



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Resultados

Consulta pública CREE-CP-05-2021

Preparado por:

Unidad de Fiscalización

Dirección de Asuntos Jurídicos

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, septiembre de 2021

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, dispuso la reestructuración del sector eléctrico para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

El artículo 3 literal F romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. Con el fin de expedir dichas regulaciones, la CREE realiza consultas públicas para integrar la participación colectiva en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas, cumpliendo con los principios del debido proceso, así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Las consultas públicas son una herramienta para informar y capacitar a los actores del MEN, consumidores, operadores e inversionistas, sobre los motivos y justificaciones de las modificaciones a reglamentos y normas técnicas, así como de otros asuntos que afectan al sector eléctrico, asimismo, facilitan la clarificación de propósitos, antecedentes y su fundamentación legal, técnica y económica, según corresponda. Estos procedimientos participativos tienen el potencial de ayudar a la CREE a desarrollar mecanismos de retroalimentación bidireccional, para darle la debida consideración a los aportes entregados por los ciudadanos y Actores del MEN y permitirles a éstos comprender las decisiones reflejadas en la regulación nueva o por modificar.

Bajo este contexto, la CREE entre el 22 de julio y 13 de agosto de 2021 llevó a cabo la consulta pública CREE-CP-05-2021 en la cual se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a la propuesta de Norma Técnica de Calidad de la Distribución, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la CREE, que fue creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento Interno de Consulta Pública. La propuesta tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica asociadas con la Calidad del Servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras, en particular, los aspectos de Calidad del Producto, Calidad Técnica del Servicio y Calidad Comercial del Servicio.

El presente documento tiene como finalidad dar a conocer los resultados de la citada consulta, ofreciendo una visión clara y sencilla de las principales modificaciones realizadas como resultado del análisis de los comentarios admisibles, así como mostrar la respuesta por parte de la CREE ante cada uno de los comentarios en mención.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Mostrar los resultados del proceso de consulta pública CREE-CP-05-2021 y señalar las principales modificaciones que surgieron producto de las aportaciones y opiniones expresadas por los participantes del proceso en mención.

2.2 Objetivos específicos

1. Resumir los principales hallazgos y características del proceso de consulta pública.
2. Responder de forma justificada cada una de las propuestas, comentarios y observaciones expresadas por los participantes de la consulta en mención.
3. Incorporar de forma total o parcial los comentarios procedentes a la versión final del documento.
4. Presentar las principales modificaciones realizadas a la versión final de la propuesta puesta en consulta pública.

3. Consulta pública

3.1 Antecedentes de la consulta pública

La LGIE, en su artículo 15, literal K, establece que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar los usuarios afectados y la regulación correspondiente establecerá el método para determinar el monto de la indemnización en cada caso.

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, en el artículo 44 define que cuando se produzcan fallas de larga duración ocasionadas por la generación, la transmisión o la distribución, y que a juicio de la CREE no se deban a un caso fortuito o fuerza mayor, la empresa distribuidora indemnizará a los usuarios y a los consumidores calificados conectados a la red de distribución afectados por tales fallas. Se aplicarán indemnizaciones a los usuarios cuando se superen las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución.

Mediante la Resolución CREE-050, la CREE aprobó la Norma Técnica de Calidad de Distribución, misma que fue publicada en el diario oficial La Gaceta en fecha 14 de noviembre del 2017. Esta norma tiene por objeto reglamentar lo relativo a la calidad del servicio de distribución en el territorio de la República de Honduras.

Asimismo, el Reglamento de Tarifas aprobado en 2019 desarrolla la metodología para el cálculo de tarifas con base en las disposiciones establecidas en la LGIE, dicho cálculo deberá realizarse cada cinco años concluyendo con la aprobación de plan de inversiones de las empresas distribuidoras y un nuevo pliego tarifario que será aplicado durante el periodo de cinco años siguiente.

Como resultado de procesos de revisión del marco regulatorio vigente, especialmente la revisión de la Norma Técnica de Calidad de Distribución vigente, la CREE identificó la necesidad de desarrollar una nueva versión de esta con base en el estudio de normativa internacional, ejemplo de buenas prácticas y adaptada a las necesidades del sector eléctrico, para regular lo relativo a la calidad del servicio de distribución dentro del territorio de la República de Honduras.

3.2 Proceso de consulta pública

La CREE, el 16 de julio de 2021, mediante un acto administrativo motivado, inició el proceso de consulta pública CREE-CP-05-2021 denominado: “Norma Técnica de Calidad de la Distribución”.

Para ello, se convocó a los interesados a presentar sus posiciones respecto a lo consultado, invitación que se difundió por medio del sitio web oficial de la CREE en cumplimiento de lo establecido en el Procedimiento para Consulta Pública. Asimismo, se adjuntó el informe técnico y la propuesta de la Norma Técnica de Calidad de la Distribución, para que los interesados pudieran analizar y elaborar sus posiciones, observaciones o comentarios de manera fundamentada, así como dar seguimiento a la consulta pública.

El plazo para realizar comentarios a la consulta pública se estableció entre el 22 de julio y el 6 de agosto de 2021, no obstante, en atención a las diversas solicitudes presentadas por los participantes, el proceso se extendió hasta el 13 de agosto de 2021. Una vez cerrada la consulta pública, los comentarios y observaciones recibidos dentro del plazo establecido fueron evaluados para calificarlos como admisibles o no admisibles conforme a los criterios siguientes:

- La propuesta ingresada en cada artículo debía referirse exclusivamente al artículo en el que se comentó. Se exceptuaron aquellas propuestas relacionadas a otros artículos que no formaban parte de la consulta pública, siempre y cuando tuvieran una relación directa con el artículo que estaban comentando.
- La justificación ingresada en cada artículo debía ser pertinente a la propuesta.

3.3 Comentarios recibidos

La consulta pública CREE-CP-05-2021 recibió un total de 74 comentarios por parte de 7 usuarios que representaron a 6 instituciones, más 2 usuarios que no se identificaron con alguna institución en específico. Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección anterior, se concluyó que el 100 por ciento de los comentarios recibidos eran admisibles.

3.3.1 Comentarios recibidos por artículo

La Figura 1 muestra la cantidad de comentarios recibidos por artículo. El artículo 14 y artículo 11 recibieron 5 y 4 comentarios respectivamente, siendo los artículos más comentados, seguidos por los artículos 50 y 100 con 3 comentarios recibidos cada uno.

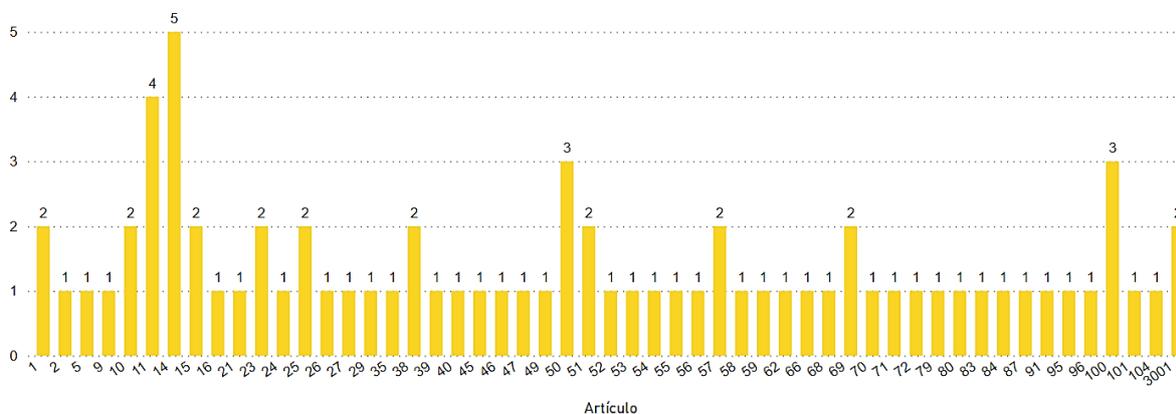


Figura 1. Comentarios recibidos por artículo

3.3.2 Comentarios recibidos por fecha

Como muestra la Figura 2, durante los primeros días de apertura de la consulta pública la actividad fue baja, es claro que la última semana de la consulta se presentó la mayor actividad con una cantidad de 67 comentarios.

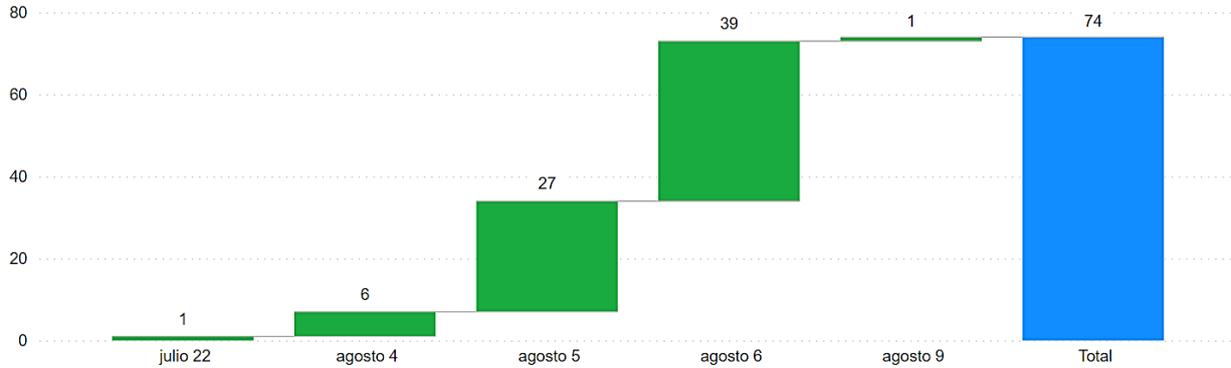


Figura 2. Comentarios recibidos por fecha

3.3.3 Comentarios recibidos por ubicación

Con respecto a la ubicación de los usuarios, se observó que la mayor parte de ellos se encuentran ubicados en el Municipio del Distrito Central y el resto en la ciudad de San Pedro Sula, tal como se muestra en la Figura 3.

