad Tecnológica de Panamá solicita c. Debe ser reconocido que a causa de condiciones más allá del control de P&G o el cliente, o ambos, habrá infrecuentes y limitados períodos de tiempo cuando ocurrirán voltajes sostenidos fuera de los rangos del voltaje de servicio. Los equipos pueden no operar satisfactoriamente, y los dispositivos de protección pueden operar para proteger	Se rechaza el comentario, la norma en su Artículo 64, permite hasta un 5% de incumplimiento de los niveles de tensión, sin penalización.

Def 07



ANEXO A Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013 Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico				
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEP
			el equipo. La Universidad Tecnológica de Panamá solicita d. <u>El voltaje sostenido de suministro estará sujeto a excursiones momentáneas menores y transitorias que puedan ocurrir en la operación normal del sistema de PG&E. Sujeto a las limitaciones de C.1</u> arriba el balance de voltaje entre fases será mantenido por PG&E tan cerca como sea práctico a 2.5 % de desviación máxima del voltaje promedio entre las fases.	Se rechaza el comentario, en razón de que esta norma no regula el tema del desbalance de voltaje entre las fases, ya que la norma ANSI respectiva no establece un límite definido, y hace recomendaciones entre 0 y 3.0 %, o entre 0 y 4.0%.
			La Universidad Tecnológica de Panamá solicita e. <u>Donde la operación del equipo del solicitante requiere una regulación de voltaje inusual u otro control estricto de voltaje más allá del que es suplido por P&G en la operación normal de sus sistema, el solicitante a su propio costo es responsable por instalar, poseer, operar y</u>	Respecto a este comentario, se advierte que el mismo no guarda relación con la norma objeto de la presente Consulta Pública.

Det
07.



ANEXO A

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

PROPIETARIO DE LA NORMA	COMENTARIOS
	el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de

ANEXO A					
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013					
Comentarios recibidos en la Consulta Pública No.020-12 para la propuesta de adición del Título IX al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual establecerá las Normas de Calidad del Servicio Técnico					
PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS DE ENSA	COMENTARIOS DE EDEMET - EDECHI	COMENTARIOS RELEVANTES DE OTROS	ANÁLISIS DE ASEPI	
			<i>mantener cualquier equipo especial o auxiliar en el lado de carga del punto de conexión tal como sea considerado necesario por el solicitante.</i>		

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

Dado a los 15 días del mes de Marzo de 2019

CIBMA AUTORIZADA

Página 57 de 57

Dep.



ANEXO B
RESOLUCIÓN AN No.6001-ELEC
DE 13 DE MARZO DE 2013



REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TÍTULO IX:

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

MARZO - 2013

da.



CONTENIDO

CAPÍTULO IX.1: GENERALIDADES 4

CAPÍTULO IX.2: PARÁMETROS TÉCNICOS A CUMPLIR POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. 5

SECCIÓN IX.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS ÁREAS. 6

SECCIÓN IX.2.2 CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO. 6

IX.2.2.1 Indicadores Globales 8

IX.2.2.2 Indicadores Individuales por Cliente 9

IX.2.2.3 Obligaciones técnicas de las distribuidoras y su Sistema Telecontrolado 10

IX.2.2.4 Mejoras a los Clientes "Peor Servidos" 11

SECCIÓN IX.2.3 NIVELES DE TENSIÓN. 12

IX.2.3.1 Límites admisibles 12

IX.2.3.2 Campaña de Medición 12

IX.2.3.3 Indicadores Globales de Producto Técnico acerca de la Campaña de Medición 13

SECCIÓN IX.2.4 EFECTO DE PARPADEO (FLICKER). 14

IX.2.4.1 Indicador del Efecto de Parpadeo 15

IX.2.4.2 Mediciones 15

SECCIÓN IX.2.5 ARMÓNICAS. 16

IX.2.5.1 Límites admisibles 16

IX.2.5.2 Mediciones 17

CAPÍTULO IX.3: COMPENSACIONES Y PENALIZACIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO. 17

SECCIÓN IX.3.1 INDICES DE CONFIABILIDAD. 17

IX.3.1.1 Indicadores 17

IX.3.1.2 Valoración de las reducciones tarifarias a favor de los Clientes. 17

IX.3.1.2.1 Para los Indicadores Globales por ÁREA e Interrupciones Permanentes. 18

IX.3.1.2.2 Para los Indicadores Individuales por Cliente, por ÁREA e Interrupciones Permanentes. 18

IX.3.1.2.3 Para los Indicadores Individuales por Cliente, por ÁREA e Interrupciones Momentaneas. 19

SECCIÓN IX.3.2 NIVELES DE TENSIÓN 20

IX.3.2.1 Indicador 20

IX.3.2.2 Reducción Tarifaria 20

SECCIÓN IX.3.3 EFECTO DE PARPADEO 23

IX.3.3.1 Indicador 23

IX.3.3.2 Reducción tarifaria 23

SECCIÓN IX.3.4 ARMÓNICAS 24

IX.3.4.1 Indicador 24

IX.3.4.2 Reducción tarifaria 24

CAPÍTULO IX.4 PARÁMETROS TÉCNICOS A CUMPLIR POR LOS CLIENTES 26

Cal.



SECCIÓN IX.4.1 INTRODUCCIÓN 26

SECCIÓN IX.4.2 EFECTO DE PARPADEO 26

IX.4.2.1 Indicador 26

IX.4.2.2 Límites 26

IX.4.2.3 Mediciones a los clientes 27

SECCIÓN IX.4.3 ARMÓNICAS 27

IX.4.3.1 Indicador 28

IX.4.3.2 Límites 29

IX.4.3.3 Mediciones a los clientes 30

CAPÍTULO IX.5 PENALIZACIONES POR INYECCIÓN DE DISTURBIOS ELÉCTRICOS 30

SECCIÓN IX.5.1 EFECTO DE PARPADEO (FLICKER) 30

SECCIÓN IX.5.2 DISTORSION ARMONICA 31

CAPÍTULO IX.6 SUMINISTRO DE INFORMACIÓN A LA ASEP 32

SECCIÓN IX.6.1 INFORMACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO. 33

IX.6.1.1 Informe de las Interrupciones Relevantes. 33

IX.6.1.2 Informe mensual con las interrupciones del servicio 33

IX.6.1.3 Informe Anual 34

IX.6.1.4 Registros a disposición de la ASEP 34

SECCIÓN IX.6.2 INFORMACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN. 35

IX.6.2.1 Un informe trimestral 35

IX.6.2.2 Registros a disposición de la ASEP 35

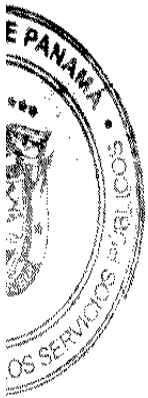
SECCIÓN IX.6.3 INFORMACIÓN DEL EFECTO DE PARPADEO Y DE LAS ARMÓNICAS. 35

IX.6.3.1 Informe trimestral 35

IX.6.3.2 Registros a disposición de la ASEP 37

SECCIÓN IX.6.4 BASE METODOLOGICA. 37

Def.



NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

CAPÍTULO IX.1: GENERALIDADES.

Artículo 1. Las empresas distribuidoras, deberán realizar el suministro de la energía eléctrica, en forma adecuada, con la finalidad de mantener un nivel adecuado de satisfacción en los clientes.

Artículo 2. La calidad del servicio técnico al cliente al cual deben ajustarse las empresas distribuidoras, se establece en la presente norma, como así también las compensaciones (créditos a favor del cliente) que deberán otorgar a los clientes afectados en los casos en que se verifiquen incumplimientos específicos a las mismas, a favor de los clientes.

Artículo 3. Estas normas contienen dos tipos de indicadores, a efectos de darle seguimiento a la Calidad Técnica que prestan las empresas distribuidoras, a saber: a) Aquellos vinculados a prestaciones garantizadas a cada Cliente en forma individual; b) Aquellos que se corresponden con indicadores globales.

Artículo 4. En caso de verificarse incumplimientos individuales en los niveles de Calidad Técnica a cada Cliente, la empresa distribuidora deberá compensar al cliente afectado, mediante créditos en la facturación del mismo.

Artículo 5. En caso de verificarse incumplimientos en los niveles Globales de Calidad Técnica, la empresa distribuidora deberá acumular anualmente las penalizaciones en el fondo de inversión para mejoras al servicio eléctrico que será determinado por la ASEP en coordinación con las distribuidoras.

Artículo 6. Las empresas distribuidoras deberán considerar como **Reclamo**, toda comunicación del cliente con la empresa, ya sea en forma verbal, telefónica, escrita, por correo electrónico, y por los medios que la distribuidora estime conveniente, a través de las cuales el cliente les señale cualquier tipo de inconformidad o desacuerdo con alguno de los servicios que brinda la empresa. En caso de que el cliente exponga más de una inconformidad o desacuerdo, la empresa deberá clasificar como reclamo, cada uno por separado. La ASEP se reserva el derecho de solicitar a las empresas la implementación de medios específicos de recepción de reclamos.

Artículo 7. Cuando en la aplicación de las compensaciones a los clientes por incumplimiento en los indicadores individuales de calidad técnica, las compensaciones sean menores al centésimo de balboa, se deberá acumular dicha compensación hasta que las mismas puedan ser aplicadas con valores mayores al centésimo y las diferencias que no se puedan aplicar se deberán seguir acumulando.

Artículo 8. Las empresas distribuidoras deben tener disponible para los clientes, una línea telefónica gratuita 1-800 las 24 horas y los 365 días del año, tanto para las llamadas por medio de la telefonía fija, como para las llamadas por medio de la telefonía celular.



ANEXO B

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

Artículo 9. Los casos que la ASEP determine, debidamente comprobados de acuerdo con el procedimiento que se establezca para este efecto, se exceptuarán de las compensaciones estipuladas en esta norma.