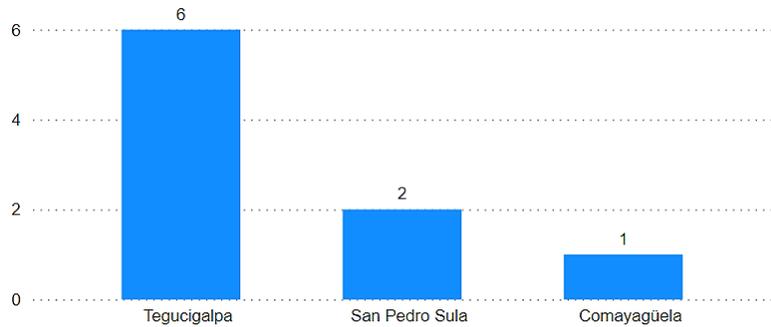


Figura 3. Usuarios por ubicación

3.3.4 Comentarios recibidos por institución

La Figura 4 muestra que, durante todo el proceso de consulta pública, las instituciones que tuvieron mayor participación fueron en el proceso fueron la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) con 33 comentarios, seguida por la Secretaría de Energía (SEN) con 16 comentarios.

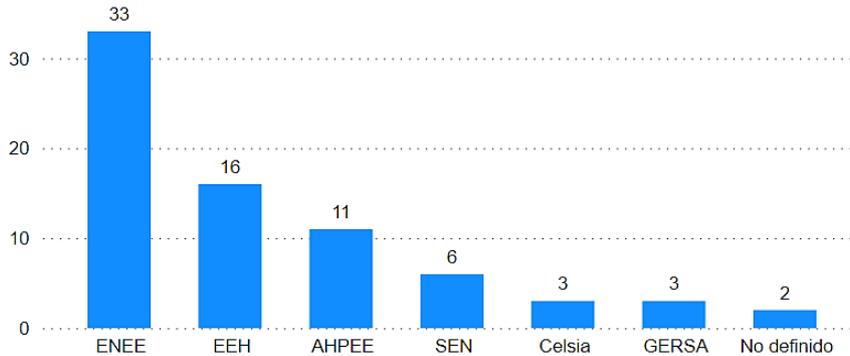


Figura 4. Comentarios recibidos por institución

4. Revisión de comentarios admisibles

La Unidad Fiscalización en conjunto con la Dirección de Asuntos Jurídicos de esta Comisión, valoraron las posiciones, observaciones y comentarios admisibles, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en la propuesta final de la Norma Técnica de Calidad de la Distribución. Los comentarios de los participantes y su justificación, así como la respuesta de la CREE a cada comentario y la redacción final propuesta, se exponen en la sección “Anexo: Revisión de comentarios admisibles para la propuesta de Norma Técnica de Calidad de la Distribución”. No obstante, en esta sección se exponen de forma resumida algunas de las modificaciones implementadas en la Norma Técnica.

De forma general entre las modificaciones propuestas se encuentran cambios a la redacción para dar mayor claridad sobre los temas abordados, modificaciones en la sección de definiciones, homologación de la propuesta con el marco regulatorio vigente, cambios en el alcance de algunos artículos y modificación de fórmulas para evaluar de forma más eficiente la Calidad del Servicio.

4.1 Sendero de Calidad Técnica del Servicio

Se modificó el cálculo de valores finales del sendero de calidad para que se tome en cuenta la proporción de usuarios que pertenecen a cada densidad de carga y nivel de tensión, a fin de que el sendero de calidad represente un promedio ponderado de las tolerancias aplicables a cada usuario.

Esta modificación considera el resultado del proceso de zonificación hecho por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con base en los indicadores previstos en el Reglamento de Tarifas, en el cual se concluyó que un alimentador podría tener usuarios que pertenezcan a una, dos o tres densidades de carga. Asimismo, se tomó en cuenta que los indicadores SAIFI y SAIDI representan un comportamiento promedio de los alimentadores y que el sendero tiene como objetivo calcular un factor de gradualidad, a fin de permitir a las Empresas Distribuidoras adaptar sus instalaciones para cumplir con las tolerancias establecidas en la propuesta de norma puesta en consulta pública.

Por otro lado, todos los alimentadores cuyos valores iniciales se encuentren dentro de las tolerancias establecidas al momento del cálculo del sendero de calidad, serán evaluados con dichas tolerancias a lo largo de todo ese período.

4.2 Plazo de atención de solicitudes de conexión y ampliación.

Considerando la revisión de los comentarios obtenidos en los que se solicitó dar mayor agilidad en la atención de solicitudes de conexión, ya sea para conexiones que ocupen o no una ampliación de la red de la Empresa Distribuidora. Además, tomando en cuenta que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) en sus artículos 4, 11 y 25 define los plazos en que las Empresas Distribuidoras deben dar respuesta a las solicitudes de conexión y solicitudes de aumento o reducción de la potencia contratada, así como los plazos para la conexión y habilitación del suministro eléctrico, se determinó eliminar los plazos establecidos en la propuesta de Norma Técnica de Calidad de la Distribución.

4.3 Plazo para el pago de indemnizaciones

Con el fin de garantizar que al cierre de los períodos de control las Empresas Distribuidoras puedan realizar el pago de las indemnizaciones correspondientes a la totalidad de sus Usuarios, se ha extendido el plazo para realizar dichos pagos hasta el segundo mes posterior a la finalización de cada período de control.

4.4 Factor de potencia

Se modificaron las disposiciones generales del control del factor de potencia antes definidas por medio de la Resolución CREE-019 del 2016. Las penalizaciones se aplicarán a los Consumidores Calificados y a todos los Usuarios de las Empresas Distribuidoras, exceptuando aquellos que pertenezcan a la categoría tarifaria residencial.

4.5 Modificación de zonas de distribución típicas

La redacción de los artículos 9 y 10 fue modificada con base en las observaciones y propuestas presentadas en la consulta pública, estableciéndose que las Empresas Distribuidoras deberán reportar a la CREE los cambios relevantes en su red eléctrica que sean de carácter permanente y no transitorios que tengan como consecuencia que una o más zonas de distribución típica se modifiquen.

4.6 Tiempo promedio de resolución de reclamos

Dado que el RSED establece los plazos para la atención de reclamos de acuerdo con las características del mismo, se decidió definir en diez días calendario la tolerancia para el indicador de tiempo promedio de resolución de reclamos, tomando en consideración los reclamos de tipo comercial, por inconformidad de cuentas y aquellos asociados a los aspectos de facturación, conexión y aplicación de tarifas.

4.7 Registro de maniobras

El alcance del sistema de registro de maniobras se ha ampliado, de forma que permita registrar la operación de interrupciones de los circuitos de distribución, desconexión de circuitos y ramales por medio de reconectores o fusibles, así como la desconexión de redes de baja tensión por apertura de fusibles de transformadores de distribución, cortes en la red de baja tensión o en las acometidas.

También, con el fin de discriminar correctamente el origen de las interrupciones, así como su fecha y hora de inicio, el registro de maniobras deberá ser auditable y tomará en cuenta los resultados de procesos de corrección y reprocesamiento de información.

5. Conclusiones

Como resultado del proceso de revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en el proceso de consulta pública CREE-CP-05-2021, así como también la revisión del documento puesto en consulta pública, la Unidad de Fiscalización y la Dirección de Asuntos Jurídicos de esta Comisión recomiendan aprobar el presente informe de resultados y la Norma Técnica de Calidad de la Distribución que acompaña a este documento.