Artículo 10. La ASEP impondrá las sanciones correspondientes, de acuerdo al Título VII de la Ley 6 de 3 de Febrero de 1997, cuando la empresa distribuidora incumpla con alguna o varias de las exigencias establecidas en la presente norma.

Artículo 11. Definiciones:

Armónicas: Son componentes de frecuencia que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal ideal de 60Hz.

Compatibilidad Electromagnética: Se refiere al funcionamiento apropiado y satisfactorio de un equipo eléctrico bajo características eléctricas dadas.

Disturbios Eléctricos: Se refiere a perturbaciones que un cliente inyecta a las redes de distribución, tales como el Efecto de Pardadeo y las Armonicas, por mencionar los más comunes.

Efecto de Parpadeo (FLICKER): Es una variación rápida y cíclica del voltaje, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Emisión: Se refiere a las perturbaciones eléctricas producidas por una carga, que se propagan al sistema eléctrico de potencia, al cual esta conectada la carga.

Reclamo: Toda comunicación del cliente con la empresa, ya sea verbal, telefónica, escrita, por correo electrónico, y por los medios que la distribuidora estime conveniente, donde el cliente les señale cualquier tipo de inconformidad o desacuerdo con alguno de los servicios que brinda la empresa.

THD: Representación global de la distorsión de un voltaje que toma en cuenta el conjunto de armónicos que afectan la onda fundamental.

$\Delta V/V * 100\%$: Es la variación de tensión relativa en porcentaje donde V es la tensión sin perturbación y ΔV es la variación de tensión cuando hay perturbación, registrada en cada período del registro.

CAPÍTULO IX.2: PARÁMETROS TÉCNICOS A CUMPLIR POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Artículo 12. Será de exclusiva responsabilidad de las empresas distribuidoras prestar el servicio público de distribución de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio, acorde con los parámetros e indicadores establecidos en la presente norma.

Para ello deberán realizar los trabajos e inversiones necesarios de forma tal de asegurar la prestación del servicio con la calidad indicada.

Artículo 13. Las exigencias referentes a la Calidad del Servicio establecidas en la presente norma deberán ser de aplicación para todos los tipos de Clientes y Grandes Clientes, incluidos aquellos



ANEXO B

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

que solo utilicen las redes de las empresas distribuidoras para acceder a un mercado o para adquirir energía en forma directa a través de un generador (carga por uso).

Artículo 14. Los incumplimientos a los indicadores individuales por cliente establecidos, se traducirán en un crédito que será aplicado a la factura del cliente afectado, cada vez que ocurran incumplimientos individuales a la norma, teniendo en cuenta que lo abonado por los mismos en concepto del suministro recibido esta asociado a una determinada calidad de dicha prestación.

Artículo 15. La empresa concesionaria, salvo las excepciones a las obligaciones establecidas en el contrato de concesión, deberá en todo momento asegurar la satisfacción de la demanda de energía de sus clientes, asegurando en los mercados contractual y ocasional las fuentes de suministro que le permitan continuar ininterrumpidamente la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Artículo 16. Las condiciones de Calidad del Servicio especificadas en el presente documento se corresponden con un nivel estándar de la prestación. En caso de que algún cliente requiriese cualquier otra condición de calidad de servicio superior a la contemplada, se deberán acordar entre las partes las condiciones particulares de calidad, mediante la celebración de contratos.

SECCIÓN IX.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS ÁREAS.

Artículo 17. Los valores límite admisibles para los distintos indicadores controlados se discriminan en función de la clasificación de las áreas siguiente:

Área Urbana: son aquellos corregimientos que tienen más de 15,000 clientes.

Área Sub urbana: son aquellos corregimientos que tienen entre 15,000 y 5,000 clientes.

Área Rural Concentrada: son aquellos corregimientos que entre 4,999 y 2,000 clientes.

Área Rural Dispersa: son aquellos corregimientos que menos de 2,000 clientes.

Artículo 18. La clasificación de las áreas para cada año se determinará según la cantidad de clientes que tenga cada corregimiento al día 15 de diciembre del año anterior.

SECCIÓN IX.2.2 CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO.

Artículo 19. La calidad del servicio eléctrico, en lo que respecta a la confiabilidad, se evaluará sobre la base de la cantidad y la duración (frecuencia) de las interrupciones a los clientes.



Artículo 20. Se registrarán todas las interrupciones del suministro eléctrico que afecten a los clientes, y las mismas se dividirán en dos grupos.

a) **INTERRUPCIONES PERMANENTES:** son aquellas interrupciones cuya duración sea igual o mayor de tres (3) minutos.

b) **INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS:** son aquellas interrupciones cuya duración sea menor de tres (3) minutos e igual o mayor al periodo de tiempo del ciclo completo del recierre instantáneo, el cual se encuentra en el orden de los 20-40 ciclos.

Artículo 21. Para el cálculo de los Indicadores Globales se utilizarán sólo las Interrupciones Permanentes. Para el cálculo de los Indicadores Individuales se utilizarán las Interrupciones Permanentes y las Interrupciones Momentáneas.

IX.2.2.1 Indicadores Globales

Artículo 22. Para las Interrupciones Permanentes y por Área, se calcularán anualmente los índices siguientes:

- **SAIFI** = Cantidad promedio de interrupciones por cliente, por año, por área.

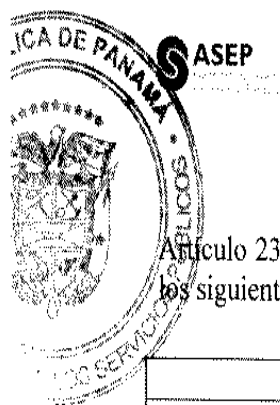
$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i}{Qtotal}$$

- **SAIDI** = Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año, por área.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i \times Tfs_i}{Qtotal}$$

donde,

- Qfs_i = Cantidad de clientes interrumpidos
- $Qtotal$ = Número total de clientes en el área
- Tfs_i = Duración de cada interrupción
- n = número de interrupciones en el período



Artículo 23. Los límites máximos que se establecen como metas de cumplimiento, por Área son los siguientes:

Indicador	METAS DE CUMPLIMIENTO			
	ÁREA RURAL DISPERSA	ÁREA RURAL CONCENTRADA	ÁREA SUBURBANA	ÁREA URBANA
SAIFI	16 / año	14 / año	12 / año	10 / año
SAIDI	43.80 horas/año	36.70 horas/año	26.30 horas/año	15.00 horas/año

Artículo 24. Los incumplimientos de las metas de cumplimiento arriba estipuladas, conllevan penalizaciones las cuales la empresa distribuidora deberá acumular anualmente en un fondo para inversiones de mejoras a las redes eléctricas, las cuales serán determinadas por la ASEP.

IX.2.2.2 Indicadores Individuales por Cliente.

Artículo 25. Para las Interrupciones Permanentes, se calcularán anualmente los índices o indicadores individuales por cliente SAIFIcl y SAIDIcl, aplicados para cada cliente individual y de acuerdo al área donde se ubique:

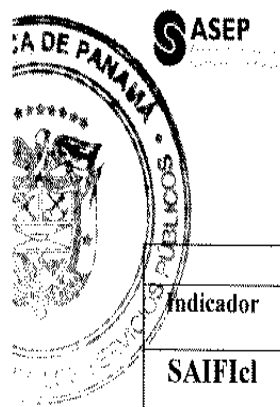
$$SAIFIcl = \sum_{i=1}^n Interrupciones$$

$$SAIDIcl = \sum_{i=1}^n Tiempo_{(i)}$$

SAIFIcl = Cantidad de interrupciones por cliente, por año, por área.
SAIDIcl = Tiempo total de interrupción por cliente, por año, por área.

n = Cantidad de Interrupciones Permanentes.
Tiempo (i) = Duración en minutos/horas de la interrupción i-esima.

Los límites máximos que se establecen como metas de cumplimiento por año, por Cliente son los siguientes:



Indicador	METAS DE CUMPLIMIENTO POR CLIENTE POR AÑO			
	ÁREA RURAL DISPERSA	ÁREA RURAL CONCENTRADA	ÁREA SUBURBANA	ÁREA URBANA
SAIFlcl	16 / por año	14 / por año	12 / por año	10 / por año
SAIDlcl	43.80 horas/por año	36.70 horas/por año	26.30 horas/por año	15.00 horas/por año

Artículo 26. Las Interrupciones Momentáneas, se calcularán mensualmente, iniciando el 1 de enero de 2015, por medio del indicador MAIFlcl, por cliente y por área; sin penalización hasta el 31 de diciembre de 2018.

Las Interrupciones Momentáneas, se calcularán mensualmente con penalización iniciando el 1 de enero de 2019, por medio del indicador MAIFlcl, por cliente y por área.

Los límites máximos que se establecen como metas de cumplimiento, dependiendo del área donde se ubique el cliente, son las siguientes:

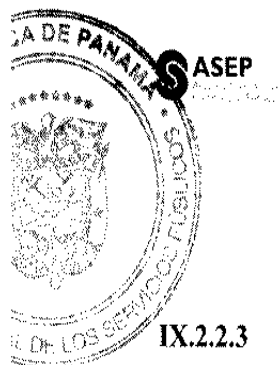
Indicador	METAS DE CUMPLIMIENTO POR CLIENTE POR MES, INICIANDO EL 1 DE ENERO DE 2019			
	ÁREA RURAL DISPERSA	ÁREA RURAL CONCENTRADA	ÁREA SUBURBANA	ÁREA URBANA
MAIFlcl	20 / mes	16 / mes	12 / mes	8 / mes

$$MAIFlcl = (\sum_{i=1}^n Interrupciones - Momentaneas) \times K$$

$MAIFlcl$ = Cantidad de Interrupciones Momentáneas por cliente, por mes, por área.
 n = Cantidad de Interrupciones Momentáneas.

K = Constante que será determinada por la ASEP, dentro del rango de 0.75 a 1.00.