Anexo: Revisión de comentarios admisibles para la propuesta de Norma Técnica de Calidad de Distribución

Artículo 1. Objeto de la Norma Técnica y su ámbito de aplicación.....	10
Artículo 2. Acrónimos.....	10
Artículo 5. Tensión nominal.....	11
Artículo 9. Alcance de las zonas de distribución típicas (ZDT).....	11
Artículo 10. Modificaciones en zonas de distribución típicas.....	11
Artículo 11. Etapas de aplicación.....	13
Artículo 14. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de las Empresas Distribuidoras...	22
Artículo 15. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de los Usuarios y Consumidores Calificado.....	24
Artículo 16. Evaluación de la Calidad del Producto.....	24
Artículo 21. Validez de las mediciones obtenidas.....	25
Artículo 23. Pago de indemnizaciones.....	26
Artículo 24. Índice de calidad de regulación de tensión.....	26
Artículo 25. Tolerancias para la regulación de tensión.....	26
Artículo 26. Valor de la energía según la banda de tensión.....	27
Artículo 27. Indemnizaciones por mala regulación de tensión.....	27
Artículo 29. Tolerancias para la Distorsión Armónica de tensión.....	28
Artículo 35. Tolerancias para el desbalance de tensión.....	28
Artículo 38. Control del factor de potencia.....	28
Artículo 39. Valor mínimo para el factor de potencia.....	29
Artículo 40. Penalización por bajo factor de potencia.....	29
Artículo 45. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio.....	30
Artículo 46. Período de control.....	30
Artículo 47. Pago de indemnizaciones.....	31
Artículo 49. Interrupciones externas.....	31
Artículo 50. Índices de Calidad Técnica del Servicio.....	31
Artículo 51. Índices globales de frecuencia y tiempo medio.....	33
Artículo 52. Día de evento mayor.....	36

Artículo 53. Tolerancias para los índices de Calidad Técnica del Servicio.....	37
Artículo 54. Sendero de calidad.....	38
Artículo 55. Cálculo del sendero de calidad.....	40
Artículo 56. Indemnización por Calidad Técnica del Servicio.....	46
Artículo 57. Interrupciones programadas.....	48
Artículo 58. Interrupciones de larga duración.....	49
Artículo 59. Alcance.....	49
Artículo 62. Pago de compensaciones.....	49
Artículo 66. Índices sancionables de calidad de la gestión comercial.....	50
Artículo 68. Indemnización por calidad de la gestión comercial.....	51
Artículo 69. Índices de atención de solicitudes de conexión y ampliación.....	52
Artículo 70. Indemnización individual por calidad de atención de solicitudes de conexión y ampliación.....	54
Artículo 71. Índice de cantidad de facturas estimadas.....	54
Artículo 72. Indemnización individual por calidad de atención al Usuario.....	54
Artículo 79. Entrega de informes de la Calidad del Servicio.....	55
Artículo 80. Objetivo del sistema de vinculación Usuario-Red.....	55
Artículo 83. Precisión de los equipos de medición.....	56
Artículo 84. Sistema de comunicación.....	56
Artículo 87. Control de la Calidad del Producto.....	57
Artículo 91. Registradores independientes.....	58
Artículo 95. Objetivo del registro de maniobras.....	59
Artículo 96. Alcance del registro de maniobras.....	60
Artículo 100. Eventos de caso fortuito o fuerza mayor.....	60
Artículo 101. Transferencia de valor.....	61
Artículo 104. Daños y perjuicios por mala Calidad del Servicio.....	62
Artículo 3001. Definiciones.....	62

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
1	1	GERSA	Esta normativa de calidad de servicio debe incluir las indemnizaciones por interrupciones programadas por el incumplimiento de las obligaciones de la distribuidora, en no contratar el 100% de su requerimiento de demanda firme, tal y como lo estipula la LGIE.	<p>Desde hace 5 años, la mayoría de las interrupciones programadas, no incluidas en NT, son ocasionadas por racionamiento forzado ejecutándolo en horas y días de alta demanda y no de baja demanda como es la práctica prudente del servicio en la industria Eléctrica.</p> <p>Estos racionamientos son de mayor duración y frecuencia que las consideradas por fallas. Desde el punto de vista del usuario el efecto es el mismo sin importar la causa que la produzca.</p> <p>El racionamiento forzado actual es producto del incumplimiento de las obligaciones de parte de las distribuidora, en tener contratado toda su requerimiento de demanda firme, como lo establece la LGIE.</p> <p>En todos los países que se tomaron como referencia para elaborar esta NT no tienen este problema de racionamiento, por lo cual no lo incluyen en esta NT, o no la consideran, porque en esos países si aplican las sanciones y penalidades económicas a la distribuidora que incumpla su obligación de contratación y que resulta a esta más caro no contratar que hacerlo.</p>	En la evaluación y cálculo de las indemnizaciones de los índices de calidad técnica del servicio se consideran todas las interrupciones sostenidas de duración mayor a 3 minutos, incluyendo las interrupciones programadas.	NO	Artículo 1. Objeto de la Norma Técnica. El objeto de la presente Norma Técnica es desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica asociadas con la Calidad del Servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras, en particular, los aspectos de Calidad del Producto, Calidad Técnica del Servicio y Calidad Comercial del Servicio.
1	1	AHPEE	Revisar lo citado en la justificación.	En el Artículo N#1 se titula como Objeto de la Norma Técnica y su ámbito de aplicación, sin embargo, solo se desarrolla el objeto y no el ámbito de aplicación de la Norma Técnica.	Se modificará el título del presente artículo.	SI	
1	2	ENEE	En el Artículo 3 Si bien están contempladas en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus reglamentos, creemos conveniente puntualizar que las definiciones de Fuerza Mayor y Caso Fortuito, especialmente importantes en el tema calidad, que aparecen en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, publicado en La Gaceta el 13	las definiciones de Fuerza Mayor y Caso Fortuito, especialmente importantes en el tema calidad, que aparecen en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución	<p>El procedimiento para la determinación de situaciones de caso fortuito y fuerza mayor se describe en el artículo 100 del borrador de la norma de calidad.</p> <p>Cabe mencionar que las definiciones de caso fortuito y fuerza mayor descritas en la justificación fueron removidas del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución por medio del Acuerdo CREE-099.</p>	NO	Artículo 2. Acrónimos. CENS Costo de la Energía no Suministrada CREE Comisión Reguladora de Energía Eléctrica ENS Energía no Suministrada LGIE Ley General de la Industria Eléctrica MEN Mercado Eléctrico Nacional ODS Operador del Sistema PCC Punto de conexión común ZDT Zona de distribución típica

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			de enero de 2020, deberían repetirse en las definiciones de esta norma.				
1	5	ENEE	. La tensión nominal es el valor eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión establecidos en la norma ANSI C84.1, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la Calidad del Producto	La tensión es un producto no un servicio	Se modificará el contenido del presente artículo tomando en consideración la redacción propuesta.	SI	Artículo 5. Tensión nominal. La tensión nominal es el valor eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión establecidos en la norma ANSI C84.1, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la Calidad del Producto que prestan las Empresas Distribuidoras. A tales efectos, las tensiones iguales o inferiores a 1 kV son consideradas como baja tensión y las tensiones superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 60 kV son consideradas como media tensión.
1	9	ENEE	Cual es el objetivo de la zonificación??	En oportunidad de una consulta a CREE sobre el objetivo de la zonificación, esta menciono que lo era para su aplicación en el control de la calidad de servicio. También especifico la forma de calcular la ZDT a asignar a cada alimentador e indico que eso se aclararía en la nueva versión de la NT-CD. Sin embargo, en esta versión puesta en consulta pública no aparece aclaración al respecto.	El objetivo de la zonificación es agrupar los usuarios tomando en cuenta la densidad de carga y ubicación geográfica a fin de establecer niveles de calidad que serán evaluados y controlados. La asignación de la ZDT por alimentador se desarrollará en el artículo 45.	SI	Artículo 9. Alcance de las zonas de distribución típicas (ZDT). Las ZDT corresponden a zonas dentro de la zona de operación de cada Empresa Distribuidora que se diferencian entre sí por su densidad de carga, densidad poblacional y su ubicación geográfica. Estas son determinadas con base en las disposiciones establecidas en el Reglamento de Tarifas con el fin de establecer los niveles de calidad necesarios para la evaluación y control de la Calidad del Producto y Calidad Técnica del Servicio. Las ZDT serán revisadas en el proceso determinación de nuevos pliegos tarifarios en los plazos establecidos en la LGIE para tal fin.
1	10	ENEE	Quando se hace referencia a cambios relevantes en la red eléctrica de la distribuidora, debería aclararse que se refiere a cambios relevantes de carácter permanente y no transitorios. Por otro lado, con el paso del tiempo, el crecimiento de la demanda y la consecuente expansión de la red harán que se modifique la clasificación en ZDT de usuarios y alimentadores. Esta circunstancia, no contemplada en la norma, creemos debe ser incorporada.	En efecto, consecuencia de maniobras por razones de mantenimiento o calidad de servicio, se pueden producir cambios transitorios que modifiquen la calificación de un alimentador respecto a la zona a que pertenece. Sin embargo, esta situación es transitoria y vuelve a la situación inicial una vez normalizada la causa que le dio origen.	Se modificará el contenido del presente artículo tomando en consideración la redacción propuesta.	SI	Artículo 10. Modificaciones en zonas de distribución típicas. Cuando las Empresas Distribuidoras realicen cambios relevantes de carácter permanente y no transitorios en su red eléctrica y como consecuencia una o más ZDT se modifiquen, estas deberán reportarlos a la CREE dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores a la finalización de los trabajos. De igual forma, cuando se prevea el inicio de operación de un nuevo alimentador o circuito deberán reportarlo a la CREE con su respectiva categorización con base en la información que posea cada empresa o estimaciones para los próximos veinticuatro (24) meses.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
1	10	AHPEE	Remitirse a lo citado en la justificación	<p>Las modificaciones en ZDT, pueden también considerarse como cambios o modificaciones en las instalaciones u operación de las empresas del subsector y contraponerse con lo establecido en el art. 10 del RLGIE sobre la notificación a la CREE, por tanto, se recomienda armonizar los plazos y sustituir a 20 días hábiles como indica la RLGIE.</p> <p>Adicionalmente, al indicar que será reportado a la finalización de los trabajos debe especificarse si será previo a la energización del alimentador o circuito y no se indica si los 15 días son hábiles o calendario</p>	Se modificará el contenido del presente artículo tomando en consideración la redacción propuesta.	SI	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
1	11	ENEE	<p>“iv: Registro del 100% de operaciones de interruptores de línea y reconectadores. A su vez debe quedar claro que solo se refiere a los interruptores y reconectadores que tengan comunicación con el centro de control (normalmente sistema SCADA).”</p> <p>“vi: Informar a la CREE de las perturbaciones que afecten la Calidad del Servicio y la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes con la evidencia que corresponda y su posible solución.”</p> <p>“v: Implementación del 100% del sistema de control de solicitudes y reclamos administrativos y del 100% del sistema de control de reclamos técnicos.”</p> <p>“iii: Implementación del 25% del registro de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores.” aclarar si el 25% se refiere a la cantidad de dispositivos o a la cantidad de maniobras que los afectan durante la Etapa</p> <p>Suponiendo que se refiera a la cantidad de maniobras que los afectan, Debería decir: iii: “Registro del 25% de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección y maniobra que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de</p>	<p>Define las Etapas durante las cuales se implementará gradualmente el sistema completo de calidad de servicio. Prevé 10 Etapas con una duración de 1 año cada una con requerimientos crecientes hasta la completa aplicación del sistema de control de calidad y sus valore objetivo.</p> <p>existen algunas definiciones que a nuestro criterio exigen una definición más precisa.</p> <p>vi Debería ser más preciso en lo que se pretende. Durante un año se producen miles de perturbaciones y operaciones de red que afectan la Calidad de Servicio. No se entiende como podría informarse a la CREE de ello en forma general, agregar las evidencias y su solución. ¿Sería un informe descriptivo solo narrativo? ¿La información es diaria, mensual, anual? ¿Se deben informar todas o solo las que superen ciertos parámetros?</p> <p>vEn efecto el sistema de control de reclamos técnicos es parte importante de todo sistema de control de calidad de servicio y opera en forma separada del sistema de solicitudes y reclamos administrativos y comerciales. Por lo general está vinculado al Centro de Control.</p>	<p>Se modificará el contenido del presente artículo tomando en consideración la redacción propuesta.</p> <p>vi) Al final de cada etapa de aplicación la ED deberá entregar un informe de control descrito en el artículo 12. El detalle del cálculo de los índices será entregado al final de cada período de control en los formatos y canales descritos en la norma.</p>	SI	<p>Artículo 11. Etapas de aplicación. Con el fin de posibilitar una adecuación gradual de las disposiciones desarrolladas en la presente Norma Técnica por parte de las Empresas Distribuidoras, Usuarios y Consumidores Calificados conectados a la red de distribución, se establecen diez (10) etapas con niveles crecientes de exigencias respecto a la Calidad del Servicio, cada una con una duración de un (1) año. Durante cada etapa, las Empresas Distribuidoras deberán realizar las adecuaciones a sus instalaciones de forma que se posibilite el cumplimiento de las exigencias establecidas en las etapas que se describen a continuación:</p> <p>A. Etapa 1: Comenzará a partir del inicio del primer período tarifario calculado con base en el Reglamento de Tarifas publicado mediante Resolución CREE-148 con fecha 24 de junio de 2019. Durante esta etapa no se aplicarán indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas de los índices de calidad definidos en esta Norma Técnica. Las Empresas Distribuidoras deberán cumplir con lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio. Implementación del 20% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión. Implementación del 100% del sistema de vinculación Usuario-Red. Implementación del 100% del registro de maniobras considerando interruptores de línea y reconectadores que tengan comunicación con el centro de control. Implementación del 100% del sistema de control de solicitudes y reclamos administrativos y técnicos. <p>B. Etapa 2: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 1. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio. Implementación del 40% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión. Control del 25% de los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>distribución y seccionadores.</p> <p>Por otro lado, debería aclararse el criterio para seleccionar el 25% a registrar pues ello tiene implicancias varias. En primer lugar, el 25% solo puede registrarse si a priori se registran todas pues durante el transcurso del año no se conoce cuantas y cuáles serán. Ahora bien, si se registran todas, para que la limitación del 25%?</p> <p>“v: Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el periodo tarifario en curso considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los Centros de Control. Cálculo de.....”</p> <p>Debería:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿Aclararse que significa interrupciones sostenidas? En la práctica en los Centros de Control se registran todas las interrupciones. Luego, durante el procesamiento de calidad, se considera cada una según su duración. Por otro lado, podría suponerse, dado lo especificado al respecto en la Etapa 6, que en las Etapas 1 a 5 solo se consideran las operaciones de aparatos de maniobra y protección que se comunican automáticamente al Centro de Control. Y que en la Etapa 6 se consideran estas más aquellas que ingresan por reclamos técnicos de los usuarios u otras fuentes. • Ahora bien, en esta Etapa 2 solo se registra el 25% de las maniobras y operaciones, por lo tanto, ateniéndose a ello, la Evaluación de Calidad 				<p>iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad requerido.</p> <p>C. Etapa 3: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 2. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <p>i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.</p> <p>ii. Implementación del 60% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.</p> <p>iii. Implementación del 50% del registro de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.</p> <p>iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>D. Etapa 4: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 3. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <p>i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.</p> <p>ii. Implementación del 80% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>Técnica del Servicio solo comprendería a ese 25%. Además, ese 25%, si es de aquellas que se comunican automáticamente, son una fracción del total de maniobras. ¿Si es así, ello de por si no constituye un sendero de calidad? En tal caso como se entiende la definición del sendero de la cual se opinara más adelante.</p> <p>C: Etapa 3: Iguales comentarios que para la Etapa 2</p> <p>D: Etapa 4: Iguales comentarios que para la Etapa 3</p> <p>E: Etapa 5: Iguales comentarios que para la Etapa 4</p> <p>Generales: La norma prevé que a partir de la Etapa 10 (último año del próximo periodo tarifario) comienza la aplicación plena de la norma. Es decir que el sendero de calidad se aplica (concluye) en el segundo semestre de la Etapa 9. Comentarios y Sugerencias: Tal como está planteada la norma, en lo que a Calidad Técnica del Servicio se refiere, entendemos que hasta el final de la Etapa 4 hay un doble esquema de reducción de las penalizaciones, cuando corresponde. Es decir, se aplica el Sendero de Calidad y a su vez se aplica un esquema de penalizaciones reducidas resultante de considerar, solo en forma muy parcial, las interrupciones. En efecto las interrupciones se van incorporando en tandas de 25% por año hasta el inicio de la Etapa 5 en donde se considera el 100%. Esta circunstancia entendemos</p>				<p>del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.</p> <p>iii. Implementación del 75% del registro de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.</p> <p>iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad requerido.</p> <p>v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>E. Etapa 5: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 4. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <p>i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.</p> <p>ii. Implementación del 100% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.</p> <p>iii. Implementación del 100% del registro de maniobras y operaciones de todos los dispositivos de protección que son de propiedad de las Empresas Distribuidoras, incluyendo fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, a fin de incluir las operaciones de dichos dispositivos en el registro de maniobras.</p> <p>iv. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>v. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando únicamente las interrupciones sostenidas que son registradas en los centros de control. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>también dificulta el cálculo de algunos índices del Sendero de Calidad, aspecto sobre el cual se intentará comentar luego.</p> <p>En función de ello se propone:</p> <p>a) Establecer que durante las Etapa 1 y 2 (4 semestres) la distribuidora deberá poner a punto toda la información y todos los sistemas de registros de interrupciones, incluido el sistema de Atención de Reclamos Técnicos.</p> <p>b) Establecer que desde el inicio de la Etapa 3 se deben registrar todas las interrupciones tanto provenientes del sistema SCADA, las provenientes de comunicación automática con el centro de control, las provenientes de reclamos de los usuarios, así como de cualquier otra fuente a que tenga acceso la Empresa Distribuidora (por ejemplo, las que resulten de registradores instalados para control de la Calidad del Producto Técnico).</p> <p>c) Establecer que durante la Etapa 3 (semestres 5 y 6) se calcularán todos los indicadores de calidad individuales y medios por alimentador. Que no se aplicarán sanciones y que los valores calculados servirán para establecer los valores de los indicadores para el sendero de calidad a aplicar durante las Etapa 4, 5, 6, 7, 8 y 9.</p> <p>d) Establecer que el fin de la Etapa 9, tal como lo prevé la norma, es el fin del sendero de calidad. Esto implica que desde el inicio de la Etapa 10 se aplican las tolerancias de calidad de servicio fijadas por la Norma.</p>				<p>tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>F. Etapa 6: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 5, a partir del segundo período tarifario calculado con base en el Reglamento de Tarifas publicado mediante Resolución CREE-148 con fecha 24 de junio de 2019. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <p>i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.</p> <p>ii. Implementación del 50% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto con el objeto de analizar los índices de distorsión armónica y severidad del efecto parpadeo.</p> <p>iii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>iv. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las interrupciones sostenidas que son ingresadas en el registro de maniobras descrito en el Artículo 93. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>v. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a la regulación de tensión, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.</p> <p>G. Etapa 7: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 6. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <p>i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.</p> <p>ii. Implementación del 75% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto con el objeto de analizar los índices de distorsión armónica y severidad del efecto parpadeo.</p> <p>iii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>iv. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las interrupciones sostenidas que son ingresadas en el</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>e) Establecer que en forma periódica a definir por la CREE se revisara la zonificación, así como los valores meta u objetivo fijados para los indicadores de calidad, debido a la evolución del sistema y a los avances tecnológicos.</p> <p>f) Para los restantes indicadores de calidad de producto y Calidad Comercial del Servicio, mantener la cronología y etapas de implementación fijadas por la norma puesta a consulta.</p>				<p>registro de maniobras descrito en el Artículo 93. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>v. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a la regulación de tensión, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.</p> <p>H. Etapa 8: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 7. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <p>i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.</p> <p>ii. Implementación del 100% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del Producto con el objeto de analizar los índices de distorsión armónica y severidad del efecto parpadeo.</p> <p>iii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>iv. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las interrupciones sostenidas que son ingresadas en el registro de maniobras descrito en el Artículo 93. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>v. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a la regulación de tensión, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.</p> <p>I. Etapa 9: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 8. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir con lo siguiente:</p> <p>i. Implementación progresiva del sistema de gestión de la Calidad del Servicio.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
1	11	CELSIA	Se indica que, con el fin de posibilitar una adecuación gradual a las disposiciones desarrolladas en la presente Norma Técnica por parte de las Empresas Distribuidoras, Usuarios y Consumidores Calificados conectados a la red de distribución, se establecen diez (10) etapas con niveles crecientes de exigencias respecto a la Calidad del Servicio, cada una con una duración de un (1) año.	Entendemos que cuando finaliza una etapa inicia la siguiente sin embargo cada etapa tiene hasta un año para realizarse, opinamos que la realización de las etapas debe ser en menor tiempo, es decir establecer una fecha límite de 5 a 6 años como máximo para realizar todas las etapas.	Considerando el análisis realizado sobre la información provista por la ENEE en el cual se ha identificado que el estado actual de red imposibilita el cumplimiento de los niveles de calidad exigidos en la norma. La ENEE requiere realizar inversiones grandes en la red de distribución a fin de alcanzar los definidos en la Norma Técnica de Calidad, por lo que se estima necesario un contar con de gradualidad extenso.	NO	<p>ii. Evaluación de la Calidad Comercial del Servicio mediante el cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>iii. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio conforme al sendero de calidad definido para el período tarifario en curso, considerando las interrupciones sostenidas que son ingresadas en el registro de maniobras descrito en el Artículo 93. Cálculo de índices e indemnizaciones correspondientes, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias establecidas y entrega del informe de calidad.</p> <p>iv. Evaluación de la Calidad del Producto mediante el cálculo de índices e indemnizaciones asociadas a los índices penalizables, pago de indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias correspondientes y entrega del informe de calidad.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
1	11	EEH	<p>Reconsiderar fecha de inicio de aplicación de etapa 1.</p> <p>Comenzará a partir del inicio del primer período tarifario después de la entrada en vigencia de esta norma</p> <p>Artículo 11A Etapa I, Etapas de Aplicación, apartado ii) y iv): Definir responsable, financiamiento y método de reconocimiento de las inversiones necesarias para el cumplimiento de esta etapa</p> <p>Artículo 11A Etapa I. Etapas de Aplicación, apartado iv): Medir y establecer línea base con valores de referencia previo a la aplicación de la etapa I</p> <p>Artículo 11B Etapa II. Etapas de Aplicación, apartado iii): La aplicación de la etapa II y subsiguientes estará sujeta a la realización de las inversiones y finalización de etapa I</p> <p>Artículo 11B Etapa II. Etapas de Aplicación, apartado iv) y v): La aplicación de la etapa II y subsiguientes estará sujeta a la realización de las inversiones y finalización de etapa I</p>	<p>No se puede comenzar una etapa para adecuación de las instalaciones con fecha anterior a la entrada en vigencia de esta norma. Adicionalmente la NT-CD 2019 tiene muchas inconsistencias que no fueron resueltas por parte de la CREE</p> <p>El sistema actual de Distribución en MT es 60% monofásico con extensas longitudes de circuitos MT, cargas concentradas al final de los mismos, ampacidades de conductor subdimensionadas en varios de ellos, insuficientes subestaciones AT/MT con ubicación en los centros de demanda, que provocan fluctuaciones y bajo voltaje con mayor severidad en las cargas ubicadas en los extremos de los circuitos MT. Es indispensable definir y realizar las inversiones requeridas para la adaptación a la demanda actual y calidad de servicio técnico dentro de las tolerancias establecidas así como las inversiones necesarias en software, equipos de medición y comunicación remota para registrar y monitorear los parámetros eléctricos en los distintos puntos de interés. Además definir responsable de su realización, medio de financiación y su reconocimiento.</p> <p>Actualmente la medición se realiza a nivel de cabecera de circuitos que son los parámetros que se informan mensualmente al Fideicomiso, ENEE, MHI. Para incorporar a la estadística los eventos en Reconectores es necesario finalizar el proyecto de ampliación y modernización del SCADA de Distribución que está desarrollando EEH.</p> <p>Previo a implementar el registro de eventos a nivel de fusibles para transformadores de distribución y seccionadores, se requiere crear y poner en servicio un sistema de gestión para el registro de eventos a este nivel y construir una línea base de un año para establecer la referencia.</p> <p>Si no se han realizado las inversiones necesarias, no se puede obtener una mejora en el servicio técnico ni contar con la tecnología y los sistemas para su registro y</p>	<p>Actualmente la ENEE está realizando los estudios tarifarios con los cuales preparará y propondrá el primer pliego tarifario con base en el Reglamento de Tarifas aprobado en 2019.</p> <p>Líteral A, numerales ii) y iv) Las empresas distribuidoras, por Ley, son las responsables de la actividad de distribución a nivel nacional. Sus costos e inversiones son reconocidos por medio de un componente en la tarifa eléctrica aprobada por la CREE. La remuneración de dichas inversiones es por medio de una tasa de retorno aprobada por el regulador para tal fin.</p> <p>Líteral A, numeral iv) Al final de la etapa I la ENEE deberá ser capaz de medir la frecuencia y duración de interrupciones sostenidas con el fin de evaluar la calidad técnica del servicio en cumplimiento de la presente norma.</p> <p>Líteral B, numeral iii) La ENEE tendrá 4 años para implementar el registro de eventos a nivel de fusibles. La norma establece una meta anual y exige que se informe de los avances al final de cada etapa.</p> <p>Líteral B, numerales iv) y v) La aprobación del pliego tarifario incluye el costo de las inversiones que la ENEE requiere para mejorar la calidad del servicio. La ENEE está en la obligación de cumplir con el plan quinquenal de inversiones aprobado.</p>	NO	J. Etapa 10: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 9, tendrá una duración indefinida. En esta etapa se exigirá el cumplimiento de todos los índices de calidad establecidos en esta Norma Técnica.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
				<p>trazabilidad, en cumplimiento de la evaluación de la calidad comercial del servicio y calidad técnica de servicio que indica estos apartados. Establecer indemnizaciones previo a la realización de inversiones obliga a destinar los recursos que deben ser canalizados prioritariamente a ejecutar las obras, adquisición de equipos y sistemas para reflejar una mejora en la calidad de servicio técnico.</p>			