Artículo 27. Los incumplimientos de las metas de cumplimiento arriba estipuladas conllevan penalizaciones en forma de créditos a favor de los clientes afectados, de acuerdo con lo estipulado en la presente norma.



IX.2.2.3 Obligaciones técnicas de las distribuidoras y su Sistema Telecontrolado.

Artículo 28. Se establecen como obligaciones técnicas de las empresas distribuidoras y su sistema telecontrolado, iniciando el 1 de enero de 2015, las siguientes:

- a) Los tiempos muertos de prueba de cierre de los interruptores de circuito de media tensión en las subestaciones, deberán ser reportados a la ASEP y obtener la no objeción de la misma.
- b) Todos los interruptores automáticos con funciones de recierre o no, instalados en las líneas de distribución, deberán estar comunicados con el Sistema Telecontrolado de la empresa en tiempo real.
- c) Todas las aperturas, ya sean del tipo instantáneo o temporizada, que efectúen los interruptores de circuito de alta y media tensión en las subestaciones, y los interruptores automáticos con funciones de recierre o no, instalados en las líneas de media tensión de distribución, deberán ser registradas automáticamente en el "Logger" o archivo secuencial de eventos del Sistema Telecontrolado de la empresa distribuidora.
- d) Toda la data del "Logger" o archivo secuencial de eventos del Sistema Telecontrolado de la empresa distribuidora, deberá guardarse por un período mínimo de treinta y seis (36) meses.

IX.2.2.4 Mejoras a los Clientes "Peor Servidos".

Artículo 29. Se establece la clasificación de Clientes "Peor Servidos", a los cuales anualmente (de marzo a febrero), las empresas distribuidoras deberán realizar inversiones en mejoras a la calidad del servicio eléctrico de estos clientes que han calificado como clientes "peor servidos", de acuerdo con la cantidad anual de horas de interrupciones del suministro eléctrico o indicador SAIDI_{el}, del año anterior, y de acuerdo con la cantidad mínima de horas por año de SAIDI_{el} para que un cliente califique como "Peor Servido".

Jaf



Las inversiones en mejoras de parte de las distribuidoras, para los clientes que califiquen como “Peor Servidos” iniciarán a partir del 1 de marzo de 2015.

Artículo 30. Antes del 16 de enero del año en curso, se deberán tener identificados los clientes “Peor Servidos” del año anterior; y antes del 22 de febrero del año en curso, debe enviarse a la ASEP el listado de clientes “Peor Servidos” junto con el programa de inversiones en mejoras para estos clientes. El programa de mejoras deberá ejecutarse de marzo del año en curso hasta el mes de febrero del año siguiente. La ASEP dará seguimiento a los programas de inversiones, para verificar el cumplimiento de los mismos.

El proceso antes mencionado se realizará anualmente.

Los límites mínimos para que un cliente califique como un Cliente “Peor Servido”, se indican en el cuadro a continuación:

Indicador	CANTIDAD MÍNIMA DE HORAS POR AÑO DE SAIDIel PARA QUE UN CLIENTE CALIFIQUE COMO “PEOR SERVIDO”.			
	ÁREA RURAL DISPERSA	ÁREA RURAL CONCENTRADA	ÁREA SUBURBANA	ÁREA URBANA
SAIDIel	130.00 / horas por año	110.00 / horas por año	80.00 / horas por año	45.00 / horas por año

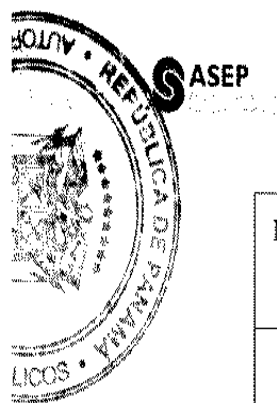
En caso de incumplimiento del programa de inversiones del año específico (marzo a febrero), la ASEP penalizará a la empresa en función de la magnitud de los incumplimientos.

SECCIÓN IX.2.3 NIVELES DE TENSIÓN.

Artículo 31. Las empresas distribuidoras deberán mantener sus niveles de tensión o voltaje, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los clientes puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.

IX.2.3.1 Límites admisibles

Artículo 32. Los niveles máximo y mínimo de tensión, para toda la zona de concesión y por área, para la Baja, Media y Alta Tensión , en el punto de suministro, conexión, o entrega al cliente, deberá ser como se indica en el cuadro a continuación:



ANEXO B
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

NIVEL DE TENSIÓN	LÍMITES HASTA EL 31 DE ENERO DE 2016	LÍMITES HASTA EL 31 DE ENERO DE 2016	LÍMITES A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2017
ÁREAS	ÁREA RURAL CONCENTRADA Y ÁREA RURAL DISPERSA	ÁREA URBANA Y ÁREA SUBURBANA	ÁREA URBANA, ÁREA SUBURBANA, ÁREA RURAL CONCENTRADA, Y ÁREA RURAL DISPERSA.
ALTA TENSIÓN	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$
MEDIA TENSIÓN	$\Delta U = \pm 7 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$
BAJA TENSIÓN	$\Delta U = \pm 7 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$

Donde:

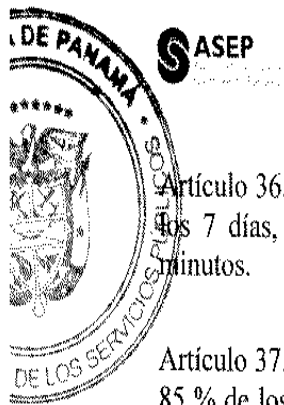
$\Delta U = V_{abs}(U_s - U_n) / U_n$
 $V_{abs}(U_s - U_n) / U_n$: es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión medida del suministro (U_s) y la tensión nominal del suministro (U_n).

Artículo 33. El control del nivel de tensión suministrada se basará en los resultados de cada una de las mediciones individuales realizadas y de indicadores del tipo global obtenidos a partir de los resultados de la totalidad de las mediciones validas efectuadas mediante la ejecución de campañas de medición en diversos puntos de la red.

Artículo 34. El equipamiento de medición a utilizar por la empresa distribuidora deberá ser de un tipo especialmente diseñado para medir niveles de tensión o voltaje, y los parámetros *THD* y $\Delta V/V$. La ASEP podrá exigir a las empresas el cumplimiento de especificaciones técnicas para el equipamiento de medición que se utilizarán en las campañas de medición. Este requerimiento entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2015.

IX.2.3.2 Campaña de Medición.

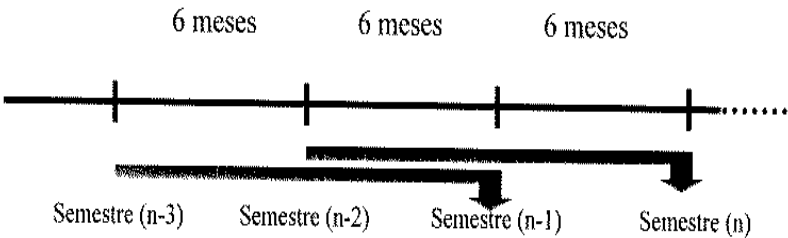
Artículo 35. Es obligación de las empresas distribuidoras, efectuar semestralmente un registro o medición válida del nivel de tensión en el 0.5 % de sus clientes seleccionados al azar con criterio estadístico, agrupados por corregimiento, y categoría tarifaria. Mensualmente, durante el semestre, se deberán efectuar como mínimo un 0.075 % de mediciones válidas, con el fin de evitar la concentración o dispersión temporal de las mismas.



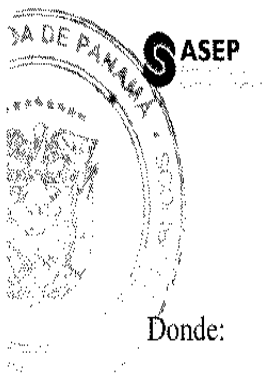
- Artículo 36. El registro o medición en cada cliente deberá realizarse por un período no inferior a los 7 días, o sea 672 registros totales como mínimo, registrando valores a intervalos de 15 minutos.
- Artículo 37. Para que una medición se considere válida, la misma deberá tener como mínimo un 85 % de los registros validos, de lo contrario no será considerada una medición válida y deberá ser sustituida por otra.
- Artículo 38. La empresa distribuidora deberá suministrar el listado de clientes seleccionados, con su localización, categoría tarifaria y nivel de tensión de suministro, para su control dos (2) meses antes del inicio de cada semestre. La ASEP podrá modificar esta lista si lo considera necesario.
- Se debe prever que el listado de clientes seleccionados contenga un diez (10) porciento adicional, a fin de su posible utilización frente a la imposibilidad de realizar alguna de las mediciones seleccionadas.

IX.2.3.3 Indicadores Globales de la Campaña de Medición.

- Artículo 39. A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo de la Campaña de Medición se determinarán los siguientes indicadores Globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de penalidades a la empresa distribuidora, independientes de aquellas que podrían surgir por los apartamientos registrados en cada una de las mediciones realizadas.
- Artículo 40. Estos indicadores se calcularán semestralmente considerando una ventana móvil anual (12 meses) que contempla las mediciones realizadas en el semestre bajo análisis “n” y el anterior “n-1”. En el gráfico siguiente se indica lo establecido anteriormente:



- Artículo 41. Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los indicadores, se analizarán en base a los apartamientos del valor nominal, discriminados por rangos de unidad porcentual (B) entre -20% a +20%.
- a) FEB_B: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión.



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

Donde:

- FEB_B : Frecuencia Equivalente asociada al Rango “B”.
- Nrg_B : Cantidad de Registros válidos asociada al Rango “B”.
- Nrg_{TOT} : Cantidad total de registros válidos.
- B: Unidad Porcentual en los rangos de -20% a +20%.