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
1	11	AHPEE	Remitirse a lo citado en justificación	<p>1) vi. Informar a la CREE de las perturbaciones que afecten la Calidad del Servicio y la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes con la evidencia que corresponda y su posible solución. "Se recomienda indicar plazo para informar a la CREE sobre perturbaciones en la primera etapa y además establecer si será correspondiente a perturbaciones conforme al informe mensual."</p> <p>2) Etapa 2: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 1. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir lo siguiente: "e considera mejor colocar el plazo concreto en que entrará en funcionamiento la segunda etapa, por ejemplo "el mismo día que finalice la Etapa 1" o "al día siguiente inmediato que finalice la Etapa 1"</p> <p>3)vi. Informar a la CREE de las perturbaciones que afecten la Calidad del Servicio y la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes con la evidencia que corresponda y su posible solución. " Se recomienda indicar plazo para informar a la CREE sobre perturbaciones en la primera etapa y además establecer si será correspondiente a perturbaciones conforme al informe mensual."</p> <p>4)Etapa 3: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 2. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir lo siguiente: "e considera mejor colocar el plazo concreto en que entrará en funcionamiento la segunda etapa, por ejemplo "el mismo día que finalice la Etapa 2" o "al día siguiente inmediato que finalice la Etapa 2"</p> <p>5)Informar a la CREE de las perturbaciones que afecten la Calidad del Servicio y la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes con la evidencia que corresponda y</p>	Con respecto a la instrucción de informar a la CREE sobre perturbaciones, se removerá dicha redacción dado que el proceso de implementación de los sistemas será informado por medio de los informes de control y la evaluación de los aspectos de calidad por medio de los informes de calidad entregados a final de cada periodo de control.	SI	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
				<p>su posible solución "Se recomienda indicar plazo para informar a la CREE sobre perturbaciones en la primera etapa y además establecer si será correspondiente a perturbaciones conforme al informe mensual."</p> <p>6)Etapa 4: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 3. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir lo siguiente: "Se considera mejor colocar el plazo concreto en que entrará en funcionamiento la segunda etapa, por ejemplo "el mismo día que finalice la Etapa 3" o "al día siguiente inmediato que finalice la Etapa 3"</p> <p>7)Informar a la CREE de las perturbaciones que afecten la Calidad del Servicio y la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes con la evidencia que corresponda y su posible solución. "Se recomienda indicar plazo para informar a la CREE sobre perturbaciones en la primera etapa y además establecer si será correspondiente a perturbaciones conforme al informe mensual."</p> <p>8)Etapa 5: Comenzará inmediatamente después de finalizada la Etapa 4. Las Empresas Distribuidoras deben cumplir lo siguiente: "Se considera mejor colocar el plazo concreto en que entrará en funcionamiento la segunda etapa, por ejemplo "el mismo día que finalice la Etapa 4" o "al día siguiente inmediato que finalice la Etapa 4"</p>			
1	14	ENEE	"iv. Que tenga coherencia entre ella."	Comentario: Aclarar si se refiere a las bases de datos asociadas a CST, CPT y CSC en conjunto o a cada una en particular	Se refiere a toda la información que la Empresa Distribuidora deberá entregar para la evaluación de la Calidad del Servicio, incluyendo las bases de datos asociadas a CST, CPT y CSC.	NO	<p>Artículo 14. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de las Empresas Distribuidoras. En adición a lo que establece la LGIE y su reglamentación, las Empresas Distribuidoras, dentro de su zona de operación, tienen las atribuciones, responsabilidades y obligaciones siguientes:</p> <p>A. Prestar a sus Usuarios un servicio eléctrico que cumpla con las exigencias de calidad establecidos en esta Norma Técnica.</p>
1	14	SEN	Agregar como obligación en esta sección la obligación de acceso a la información	Debe ser una obligación de parte de las distribuidoras permitir el acceso publico a la información relevante con los	El artículo 103 de la propuesta establece obligación de las Empresas Distribuidoras de	NO	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			descrita en el artículo 103 de dicha Norma.	indicadores necesarios que describan la calidad del servicio eléctrico de distribución que se esta brindando.	permitir el acceso público a la información relevante respecto a la Calidad del Servicio.		B. Pagar a sus Usuarios las indemnizaciones por episodios de mala Calidad del Servicio dentro de los plazos establecidos en esta Norma Técnica, independientemente de que la mala calidad se deba o no a deficiencias propias de su red de distribución, salvo eventos clasificados como caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobados y aprobados por la CREE.
1	14	SEN	¿Existirá alguna otra penalización en caso de la no realización de acciones correctivas aparte de la suspensión del servicio eléctrico?	¿En caso de incumplimiento de procederá directamente al corte del suministro?	Los participantes de la red de distribución deben realizar acciones correctivas en caso de detectarse un impacto en la calidad del servicio debido a la conexión u operación de sus instalaciones. En caso de no realizarse las acciones correspondientes, la suspensión del servicio es la única medida que impide que otros usuarios se vean afectados.	NO	C. Adquirir, instalar y operar los sistemas para el monitoreo y control de la Calidad del Servicio de acuerdo con las exigencias establecidas en esta Norma Técnica. D. Implementar campañas de medición de acuerdo con lo establecido en esta Norma Técnica. E. Entregar la información solicitada por la CREE para el control de la Calidad del Servicio dentro de los plazos respectivos, así como brindar las facilidades y los medios que le permitan la verificación de la misma. En particular, las Empresas Distribuidoras deberán permitir de forma permanente a la CREE el acceso a los reportes con la información contenidos en los sistemas de información requeridos para el control de la Calidad del Servicio. Dicha información deberá cumplir con los requisitos siguientes: i. Que contenga todos los elementos que permitan el control de las especificaciones de esta Norma Técnica; ii. Que sea entregada dentro de los plazos que a tal efecto determine la CREE; iii. Que sea confiable, veraz y que represente la realidad; iv. Que tenga coherencia entre ella.
1	14	EEH	"Mencionar la transferencia de responsabilidad en caso de que los episodios de mala calidad del servicio no sean responsabilidad de la empresa distribuidora La empresa distribuidora no debe pagar a sus usuarios las indemnizaciones por episodios de mala calidad del servicio que no sean propias de la red de distribución" Definir responsable, financiamiento, método de reconocimiento de las inversiones necesarias para el cumplimiento de este apartado y período de implementación	"Las fallas y perturbaciones producidas por los sistemas de Generación y/o Transmisión, no son alcance de la empresa distribuidora. Como está redactado actualmente, se entiende como que la ED pagará las indemnización aun cuando no sea su responsabilidad." Bitácora de eventos de ODS, Centro de Control SCADA, perfiles de carga de equipos protección, seccionamiento y medición instalados en la red de distribución	El artículo 49 de la propuesta establece que el procedimiento para la determinación y pago las indemnizaciones provocadas por interrupciones externas a las redes de distribución será definido en la Norma de Calidad de la Transmisión. Según lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, cuando los casos de las fallas sean imputables a empresas de transmisión y generación estas deberán reembolsar los montos que las empresas distribuidoras deben pagar a sus Usuarios afectados por dichas fallas.	NO	F. Elaborar los planes para la mejora de la calidad que ordene la CREE. G. Mantener un archivo histórico con toda la información procesada, informes y los valores medidos para cada parámetro de control, índices de calidad, sus desviaciones e indemnizaciones correspondientes por un período no inferior a cinco (5) años. H. Identificar, notificar y solicitar las acciones correctivas que corresponda a los Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red que incumplan las exigencias establecidas en la presente Norma Técnica.
1	14	AHPEE	Revisar lo citado en la justificación.	B. Pagar a sus Usuarios las indemnizaciones por episodios de mala Calidad del Servicio dentro de los plazos establecidos en esta Norma Técnica,	El artículo 45 del RGLIE establece que las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a los Usuarios y	NO	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
				independientemente de que la mala calidad se deba o no a deficiencias propias de su red de distribución, salvo eventos clasificados como caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobados y aprobados por la CREE. "Agregar que también es salvo que el usuario sea un Consumidor Calificado, el cual, recibirá su indemnización del Agente del Mercado Eléctrico Nacional, que haya provocado el incidente."	Consumidores Calificados conectados a su red.		I. Suspender el servicio eléctrico a sus Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red en caso de incumplimiento a lo establecido en esta Norma Técnica.
1	15	CELSIA	Artículo 15. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de los Usuarios y Consumidores Calificados. Se lista, en la parte C que se debe pagar a la Empresa Distribuidora dentro de los plazos respectivos, las indemnizaciones por transgredir las tolerancias de la Calidad del Servicio establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Distribución.	En caso de que el Usuario y/o Consumidor Calificado esté en desacuerdo con los resultados informados que dan como resultado indemnizar a la empresa Distribuidora, existe un procedimiento ya aprobado para apelar en caso de desacuerdo?	El procedimiento para apelar en caso de desacuerdo se define en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.	NO	Artículo 15. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de los Usuarios y Consumidores Calificados. En adición a lo que establece la LGIE y su reglamentación, los Usuarios y Consumidores Calificados tienen las siguientes atribuciones, responsabilidades y obligaciones: A. Operar sus instalaciones a modo de asegurar su funcionamiento dentro de los límites y estándares exigidos en la presente Norma Técnica. B. Colaborar con el proceso de detección de perturbaciones y realizar en sus instalaciones eléctricas las acciones correctivas requeridas por la Empresa Distribuidora con el fin de evitar introducir perturbaciones a la red que afecten la Calidad del Producto. C. Pagar a la Empresa Distribuidora dentro de los plazos respectivos, las indemnizaciones por transgredir las tolerancias de la Calidad del Producto establecidas en esta Norma Técnica.
1	15	AHPEE	Considerar lo expuesto en la justificación.	Esta NT está dirigida a las empresas distribuidoras y se dedica a establecer los rangos de operación normales para voltaje, frecuencia y distorsiones armónicas de voltaje y corriente también los tiempos para atender reclamos de los usuarios y como calcular indemnizaciones que se deberá pagar a los usuarios para los diferentes casos. Desde el punto de vista de un generador conectado a una red de distribución no se menciona nada en específico, pero consideramos que debería cumplir con los requisitos que se han utilizados en los PPA's que se intuye por lo establecido en el Art 15.	Los generadores deberán realizar acciones correctivas cuando la conexión u operación de sus centrales perjudique la calidad del servicio de la red o de otros usuarios.	NO	
2	16	AHPEE	Revisar lo citado en la justificación	B. Índices no penalizables de Calidad del Producto: i. Desbalance de tensión; ii. Huecos y picos de tensión; y, iii. Variaciones de frecuencia. "Se considera que en el inciso i. En los desbalances de tensión debe existir alguna medida cuando son causados por la	Considerando el estado actual de la red eléctrica y el monto de las inversiones necesarias para alcanzar niveles de calidad definidos en la propuesta de Norma Técnica de Calidad de Distribución, se tomó la decisión de penalizar inicialmente las deficiencias en	NO	Artículo 16. Evaluación de la Calidad del Producto. La Calidad del Producto será evaluada mediante el sistema de gestión de la Calidad del Servicio, implementado por las Empresas Distribuidoras y supervisado por la CREE. Se evaluarán los índices de calidad en el orden descrito a continuación:

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
				distribuidora al no balancear los circuitos de distribución correctamente. Asimismo en el inciso ii. Respecto a los Huecos y picos de tensión cuando son causados por la Distribuidora debería haber un grado de responsabilidad al respecto."	los índices más esenciales los cuales representan una mayor molestia a los Usuarios, no obstante, el hecho de monitorear otros índices se hace con el objetivo de contar con una base de datos que permita tomar decisiones en el futuro sobre el control de los mismos.		A. Índices penalizables de Calidad del Producto: i. Regulación de tensión; ii. Distorsión Armónica de tensión; y, iii. Severidad del Parpadeo. B. Índices no penalizables de Calidad del Producto: i. Desbalance de tensión; ii. Huecos y picos de tensión; y, iii. Variaciones de frecuencia. C. Índices que miden la incidencia de los Usuarios y Consumidores Calificados en la Calidad del Producto: i. Factor de potencia; y, ii. Distorsión Armónica de corriente.
2	21	ENEE	"Las mediciones obtenidas en cada período de medición deberán ser evaluadas y clasificadas según su validez, siendo no válidas aquellas que cumplen con las condiciones siguientes: A. Que al menos el cinco (5) por ciento de los registros obtenidos sean considerados no válidos o sea que como máximo 51 registros deben ser no válidos."	Las no validas seran las que presentan al menos 5% de datos no validos	Se tomará en cuenta la propuesta para cambiar la redacción del artículo en cuestión.	SI	Artículo 21. Validez de las mediciones obtenidas. Las mediciones obtenidas en cada período de medición deberán ser evaluadas y clasificadas según su validez, siendo no válidas aquellas que cumplen con las condiciones siguientes: A. Que al menos cinco (5) por ciento de los registros obtenidos sean considerados no válidos. B. Que los datos informados en la plantilla de instalación y retiro no permitan garantizar su adecuado procesamiento. C. Que el nombre del archivo no corresponda con la codificación correspondiente. D. Que el equipo utilizado por las Empresas Distribuidoras no corresponda con los requerimientos informados y aprobados.
2	23	ENEE	"Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la factura de los Usuarios afectados en el mes siguiente de facturación posterior a cada período de control". "En el caso de falta de pago por parte de los Usuarios, el monto total de las indemnizaciones podrá ser utilizado para deducir saldos vencidos".	Entendería por lo indicado en el Artículo 22 anterior que la información al final del mes n será utilizado para el calculo de indicadores e indemnizaciones en el mes n+1 y esto se aplicara en los usuarios en periodo n+2, favor aclarar esta interpretación. Para la deducción de saldos será un proceso de oficio o a solicitud del cliente???	La información del mes n (período de control) se utilizará para calcular los indicadores y las indemnizaciones correspondientes. Estas últimas serán pagadas en el mes n+1. El desafío será coordinar las fechas de inicio y finalización de las mediciones a fin de que el pago de indemnizaciones coincida siempre con los ciclos de facturación correspondientes. Por otro lado, la deducción de saldos será un proceso de oficio.	NO	Artículo 23. Pago de indemnizaciones. Las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a los Usuarios y Consumidores Calificados por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad del Producto. Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la factura de los Usuarios afectados en el mes siguiente de facturación posterior a cada período de control. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el mes siguiente de facturación. En el caso de falta de pago por parte de los Usuarios, el monto total de las indemnizaciones podrá ser utilizado para deducir saldos vencidos.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final						
2	23	EEH	Previo a la habilitación del pago de indemnizaciones debe establecerse la línea base por un período de 1 año	Habilitar el pago de indemnizaciones, sin conocer la línea base, impide analizar el impacto económico sobre las finanzas de la Empresa Distribuidora, pudiendo llegar a comprometer los recursos recibidos por recaudo, poniendo en riesgo su sostenibilidad y en consecuencia la continuidad del suministro a los usuarios	La calidad del producto se comenzará a indemnizar conforme a lo establecido en las etapas de aplicación. Dichas etapas ya contemplan la determinación de la línea base requerida.	NO	Independientemente del pago de las indemnizaciones, las Empresas Distribuidoras deberán tomar las medidas necesarias para la corrección de las desviaciones constatadas.						
2	24	EEH	El valor de la tensión a utilizar debería ser el promedio entre las 3 fases	Por las condiciones actuales de la red de distribución de Honduras, que es 60% monofásica, existe un mayor desbalance de tensión y para llegar a aplicar lo propuesto en la norma se requiere ejecutar altas inversiones.	Las empresas distribuidoras deberán realizar las inversiones necesarias para cumplir con lo establecido en las normas de calidad. Estas inversiones estarán reconocidas en las tarifas que se aprueben con base en el Reglamento de Tarifas de 2019.	NO	<p>Artículo 24. Índice de calidad de regulación de tensión. El índice de calidad para evaluar la regulación de tensión en un punto de entrega, en un intervalo de medición k, es calculado mediante la expresión siguiente:</p> $\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100\%$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. ΔV_k = Índice de regulación de tensión en el punto de entrega (%); i. V_k = La media de los valores eficaces (RMS) de tensión medidos en el punto de entrega en un intervalo de medición k (kV); i. V_N = Tensión nominal en el punto de entrega (kV). <p>Para el caso de mediciones trifásicas, el valor de V_k utilizado en el cálculo del índice de regulación de tensión será el que corresponda a la fase que presente la mayor desviación de las tensiones trifásicas medidas en cada intervalo de medición k.</p>						
2	25	ENEE	Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual del nivel de tensión, respecto de los niveles de tensiones nominales en los puntos de entrega se presentan en la Tabla 1.	Debería aclararse si los valores de las tolerancias de la Tabla Nro 1 son válidos para todas las etapas o se prevén revisiones con el tiempo.	Los valores presentados por medio de la tabla son los valores meta que los sistemas de distribución deben cumplir. No obstante, la calidad del producto se comenzará a indemnizar a partir del segundo pliego tarifario calculado y aprobado con base en el Reglamento de Tarifas 2019, por lo que existe el espacio para el análisis y revisión de la aplicación de estas disposiciones con base en la información de calidad del producto que será recabada por los sistemas de información e infraestructura que la empresa distribuidora implementará en las primeras etapas de aplicación.	NO	<p>Artículo 25. Tolerancias para la regulación de tensión. Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual del nivel de tensión, respecto de los niveles de tensiones nominales en los puntos de entrega se presentan en la Tabla 1.</p> <p>Tabla 1 Tolerancias para la regulación de tensión</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Densidad de carga alta</th> <th>Densidad de carga media</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>±8.0 %</td> <td>±8.0 %</td> </tr> <tr> <td>±6.0 %</td> <td>±7.0 %</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se considera que el índice de regulación de tensión incumple las tolerancias en mención cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.</p>	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	±8.0 %	±8.0 %	±6.0 %	±7.0 %
Densidad de carga alta	Densidad de carga media												
±8.0 %	±8.0 %												
±6.0 %	±7.0 %												
2	25	EEH	Definir un procedimiento para la clasificación de los clientes	Para aplicar las tolerancias para la regulación de tensión, es necesario definir	Los criterios para definir la zonificación de cada usuario se	NO							