Este indicador se discrimina a su vez en:

- FEB_{PER} : Frecuencia equivalente dentro de los límites admisibles; donde el numerador de la formula arriba representa la cantidad total de registros válidos dentro de los límites establecidos.
- FEB_{NoPER} : Frecuencia equivalente fuera de los límites admisibles; donde el numerador de la formula arriba representa la cantidad total de registros válidos fuera de los límites establecidos.

b) $FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión fuera de los límites admisibles.

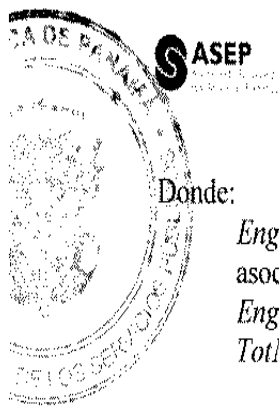
$$FEBP_B = \frac{NrgP_B^{(P)}}{NrgP_{Tot}}$$

Donde:

- $FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión “B” fuera de los límites admisibles
- $NrgP_B^{(P)}$: Cantidad de Registros fuera de los límites admisibles asociados con el Rango “B”.
- $NrgP_T$: Cantidad de Registros Totales fuera de los límites admisibles.

c) $FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión.

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



Donde:

$Eng_B^{(med)}$: Energía Registrada en la medición (med) fuera de los límites admisibles, asociada con el Rango de Tensión “B”.

Eng_T : Energía Total Registrada

$TotMed$: Total de Mediciones Realizadas en el Período Considerado.

Artículo 42. Si al cabo del semestre controlado, con base en la ventana anual, la relación FEB_{NoPER} (Rangos No Permitidos) es mayor al 5 %, la empresa distribuidora deberá compensar a los clientes en función de la Frecuencia Equivalente y la Energía asociada en cada Rango.

SECCIÓN IX.2.4 EFECTO DE PARPADEO (FLICKER).

IX.2.4.1 Indicador del Efecto de Parpadeo

Artículo 43. El indicador del efecto de parpadeo en el sistema de distribución deberá ser medido por el índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo Pst .

El Pst deberá ser igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución (ver norma IEC-61000-4-15). Este nivel de referencia para el efecto de parpadeo no debe ser superado durante más del 5 % del período de medición.

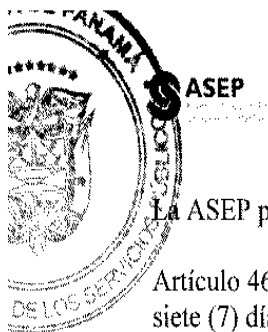
Este límite es garantizado, lo que significa que en cualquier punto de suministro es exigible con la probabilidad especificada (95 %), y se corresponden a valores establecidos por normativa internacional.

IX.2.4.2 Mediciones

Artículo 44. Las mediciones para determinar la presencia del Efecto de Parpadeo, deberán ser realizadas a nivel de Centros de Transformación en el lado de baja tensión del mismo, en el punto de entrega del cliente individual o en cualquier punto que determine la ASEP, en los casos particulares que así lo requieran.

Artículo 45. Semestralmente, la empresa distribuidora seleccionará seis (6) puntos de verificación por cada 60,000 clientes activos, donde efectuará las mediciones. El criterio de selección se obtendrá de las mediciones $\Delta V/V$ que se obtengan de la campaña semestral de medición de tensión, de los últimos 6 meses disponibles al momento de su selección, donde se tomarán los clientes con los mayores promedios de $\Delta V/V$. La ASEP podrá designarle puntos de verificación a la empresa distribuidora, cuando así lo estime conveniente, en reemplazo de algunas previamente escogidas por la empresa. Se debe prever que el listado de clientes seleccionados contenga un 15% adicional a la cantidad mínima requerida a fin de su utilización frente a la imposibilidad de realizar alguna de las mediciones seleccionadas. La distribuidora deberá suministrar a la ASEP el listado de los clientes seleccionados dos (2) meses antes del inicio de cada semestre. El criterio de selección por medio de las mediciones $\Delta V/V$, entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2015; antes de esta fecha la selección será mediante el criterio de la distribuidora.

SEP



La ASEP podrá unificar las metodologías de selección de clientes.

Artículo 46. Cada medición debe ser instalada por días corridos y deberá contener como mínimo siete (7) días de registros válidos, o sea no menos de 1008 registros de medición. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto de parpadeo para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-15, debiendo registrar en forma conjunta la energía suministrada integrada en intervalos de 10 minutos.

SECCIÓN IX.2.5 ARMÓNICAS.

IX.2.5.1 Límites admisibles

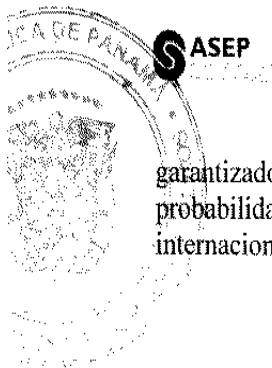
Artículo 47. La empresa distribuidora, en su sistema de distribución, deberá limitar la distorsión armónica en los niveles de Media y Baja tensión de acuerdo a lo especificado en la Tabla N° 7. Estos límites son obligatorios para las Armónicas hasta el orden 40 (inclusive), y la Tasa de Distorsión Total (V_{DAT}) se define como:

$$V_{(DAT)} = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} \left(\frac{U_i}{U_1} \right)^2}$$

Donde,
U_i = amplitud de la tensión de la armónica de orden i;
U₁ = amplitud de la tensión fundamental.

Artículo 48. Estos niveles de referencia para las armónicas de tensión en Media y Baja Tensión, no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición, siendo de carácter

Jap



garantizados, lo que significa que en cualquier punto de suministro es exigible con la probabilidad especificada (95%), y se corresponden a valores establecidos por normativa internacional.

Tabla N° 7 - Límites de distorsión armónica en Media y Baja Tensión

Orden de la armónica	Tasa de distorsión individual (V _{DAI}) (%)
(n)	
(impares no múltiplos de 3)	
5	6.0
7	5.0
11	3.5
13	3.0
17	2.0
19	1.5
23	1.5
25	1.5
>25	0.2 + 0.5 x25/n
(impares múltiplos de 3)	
3	5.0
9	1.5
15	0.3
21	0.2
>21	0.2

[Handwritten signature]



(pares)	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.5
10	0.5
12	0.2
>12	0.2
Factor de Distorsión Total (V _{DAT})%	8

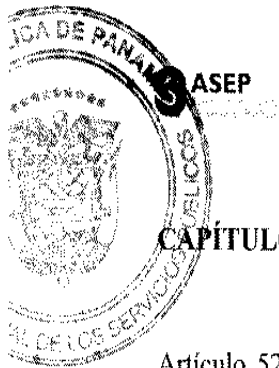
IX.2.5.2 Mediciones

Artículo 49. Las mediciones para determinar los Niveles de Armónicas, deberán ser realizadas en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en las líneas de distribución, en el punto de entrega del cliente individual, o en cualquier punto que determine la ASEP, en los casos particulares que así lo requieran.

Artículo 50. Semestralmente, la empresa distribuidora seleccionará seis (6) puntos de verificación por cada 60,000 clientes activos, donde efectuará las mediciones. El criterio de selección se obtendrá de las mediciones *THD* que se obtengan de la campaña semestral de medición de tensión, de los últimos 6 meses disponibles al momento de su selección, donde se tomarán los clientes con los mayores promedios de *THD*. La ASEP podrá designarle puntos de verificación a la empresa distribuidora, cuando así lo estime conveniente, en reemplazo de algunas previamente escogidas por la empresa. Se debe prever que el listado de clientes seleccionados contenga un 15% adicional a la cantidad mínima requerida a fin de su utilización frente a la imposibilidad de realizar alguna de las mediciones seleccionadas. La distribuidora deberá suministrar a la ASEP el listado de los clientes seleccionados dos (2) meses antes del inicio de cada semestre. El criterio de selección por medio de las mediciones *THD*, entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2015; antes de esta fecha la selección será mediante el criterio de la distribuidora.

La ASEP podrá unificar las metodologías de selección de clientes. *THD*

Artículo 51. Cada medición debe ser instalada por días corridos y deberá contener como mínimo siete (7) días de registros válidos, o sea no menos de 1,008 registros de medición. Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsión armónica de tensión individual y de distorsión armónica de tensión total, para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7, debiendo registrar en forma conjunta la energía suministrada integrada en intervalos de 10 minutos.



CAPÍTULO IX.3: COMPENSACIONES Y PENALIZACIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.

Artículo 52. Para los Indicadores Individuales, las compensaciones económicas a los clientes afectados por un suministro que no se ajuste a los indicadores establecidos en la presente norma tienen como objetivo, además de la propia compensación por el servicio inadecuado, actuar como incentivo para mejorar la calidad del servicio y como una señal para la inversión en recursos que conlleven a esas mejoras.

Artículo 53. En los casos en que se verifique la existencia de apartamientos a los límites establecidos para cada uno de los parámetros o indicadores controlados por cliente, la empresa distribuidora aplicará las compensaciones a los clientes, mediante créditos a favor de los clientes en su facturación.

Artículo 54. Para los Indicadores Globales, los incumplimientos de las metas de cumplimiento estipuladas por la presente norma, conllevan penalizaciones las cuales la empresa distribuidora deberá acumular anualmente en un fondo para inversiones de mejoras a las redes eléctricas, las cuales serán determinadas por la ASEP.

SECCIÓN IX.3.1 INDICES DE CONFIABILIDAD.

IX.3.1.1 Indicadores

Artículo 55. Los indicadores controlados a efectos de la determinación de las compensaciones a los clientes o al fondo de inversión son los que se indican en los numerales a continuación:

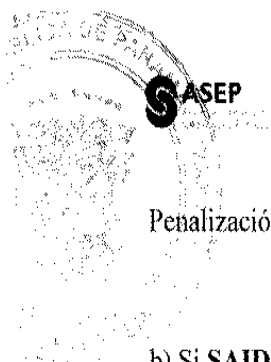
IX.3.1.2 Valoración de las compensaciones a favor de los clientes del sistema de distribución.

Artículo 56. Las penalizaciones a las distribuidoras serán valoradas en función del costo de la energía no servida de acuerdo a las siguientes expresiones:

IX.3.1.2.1 Para los Indicadores Globales por ÁREA, e Interrupciones Permanentes.

Artículo 57. Los Indicadores Globales por Interrupciones Permanentes controlados, a efectos de la determinación el monto de las penalizaciones que se acumularán en el fondo de inversión, son los que se indican en los numerales a continuación:

a) Si $SAIFI > SAIFI_{límite}$ y $SAIDI < SAIDI_{límite}$, la formula de la penalización es:



Penalización = $[(SAIFI - SAIFI_{limite})/8760] \times SAIDI/SAIFI \times \text{Energía anual consumida por los clientes de la ÁREA (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}$

b) Si $SAIDI > SAIDI_{limite}$ y $SAIFI < SAIFI_{limite}$, la formula de la penalización es:

Penalización = $[(SAIDI - SAIDI_{limite})/8760] \times \text{Energía anual consumida por los clientes de la ÁREA (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}$

c) Si $SAIDI > SAIDI_{limite}$ y $SAIFI > SAIFI_{limite}$, se presentan dos casos:

- c.1) Si $SAIDI/SAIFI < SAIDI_{limite}/SAIFI_{limite}$, entonces la penalización se aplica según la formula indicada en a).
- c.2) Si $SAIDI/SAIFI \geq SAIDI_{limite}/SAIFI_{limite}$, entonces la penalización se aplica según la formula indicada en b).

IX.3.1.2.2 Para los Indicadores Individuales por Cliente, por ÁREA, e Interrupciones Permanentes.

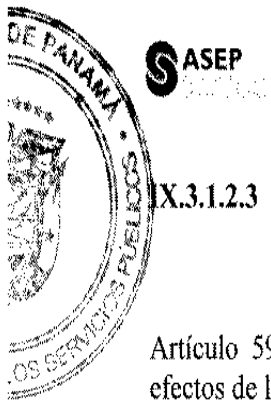
Artículo 58. Los Indicadores Individuales por Interrupciones Permanentes controlados, a efectos de la determinación de las compensaciones a los clientes afectados, son los que se indican en los numerales a continuación:

a) Para el SAIFIcl:

Compensación = $[(SAIFI_{cl} - SAIFI_{limite})/8760] \times SAIDI/SAIFI \times \text{Energía anual del año anterior consumida por el cliente (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}$

b) Para el SAIDIcl:

Compensación = $[(SAIDI_{cl} - SAIDI_{limite})/8760] \times \text{Energía anual del año anterior consumida por el cliente (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}$



IX.3.1.2.3 Para los Indicadores Individuales por Cliente, por ÁREA, e Interrupciones Momentáneas.

Artículo 59. Los Indicadores Individuales por Interrupciones Momentáneas controlados, a efectos de la determinación de las compensaciones a los clientes afectados, son los que se indican a continuación:

Para el MAIFicl:

Compensación = $(\text{MAIFicl} - \text{MAIFicl}_{\text{limite}}) \times (1/\text{MAIFicl}_{\text{limite}}) \times \text{Energía promedio mensual del año anterior (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B/./kWh)}$

Artículo 60. El valor del Costo de la Energía no Servida a efectos de la determinación de las compensaciones a favor de los clientes será de **1.85 B/./kWh**.

SECCIÓN IX.3.2 NIVELES DE TENSION

Artículo 61. Para todas las mediciones que se realicen producto de la Campaña de Medición de Tensión, con efecto de determinar los apartamientos de las tensiones respecto de los límites admisibles requeridos por está norma, el indicador utilizado a los efectos de la determinación de la compensación es el ΔU, que se expresa como porcentaje de la tensión nominal.

Artículo 62. Compensación Individual.
Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles, durante un tiempo superior al 5% del periodo en que se efectúe la medición, la empresa distribuidora deberá compensar a los clientes afectados mediante la aplicación de un crédito a favor del cliente hasta tanto se demuestre de manera fehaciente la solución del problema.

Artículo 63. Para el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, la compensación se calculará en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla N° 8, indicada a continuación:

Tabla N° 8 – Valorización de la Energía según el grado de apartamiento a los límites admisibles

ΔU_{SUP} superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - $CE_{(B)}$ (B/./kWh)
--	---

[Handwritten signature]



≤ 1	0.062
≤ 2	0.089
≤ 3	0.115
≤ 4	0.142
≤ 5	0.169
≤ 6	0.196
≤ 7	0.223
≤ 8	0.421
≤ 9	0.620
≤ 10	1.033
≤ 11	1.447
>11	1.850

Se define a ΔU_{SUP} como el porcentaje de apartamiento (expresado como valor absoluto) del Valor Admisible definido en el aparte Límites Admisibles.

Artículo 64. La compensación correspondiente al período de medición por apartamiento en el nivel de tensión admisible que servirá de base para la determinación del crédito a favor del cliente correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión:

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

C_{pm} : Compensación determinada para el período de medición.
 $CE_{(B)}$: Valorización de la Energía en función del apartamiento detectado.

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria considerando todos los registros penalizados.
 $ENE_{(B)}$: Energía Registrada durante el periodo de medición. En aquellos usuarios con una potencia menor o igual a 10 kW, la distribuidora podrá distribuir la Energía Registrada en el medidor de facturación en base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

Artículo 65. La compensación al cliente se extenderá hasta que la empresa distribuidora demuestre en forma fehaciente, mediante la realización de un nuevo registro o medición, que el inconveniente ha sido solucionado. La extensión será proporcional al período de tiempo hasta que se efectúe la nueva medición que demuestre la solución del problema, determinándose el monto de la compensación al cliente de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Compensación = (D_{pm} + D_{nm}) \times \frac{C_{pm}}{D_{pm}}$$



Dpm: Duración del período de medición en días
Dnm: Duración del período en días hasta la realización de la nueva medición contado a partir de la finalización del período de medición

Artículo 66. Penalización Global.
Para el caso de incumplimiento a los Indicadores Globales acerca de la Campaña de Medición, la penalización será la siguiente:

$$\text{Penalización} = ETF * \left(\sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right)$$

Donde
Σ_(B=BP): Sumatoria sobre los Rangos fuera de los límites admisibles según se corresponda con el periodo considerado.
ETF: Energía Total Facturada por la empresa distribuidora en el período controlado, en kWh.
FEBP_B: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión fuera de los límites admisibles.
FEEC_B: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión.
CE_B: Valorización de la energía suministrada fuera de los límites admisibles según Tabla N° 8.

Artículo 67. La penalización Global, deberá acumularse anualmente en un fondo para inversiones de mejoras a las redes eléctricas, las cuales serán determinadas por la ASEP.

Artículo 68. La empresa distribuidora deberá calcular y preparar un informe trimestral, de las compensaciones a los clientes individuales, con las cantidades que resultaron de la valorización de las mismas, indicando para cada uno de los clientes afectados, la compensación que le corresponde.

Artículo 69. La empresa distribuidoradeberá calcular y preparar un informe semestral, de las penalizaciones globales, con las cantidades que resultaron de la valorización de las mismas, según la ventana móvil anual, que se evalua semestralmente.

Artículo 70. Los informes trimestrales y semestrales deberán ser acompañados de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

SECCIÓN IX.3.3 EFECTO DE PARPADEO

Artículo 71. El indicador para el efecto de parpadeo es el Indice de Severidad de Efecto de Parpadeo de Corto Plazo (Pst) medido.



Artículo 72. **Penalización.** La penalización estará basada en función a los apartamientos por encima de los niveles de referencia de los índices de severidad y la energía suministrada en esas condiciones.

Artículo 73. Se define como Distorsión Penalizable por Efecto de Parpadeo (DPF), al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión encontrado en cada intervalo de medida, por encima de los Niveles de Referencia.

Para cualquier punto de suministro, la distorsión penalizable se define como:

$$DPF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Donde:

$P_{st}(k)$ es el índice de severidad por Efecto de Parpadeo de corta duración registrado en el intervalo k de medida (10 minutos).

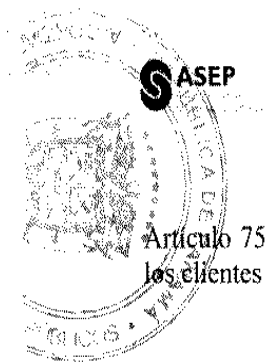
P_{st} es el Nivel de Referencia igual a uno (1)

DPF_k se calcula para cada intervalo k de cada semana del período de medición, registrándose el $P_{st}(k)$ y la energía suministrada $E(k)$ durante cada intervalo k .

Artículo 74. Si en una medición se verifica que por un período superior al 5 % del período de medición se ha superado el Nivel de Referencia (P_{st} de referencia), la empresa distribuidora deberá compensar a los clientes afectados mediante un crédito único en su facturación. En caso de existir más de un cliente afectado, la compensación a los clientes será proporcional a su consumo de energía (kWh) anual del año anterior.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPF mayor que cero), se utilizarán los siguientes valores de valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (B./kWh) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPF \leq 1$	$1.85 * DPF^2$	[B./kWh]
$1 < DPF$	1.85	[B./kWh]



Artículo 75. La compensación que servirá de base para la determinación del crédito a favor de los clientes se calculará como:

$$\text{Compensación(B/.)} = \sum_{k:DPF_k \leq 1} 1.85 * \left(DPF_k \right)^2 * E(k) + \sum_{k:DPF_k > 1} 1.85 * E(k)$$

Artículo 76. La compensación deberá ser aplicada por la empresa distribuidora a los clientes afectados por la ocurrencia del efecto de parpadeo, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto.