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final																	
			en los diferentes estratos de densidad de carga, (alta, media y baja)	las características de los clientes para los diferentes tipos de Densidad de Carga alta, media o baja, actualmente los clientes del sistema de distribución no tienen esta clasificación.	describen en el Reglamento de Tarifas. Las empresas distribuidoras, como parte de los estudios tarifarios y propuesta de pliego, deberán entregar una propuesta de zonificación conforme a lo establecido en el Reglamento de Tarifas.																			
2	26	EEH	Definir la magnitud de desviación para los casos en los que el límite de tolerancia de regulación de tensión es menor al 8%	La aplicabilidad de este artículo no es congruente con lo establecido en la tabla 1 del artículo 25, específicamente para la media tensión con densidad de carga alta y media	En el presente artículo se describe la atenuación del valor de la energía que será indemnizada en las bandas de tensión menores al 8%.	NO	<p>Artículo 26. Valor de la energía según la banda de tensión. Para el caso de incumplimiento en la regulación de tensión, las indemnizaciones serán atenuadas hasta una desviación porcentual de la tensión ΔV_k del ocho (8) por ciento. Estas se calcularán con base en el valor de la energía suministrada en condiciones de mala calidad, de acuerdo con lo descrito en la Tabla 2.</p> <p>Tabla 2 Valor de la energía según la magnitud de la desviación a las tolerancias establecidas</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Banda de tensión BP</th> <th>Valor de la energía – VE_B (% del CENS)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>$6 < \Delta V_k \leq 6.5$</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>$6.5 < \Delta V_k \leq 7$</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>$7 < \Delta V_k \leq 7.5$</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>$7.5 < \Delta V_k \leq 8$</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>$8 < \Delta V_k$</td> <td>100</td> </tr> </tbody> </table>	Banda de tensión BP	Valor de la energía – VE_B (% del CENS)	1	$6 < \Delta V_k \leq 6.5$	10	2	$6.5 < \Delta V_k \leq 7$	20	3	$7 < \Delta V_k \leq 7.5$	50	4	$7.5 < \Delta V_k \leq 8$	80	5	$8 < \Delta V_k $	100
Banda de tensión BP	Valor de la energía – VE_B (% del CENS)																							
1	$6 < \Delta V_k \leq 6.5$	10																						
2	$6.5 < \Delta V_k \leq 7$	20																						
3	$7 < \Delta V_k \leq 7.5$	50																						
4	$7.5 < \Delta V_k \leq 8$	80																						
5	$8 < \Delta V_k $	100																						
2	27	ENEE	<p>La fórmula matemática para el cálculo de la indemnización es:</p> $[IND]_{\Delta V_k} = \left(\sum_{B=1}^{BP} (B-1)^{\frac{1}{2}} [VE]_{\Delta V_k} \times [Erg]_{\Delta V_k} \right) \times CENS$ <p>Donde Erg_B es la energía registrada por banda en condiciones de mala calidad</p>	<p>Comentario 1: En este artículo se establece la compensación por desviación en el nivel de tensión admisible. Sin embargo, no está previsto como debe calcularse la indemnización en caso que no se haya registrado la energía consumida por el usuario en condición de mala calidad.</p> <p>Sugerencia: En caso de que ello ocurra, esta energía podría calcularse sobre la base de la energía registrada en el medidor comercial y la curva de carga típica del usuario.</p> <p>Comentario 2 No se tiene previsto que la Empresa Distribuidora demuestre mediante una nueva medición que el problema ha sido resuelto. Esto implica que, aunque la empresa indemnice a los usuarios afectados, el problema podría mantenerse en el tiempo, sin nuevas penalizaciones.</p> <p>Sugerencia Debería preverse la posibilidad de realizar</p>	<p>Comentario y sugerencia 1 Si no existe consumo de energía el cálculo de la indemnización resultaría en 0.</p> <p>Comentario y sugerencia 2 El artículo 87 describe los criterios utilizados para la selección de puntos por período de control. Los usuarios que han sido afectados en períodos anteriores tendrán prioridad para ser considerados nuevamente en los puntos de control.</p>	SI	<p>Artículo 27. Indemnización por mala regulación de tensión. Las indemnizaciones por mala regulación de tensión serán aplicadas a cada uno de los Usuarios servidos en el PCC en donde se ha instalado un equipo de medición y se hayan superado las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica.</p> <p>La indemnización por desviación en el nivel de tensión admisible correspondiente al período de medición ($C_{\Delta V_k}$) se calculará mediante la expresión siguiente:</p> $IND_{\Delta V_k} = \left(\sum_{B=1}^{BP} VE_B \times Erg_B \right) \times CENS$ <p>Dónde: $IND_{\Delta V_k}$ = Valor de indemnización por regulación de tensión para cada PCC; BP = Bandas penalizadas de ΔV_k; VE_B = Valor de la energía en función de la magnitud de la desviación respecto al valor superior admisible definido para el índice de regulación de tensión como porcentaje del <i>CENS</i> de conformidad con la Tabla 2, por banda de tensión B (%); Erg_B = Energía registrada durante el período de medición por banda de tensión B (MWh);</p>																	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final						
				nuevas mediciones a fin de darle tiempo a la distribuidora de solucionar los problemas. El análisis de estas nuevas mediciones indicaría si se ha solucionado el problema. El valor de la indemnización al usuario debería estar vinculado al monto de la compensación calculada y al tiempo en que se tardó en solucionar el problema. Adicionalmente puede darse a la distribuidora un límite de tiempo hasta el cual, si soluciona el problema, no debe pagar indemnización. También prever un factor multiplicador del monto de las penalizaciones para el caso de que, transcurrido el tiempo, el problema persista.			<i>CENS</i> = Costo de la Energía no Suministrada (USD/MWh). Serán indemnizados cada uno de los Usuarios y Consumidores Calificados servidos en el PCC en donde se ha realizado la medición y se hayan superado las tolerancias establecidas, a excepción de aquellos que estén generando perturbaciones en la red, superando las tolerancias establecidas en la presente Norma Técnica. El valor de indemnización calculado en cada PCC deberá ser distribuido proporcionalmente a dichos usuarios tomando en cuenta la energía facturada en el período de control correspondiente.						
2	29	EEH	Agregar que además del valor obtenido por la fórmula, se puede utilizar el valor obtenido directamente del medidor	se puede utilizar el valor obtenido directamente del medidor	Los equipos de medición de calidad que cumplen con la norma IEC 61000-4-30 son capaces de medir los parámetros de calidad establecidos en la presente norma. Queda a criterio de las empresas distribuidoras los mecanismos de procesamiento de información de calidad.	NO	Artículo 29. Tolerancias para la Distorsión Armónica de tensión. Las tolerancias admitidas para los índices de Distorsión Armónica de tensión son las siguientes: A. Los límites para el índice de Distorsión Armónica individual de la tensión j ($DAIT_j$) se presentan en la Tabla 3 (se mantiene tabla de propuesta). B. La Distorsión Armónica total de la tensión no deberá ser superior a ocho (8) por ciento. Se considera que el índice de Distorsión Armónica de tensión total incumple las tolerancias en mención cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.						
2	35	EEH	La tolerancia en media tensión debe ser del 3%	Por las condiciones actuales de la red de distribución de Honduras, que es 60% monofásica, existe un mayor desbalance de tensión y para llegar a aplicar lo propuesto en la norma se requiere ejecutar altas inversiones por lo que una tolerancia del 2% no corresponde a la realidad del sistema.	Según la norma IEEE 1159 el límite de desbalance de tensión debe ser 2%.	NO	Artículo 35. Tolerancias para el desbalance de tensión. Las tolerancias establecidas para el índice de desbalance de tensión se presentan en la Tabla 7. Tabla 7 Límites del desbalance de tensión <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión</th> <th>Tolerancia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Media tensión</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>Baja tensión</td> <td>3%</td> </tr> </tbody> </table> Se considera que el índice de desbalance de tensión incumple las tolerancias en mención cuando al menos el cinco (5) por ciento de los registros en el período de medición permanecen fuera del rango permitido.	Tensión	Tolerancia	Media tensión	2%	Baja tensión	3%
Tensión	Tolerancia												
Media tensión	2%												
Baja tensión	3%												
2	38	GERSA	considerar que sea 10 kW (potencia o demanda) en lugar de 10 MWh	El incumplimiento del factor de potencia de parte del usuario, es uno de los factores considerados en esta NT de fácil mejora, por disponer en el comercio local de los	Se tomará en cuenta la propuesta para cambiar la redacción del artículo en cuestión.	SI	Artículo 38. Control del factor de potencia. El control del factor de potencia se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario o Consumidor Calificado conectado a la red de						