Artículo 77. La empresa distribuidora con la aprobación de la ASEP, podrá sancionar y/o penalizar al cliente que resulte causante del disturbio, una vez que se haya verificado dicho incumplimiento de acuerdo a lo indicado en la presente Norma

Artículo 78. La empresa distribuidora deberá calcular y preparar un informe semestral con las cantidades que resultaron de la valorización de las compensaciones a los clientes, indicando para cada uno de los clientes afectados, el crédito a favor del cliente que le corresponde.

Artículo 79. Este informe semestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

SECCIÓN IX.3.4 ARMÓNICAS

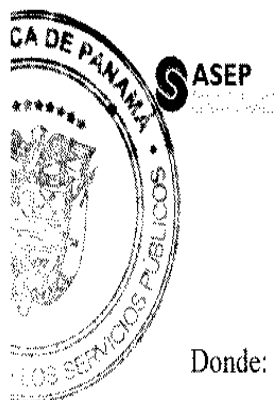
Artículo 80. **Indicador.** Las armónicas en el sistema de distribución se miden por los indicadores V_{DAI} y V_{DAT} , donde:

V_{DAI} = Distorsión armónica individual de tensión (%)

V_{DAT} = Distorsión armónica total de tensión (%)

Artículo 81. **Penalización.** La penalización estará basada en función a los apartamientos por encima de los Niveles de Referencia de los Indicadores V_{DAI} y V_{DAT} y la energía suministrada en esas condiciones.

Artículo 82. Se define como Distorsión Penalizable de Amónicas (DPA) a la distorsión armónica encontrada en cada intervalo de medida, por encima de los Niveles de Referencia según la siguiente expresión:



ANEXO B

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

$$DPA_k = \text{Max} \left[0, \frac{V_{\text{DAT}(k)} - V_{\text{DAT}}}{V_{\text{DAT}}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{V_{\text{DAI}_i(k)} - V_{\text{DAI}_i}}{V_{\text{DAI}_i}} \right]$$

Donde:

$V_{\text{DAT}}(k)$ es la tasa de distorsión total registrada en el intervalo de medición k (10 minutos).

V_{DAT} es el nivel de distorsión total de referencia definido en la Tabla N° 7

$V_{\text{DAI}_i}(k)$ es el valor de la tensión armónica i en el intervalo de medición k .

V_{DAI_i} es el Nivel de Referencia de la tensión armónica i definido en la Tabla N° 7.

DPA_k se calcula para cada intervalo k del periodo de medición, registrándose la energía suministrada $E(k)$ durante cada intervalo k .

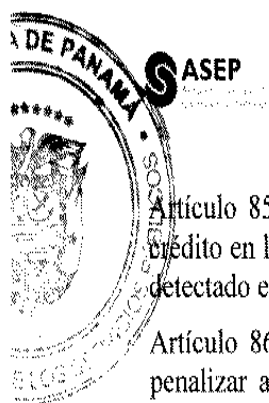
Artículo 83. Si en una medición se verifica que por un período superior al 5 % del período de medición se ha superado el Nivel de Referencia para alguno de los indicadores controlados, la empresa distribuidora deberá compensar a los clientes afectados mediante un crédito a favor de los clientes en su facturación. En caso de existir más de un cliente afectado, la compensación a los clientes será proporcional a su consumo de energía (kWh) anual del año anterior.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPA mayor que cero), se utilizarán los siguientes valores de valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (B./kWh) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPA_k \leq 1$	$1.85 * DPA_k^2$	B./kWh
$1 < DPA_k$	1.85	B./kWh

Artículo 84. La compensación que servirá de base para la determinación del crédito a favor del cliente se calculará como:

$$\text{Compensación (B./)} = \sum_{k:DPA_k \leq 1} 1.85 * \left(DPA_k \right)^2 * E(k) + \sum_{k:DPA_k > 1} 1.85 * E(k)$$



- Artículo 85. La compensación deberá ser aplicada por la empresa distribuidora mediante un crédito en la facturación, a los clientes afectados por la distorsión armónica, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto.
- Artículo 86. La empresa distribuidora, con la aprobación de la ASEP, podrá sancionar y/o penalizar al cliente que resulte causante del disturbio, una vez que se haya verificado dicho incumplimiento, de acuerdo a lo indicado en la presente norma.
- Artículo 87. La empresa distribuidora deberá calcular y preparar un informe semestral con las cantidades que resultaron de la valorización de las compensaciones a favor de los clientes, indicando para cada uno de los clientes afectados, el crédito en su facturación que le corresponde.
- Artículo 88. Este informe semestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

CAPÍTULO IX.4: PARÁMETROS TÉCNICOS A CUMPLIR POR LOS CLIENTES

Artículo 89. **Introducción.** Las cargas de los clientes, después del punto de entrega, pueden producir disturbios que se propagan al sistema de distribución, y en algunos casos hasta el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Si estos disturbios son severos, otros clientes se podrán ver afectados negativamente. Para asegurar la compatibilidad electromagnética, se deberán imponer restricciones y controles en las cargas de los clientes que causen estos disturbios. Los disturbios más comunes son el efecto de parpadeo y las armónicas, sin tener que limitarse solamente a estos.

SECCIÓN IX.4.1 EFECTO DE PARPADEO

- Artículo 90. **Indicador.** El indicador será el Índice de Severidad de Efecto de Parpadeo de Corto Plazo (Pst) medido sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 61000-3-3.
- Artículo 91. **Límites.** El indicador a controlar para el efecto de parpadeo, es el Índice de Severidad de Efecto de parpadeo de Corto Plazo (Pst), tal como se define en la norma IEC 61000-4-15. La Tabla N° 9 establece los límites de Pst para diferentes tamaños de cargas conectadas a distintos niveles de tensión.

Tabla N° 9 - Límites Individuales del efecto de parpadeo
producidos por las cargas de los clientes

Carga (S _L) kW	Nivel de Baja Tensión	Pst
S _L < 20	U ≤ 1kV	1.00



$20 \leq S_L < 30$	$U \leq 1 \text{ kV}$	1.26
$30 \leq S_L < 50$	$U \leq 1 \text{ kV}$	1.58
$S_L \geq 50$	$U \leq 1 \text{ kV}$	1.86
Radio (S_L / S_{CC})	Nivel de Media y Alta Tensión	Pst
$S_L / S_{CC} \leq 0.005$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.37
$0.005 < S_L / S_{CC} \leq 0.02$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.58
$0.02 < S_L / S_{CC} \leq 0.04$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.74
$S_L / S_{CC} > 0.04$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.80

Donde:
 S_{CC} = Capacidad de cortocircuito del sistema en kVA en el punto de medición del Efecto de parpadeo,
 S_L = Demanda máxima anual del cliente expresada en kW para el nivel de Baja Tensión, y expresada en kVA para los niveles de Media y Alta Tensión.

Artículo 92. **Mediciones a los clientes.** A efectos de verificar los niveles de emisión de perturbaciones las empresas distribuidoras deberán efectuar mediciones en los puntos de entrega a los clientes presuntamente perturbadores. El efecto de parpadeo deberá ser medido en el punto de entrega, usando un medidor de efecto de parpadeo y en intervalos de 10 minutos, según establece la norma IEC 61000-4-15.

Las mediciones de efecto de parpadeo deben ser realizadas sobre la impedancia de la red o sobre una impedancia que no cause que la tensión de estado estacionario caiga más del 3%.

La medición en los puntos de entrega a los clientes presuntamente perturbadores deberá ser realizada mediante el equipo medidor del índice de severidad de Flicker a través del circuito para medición de Emisión Flicker, el cual permitirá conocer el Pst que provoca la intensidad consumida por las instalaciones del usuario sobre las correspondientes impedancias equivalentes.

El período de medición para que el control tenga las adecuadas características de fiabilidad y representatividad será de una semana de registros válidos y deberá registrarse en forma conjunta la energía suministrada, integrada en intervalos de 10 minutos.

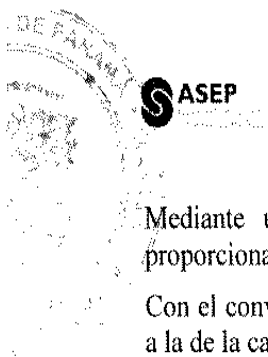
Circuito para Medición de Emisión de Flicker:

La Figura 1 corresponde al diagrama de conjunto del simulador de línea normalizada.

La tensión correspondiente al punto de medición (UL) se transfiere mediante un transformador de acoplamiento a un circuito limitador de amplitud, con lo que se elimina la variación de amplitud y se retiene la información de fase.

Se obtiene así una tensión de referencia de la misma frecuencia de red, pero cuya amplitud es constante (U'L).

La relación entre U'L y la tensión nominal de red es: $U'L = k0UL$.



Mediante un transductor de corriente, pinza amperométrica, se dispone de una tensión proporcional a la magnitud de la corriente circulante por la carga bajo medición (I_L).

Con el conversor tensión/corriente siguiente se genera una corriente I'_L que resulta proporcional a la de la carga según una constante k_1 .

Esta corriente desarrolla sobre una impedancia de referencia (Z'_N) proporcional a la normalizada de red (Z_N) una tensión U'_L dada por la siguiente relación: $U'_L = I'_L Z'_N = k_1 k_2 I_L Z_N = k U_L$

Mediante el amplificador sumador A1 se obtiene: $U_S = U'_L + U_L = k_0 U_L + k U_L = k_0 U_L + k$

Haciendo que k_0 sea igual a k resulta: $U_S = k U_L + k U_L = k (U_L + I_L Z_N)$

Por consiguiente, la tensión de salida U_S contiene una fluctuación relativa (U_L / U_L) correspondiente a la corriente I_L circulando por la impedancia normalizada Z_N .

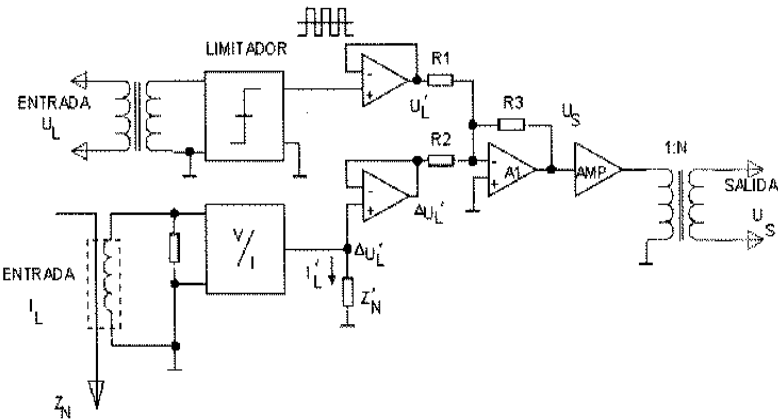
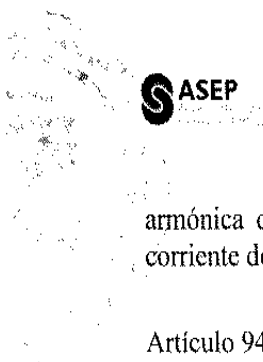


Figura 1. Diagrama circuital del simulador de línea normalizada.

SECCIÓN IX.4.2 ARMÓNICAS

Artículo 93. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas. La corriente armónica produce una caída de tensión armónica cuando fluye de la fuente a la carga. La tensión del sistema tiene por lo tanto una componente armónica, resultando en una distorsión armónica del voltaje de suministro. Para asegurar que la distorsión



armónica de tensión se mantiene en un nivel aceptable, se deben aplicar restricciones en la corriente de carga.

Artículo 94. **Indicador.** Las armónicas producidas por el cliente se miden por:

Para cargas en baja tensión (<10kW), la magnitud de las corrientes armónicas individuales (I_i en Amperios) presente en la corriente de la carga.

La cantidad de corriente fuera de límites es expresada en

$\% = (I_i - I_{\text{límite}}) / I_{\text{límite}} \times 100\%$

Para todas las otras cargas se utilizan los indicadores I_{DAI} e I_{DAT} , donde:

I_{DAI} = Distorsión armónica individual de corriente (%)

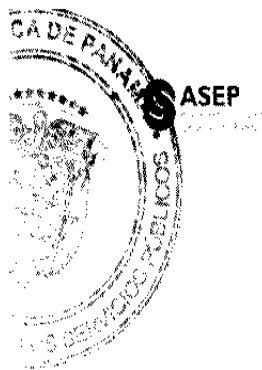
I_{DAT} = Distorsión armónica total de corriente (%)

Artículo 95. **Límites.** La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la demanda máxima anual del cliente, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica, por lo que en la Tabla N° 10 se establecen los límites de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

Tabla N° 10- Límites de emisión de corrientes armónicas individuales

Orden de la armónica	P≤10 kW,	P cualquiera,	P>50 kW,
(n)	BAJA TENSIÓN	MEDIA Y BAJA TENSIÓN	ALTA TENSIÓN

Handwritten signature or mark.



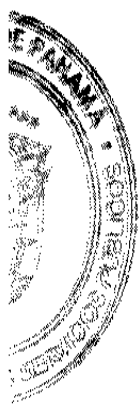
ANEXO B
Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

	Intensidad armónica máxima en (A) - I _{DAI}	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente contratada. (I _{DAI} en %)	
Impares no múltiplos de 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/n	0.2+0.8*25/n	0.4
Impares múltiplos de 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/n	0.3	0.4
Pares			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
>12	3.68/n	0.3	0.5
I _{DAT} %	-	20.0	12.0

La corriente demandada se la determina a partir de la potencia contratada por el usuario a su tensión nominal, utilizando un factor de potencia igual a 0.90 (-).

Artículo 96. **Mediciones a los clientes.** A efectos de verificar los niveles de emisión de perturbaciones, las empresas distribuidoras deberán efectuar mediciones en los puntos de entrega a los clientes presuntamente perturbadores. Las mediciones deben ser hechas con un instrumento adecuado, en intervalos de 10 minutos, de acuerdo a lo establecido en la norma IEC 61000-4-7. El período de medición para propósitos de verificación debe ser de siete (7) días corridos de registros válidos y deberá registrarse en forma conjunta la energía suministrada, integrada en

[Handwritten signature]



intervalos de 10 minutos. Durante la medición se registrarán en el punto de suministro las tensiones armónicas, las intensidades armónicas y los correspondientes ángulos de desfase entre ellas.

En caso de detectarse niveles de emisión superiores a los admisibles la empresa de distribución deberá notificar al Cliente a efectos de normalizar la situación.

CAPÍTULO IX.5: PENALIZACIONES POR INYECCIÓN DE DISTURBIOS ELÉCTRICOS.

Artículo 97. Con la finalidad de enviar a los cliente perturbadores las señales adecuadas que incentiven a la solución de las perturbaciones causadas, y a efectos de asegurar la compatibilidad electromagnética del sistema de distribución eléctrica, la empresa distribuidora podrá trasladar al cliente perturbador, mediante una penalidad, el monto equivalente al total de las compensaciones que ésta haya concedido a los Clientes afectados.

La penalización, no podrá superar en 5 veces el monto de la facturación mensual. En caso de superarse, la distribuidora podrá solicitar a la ASEP la desconexión y por consiguiente la suspensión del suministro al Cliente perturbador.

En el caso que el Cliente perturbador supere los Niveles de Emisión Individuales de Flicker y Armónicas simultáneamente, se deberá considerar la suma de las penalizaciones aplicables por cada tipo de perturbación a los fines del límite citado en el párrafo anterior.

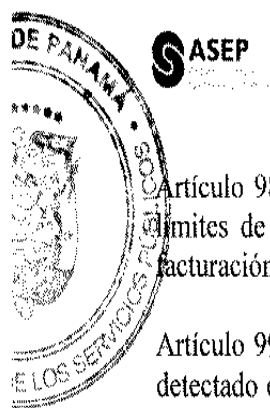
Una vez corregido el nivel de perturbación, el Cliente perturbador deberá solicitar por medio escrito una nueva medición, debiendo la distribuidora realizarla dentro de los 10 días hábiles de solicitada. En el caso que la remediación arroje valores dentro de los límites admisibles, se darán por cumplidas las acciones correctoras por parte del Cliente perturbador, discontinuándose la penalización en caso que se estuviera aplicando, a partir de la fecha y hora de la instalación de la medición de verificación.

En el caso que se evidencie que el inconveniente no ha sido solucionado y se estuviera penalizando al Cliente perturbador, la distribuidora aplicará el nuevo valor de penalización determinado a partir de la fecha y hora de la instalación de la medición de verificación, notificando a la ASEP al respecto.

Asimismo la empresa distribuidora podrá proceder con la desconexión del servicio eléctrico al Cliente perturbador, si el problema no es rectificado y comprobado con una nueva medición dentro de los 3 meses, a partir de que este haya recibido una notificación formal sobre el problema. El plazo anterior podrá ser extendido, si el cliente demuestra que el tiempo para la solución del problema es mayor.

SECCIÓN IX.5.1 EFECTO DE PARPADEO (FLICKER)

Jep



Artículo 98. En los casos en que la empresa distribuidora verificara el incumplimiento de los límites de emisión admisibles por alguno de sus clientes, podrá aplicar una penalidad en su facturación determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Parpadeo.

Artículo 99. Se define como (DPIF) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada intervalo de medida, por encima del Límite de Emisión Individual establecido en la Tabla N° 9.

La distorsión penalizable individual se define como:

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

Donde:

$P_{stm}(k)$ es el índice de severidad de flícker de corta duración registrado, en el intervalo k de medida (10 minutos)

P_{sti} es el Límite de Emisión Individual del Cliente bajo control

$DPIF_k$ se calcula para cada intervalo k de 10 minutos de cada semana del período de medición, registrándose el $P_{stm}(k)$ y la energía consumida por el Cliente $E(k)$ durante cada intervalo k .

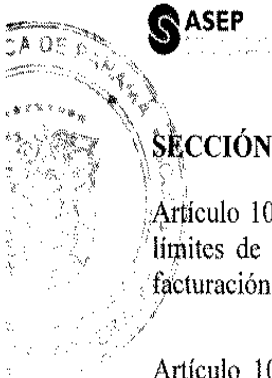
Existirá penalización si durante más del 5 % del tiempo de medida se ha superado el Límite de Emisión Individual asignado al usuario.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía consumida emitiendo en exceso (intervalos con DPIF mayor que cero), se utilizarán los siguientes valores de penalización unitaria (B./kWh) para el cálculo de la penalización aplicable:

$0 < DPIF_k \leq 1$	$1.85 * (DPIF_k)^2$	B./kWh
$1 < DPIF_k$	1.85	B./kWh

Artículo 100. La penalización aplicable se calculará como:

$$Penalizacion(B/.) = \sum_{k: DPIF_k \leq 1} 1.85 * (DPIF_k)^2 * E(k) + \sum_{k: DPIF_k > 1} 1.85 * E(k)$$



SECCIÓN IX.5.2 DISTORSION ARMONICA.

Artículo 101. En los casos en que la empresa distribuidora verificara el incumplimiento de los límites de emisión admisibles por alguno de sus clientes, podrá aplicar una penalidad en su facturación determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Armonicas.

Artículo 102. Se define como Distorsión Penalizable Individual de Armónicas (DPIA) a la distorsión armónica detectada en cada intervalo de medida, por encima de los Límites de Emisión Individuales establecidos, según la siguiente expresión:

$$DPIA_k = \text{Max} \left[0, \frac{I_{DAT(k)} - I_{DAT}}{I_{DAT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{I_{DAI_i(k)} - I_{DAI_i}}{I_{DAI_i}} \right]$$

Donde:

$I_{DAT(k)}$ es la tasa de distorsión total en corriente registrada en el intervalo de medición k (10 minutos), referida a la corriente contratada por el Cliente

I_{DAI} es el Límite de Emisión en corriente para la distorsión total definido la Tabla N° 10.

$I_{DAI_i(k)}$ es el valor de la intensidad armónica i en el intervalo de medición k que inyecta el Cliente en la red. El límite y las intensidades medidas deben ser expresados en valores absolutos de corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia máxima anual por el usuario, según corresponda.

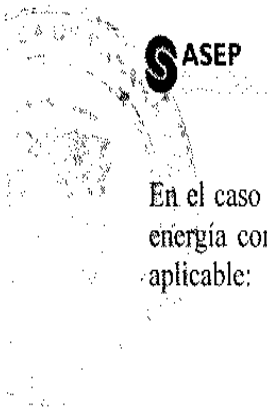
I_{DAI_i} es el Límite de Emisión Individual de la intensidad armónica i definido en la Tabla N° 10.

$DPIA_k$ se calcula para cada intervalo k del período de medición, registrándose la energía consumida por el usuario $E(k)$ durante cada intervalo k.

A efectos del cálculo de $I_{DAT(k)}$ y $I_{DAI_i(k)}$ para la evaluación de la DPIA, sólo se considerarán los valores de $I_{DAI_i(k)}$ registrados con flujo de potencia activa desde el Cliente hacia la red de alimentación, que es cuando las instalaciones del Cliente están emitiendo la perturbación de dicha armónica.

Artículo 103. Existirá penalización en un punto de medición, si durante más del 5 % del tiempo de medida se ha superado alguno de los Límites de Emisión Individuales asignados al Cliente.

Cal.



En el caso anterior, se aplicarán los siguientes valores de penalización unitaria (B/./kWh) por la energía consumida en intervalos con DPIA mayor que cero para el cálculo de la penalización aplicable:

$0 < DPIA_k \leq 1$	$1.85 * (DPIA_k)^2$	B/./kWh
$1 < DPIA_k$	1.85	B/./kWh

Artículo 104. La penalización aplicable se calculará como:

$$Penalizacion(B/.) = \sum_{k: DPIA_k \leq 1} 1.85 * (DPIA_k)^2 * E(k) + \sum_{k: DPIA_k > 1} 1.85 * E(k)$$

CAPÍTULO IX.6: SUMINISTRO DE INFORMACIÓN A LA ASEP.

Artículo 105. Las empresas distribuidoras deberán informar, por el medio que se les solicite, a la ASEP, el desempeño del sistema de distribución, en términos de los indicadores de confiabilidad, variaciones en los niveles de tensión, presencia del efecto de parpadeo, y niveles de armónicas existentes; indicando los incumplimientos de los indicadores establecidos por esta norma y lo establecido en el contrato de concesión.

Artículo 106. Las empresas distribuidoras deberán mantener los registros detallados de todas las interrupciones (Permanentes y Momentáneas) y mediciones (Tensión-Armonicas-Parpadeo), requeridas por la presente norma, en caso de que estas sean solicitadas por la ASEP.

Esta información estará disponible para cualquier interesado, que así la solicite a la ASEP.

SECCIÓN IX.6.1 INFORMACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO.

Artículo 107. **Informe de las Interrupciones Relevantes.** Las empresas distribuidoras, deberán informar a la ASEP de todas las Interrupciones Relevantes, de acuerdo con el procedimiento que elabore la ASEP para estos efectos.

Artículo 108. **Informe mensual de las interrupciones del servicio.** El informe mensual deberá ser entregado a la ASEP antes del día 8 (o próximo día hábil) del mes siguiente, y debe incluir todas la interrupciones, independientemente de si las mismas son o no atribuibles a la empresa. El reporte debe incluir la información siguiente:

- 1. Número total de interrupciones permanentes por área.



ANEXO B

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

2. Número total de interrupciones permanentes en la Concesión.
3. Número total de interrupciones momentaneas por área.
4. Número total de interrupciones momentaneas en la Concesión.
5. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas.
6. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones permanentes) en la Concesión.
7. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentaneas) por áreas.
8. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentaneas) en la Concesión.
9. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas.
10. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) en la Concesión.

Artículo 109. **Informe Anual.** Las empresas distribuidoras deberá remitir un informe anual (enero-dic.), antes que finalice el mes de enero del año siguiente, que incluya la información siguiente:

1. Número total de interrupciones permanentes por área.
2. Número total de interrupciones permanentes en la Concesión.
3. Número total de interrupciones momentaneas por área.
4. Número total de interrupciones momentaneas en la Concesión.
5. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas.
6. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones permanentes) en la Concesión.
7. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentaneas) por áreas.
8. Número total de clientes interrumpidos (interrupciones momentaneas) en la Concesión.
9. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) por áreas.
10. Cantidad total de clientes-hora interrumpidos (interrupciones permanentes) en la Concesión.
11. Los Indicadores Globales SAIFI y SAIDI por área.
12. Los Indicadores Individuales SAIFIcl y SAIDIcl por Cliente.
13. Informe detallado de los créditos a favor de los clientes por incumplimientos de la norma.
14. Informe detallado de las penalizaciones acumuladas en el fondo de inversión por incumplimientos de la norma

Este informe anual deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Artículo 110. **Registros a disposición de la ASEP.** La empresa distribuidora deberá también mantener registros detallados de cada interrupción a ser suministrados a la ASEP en caso de que esta lo solicite.

Los registros detallados por interrupción incluirán lo siguiente:

- Provincia, Distrito y Corregimiento.
- Clasificación del ÁREA afectada, incluyendo las ciudades, poblaciones, localidades y barrios.
- Número de circuitos afectados.



ANEXO B

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

- Fecha, hora y duración de la interrupción.
- Cantidad de clientes interrumpidos.

SECCIÓN IX.6.2 INFORMACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN.

Artículo 111. **Informe Trimestral.** La empresa de Distribución deberá remitir un informe trimestral, antes que termine el mes siguiente al trimestre de control, con los resultados del procesamiento de todas las mediciones individuales con los valores de los Indicadores Individuales, así como acciones correctivas efectuadas, y clientes objeto de compensaciones.

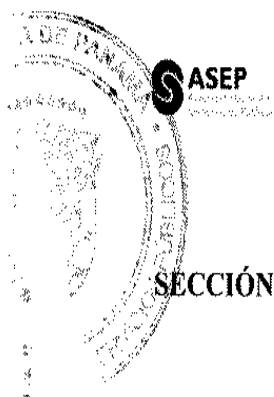
Este informe trimestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Artículo 112. **Informe Semestral.** La empresa de distribución deberá calcular y preparar un informe semestral, antes que termine el mes siguiente al semestre de control, de las compensaciones por los índices globales, con las cantidades que resultaron de la valorización de los créditos a favor de los clientes, según la ventana móvil anual, que se evaluará semestralmente.

Este informe semestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Artículo 113. **Registros a disposición de la ASEP.** Las empresas de distribución deberán mantener registros detallados de todas las mediciones validas de tensión que efectúen, los procesamientos con la evaluación de las eventuales reducciones tarifarias en los archivos correspondientes a las mediciones y acciones correctivas, a ser suministrados a la ASEP en caso de que este lo solicite. Los registros detallados correspondiente a cada medición del nivel de tensión contendrán como mínimo:

- Datos del punto medido y tipo de suministro
- Fecha y hora de inicio y fin de la medición
- Registros de las lecturas efectuadas (totales, válidos, sujetos a reducción tarifaria)
- Tensión máxima y mínima (para los registros válidos)
- Curva del perfil de tensión
- Curva de la carga asociada
- Cantidad de veces que se registraron valores de tensión fuera de los rangos admitidos, agrupados por Rangos.
- Porcentaje total de registros fuera del rango admitido.
- Porcentaje de registros fuera del valor admitido, agrupados por Rango.
- Energía total suministrada.
- Energía suministrada en condiciones de mala calidad de tensión.
- Compensaciones a los clientes por incumplimiento de la norma.



ANEXO B

Resolución AN No.6001-Elec de 13 de marzo de 2013

SECCIÓN IX.6.3 INFORMACIÓN DEL EFECTO DE PARPADEO Y DE LAS ARMÓNICAS.

Artículo 114. **Informe Semestral.** La empresa distribuidora deberá remitir un informe semestral, antes que termine el mes siguiente al semestre de control, con los resultados del procesamiento de todas las mediciones y acciones correctivas efectuadas, objetos de compensación a los clientes.

Este informe semestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Artículo 115. **Registros a disposición de la ASEP.** La empresa distribuidora deberá mantener registros detallados de todos los procesamientos con la evaluación de las eventuales compensaciones a los clientes en los archivos correspondientes a las mediciones y acciones correctivas, tanto de los puntos sujetos a compensación como los no sujetos a compensación, que deberán ser suministrados a la ASEP en caso de que este lo solicite.

Los registros detallados correspondiente a cada medición de efecto de parpadeo o armónicas contendrán como mínimo:

- Datos del punto de medición
- Registros de las lecturas efectuadas de armónicas y efecto de parpadeo, y energías (o potencias medias) asociadas
- Distorsión por armónicas y por efecto de parpadeo, respectivamente, agrupados por Rangos de anchura de un punto porcentual para armónicas, y de 0.10 por unidad de índice de severidad para efecto de parpadeo.
- Registros de distorsión sujetos a compensación por Armónicas y por efecto de parpadeo, y energías (o potencia media) asociadas
- Compensaciones a los clientes por incumplimiento de la norma.

SECCIÓN IX.6.4 BASE METODOLOGICA.

Artículo 116. Las empresas distribuidoras deberán entregar a la ASEP toda la información requerida por la Base Metodologica que desarrolle y apruebe la ASEP para la presente norma, independientemente de las otras informaciones y reportes exigidos por esta norma.