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
				<p>equipos necesarias para la corrección. Su costo/beneficio es alto para el usuario y la red.</p> <p>Establecer el requisito de 10 MWh de consumo en lugar de 10 kW:</p> <ol style="list-style-type: none"> Los factores de carga de estos usuarios son menores a 20% por lo tanto para que un usuario se le controle el FP, tendría que tener una potencia de demanda arriba de 60 kW. La red de distribución emplea transformadores comunitario no mayor a desde 15 a 75 kVA. Un usuario con esa capacidad arriba de 60 kW, tiene su propia transformación por lo tanto ya no esta servido en BT. sino en MT. El usar potencia es de fácil determinación a priori, que la energía que es a posteriori. Los medidores electrónicos actuales traen como parámetro básico de configuración el registro de la kWh, kVarh y kW para este tipo de cargas. 			<p>distribución durante un período de medición de un mes, registrando datos de energía activa y reactiva con el fin de determinar el valor del factor de potencia equivalente (FP_e) mediante la expresión siguiente:</p> $FP_e = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$ <p>Donde:</p> <ol style="list-style-type: none"> EA = Energía activa registrada en el período de medición (kWh); ER = Energía reactiva en el período de medición (kVarh). <p>El control de factor de potencia aplica a los Consumidores Calificados conectados a la red de distribución y a todos los Usuarios con excepción de los que tengan una categoría tarifaria residencial.</p>
2	38	EEH	Que la penalización por factor de potencia menor a 0.9 se aplique independientemente de su consumo mensual	El acumulado de muchos clientes con FP menor a 0.9, produce una reducción significativa en el nivel de tensión (voltaje) aún cuando su consumo individual sea menor a los 10,000 Kwh afectando los esfuerzos por mantener la calidad de producto y para reducir las pérdidas técnicas. Además no incentiva a los clientes a la corrección de su FP.	La infraestructura de sistemas de medición utilizada actualmente por la ENEE/EEH no permite la lectura de energía reactiva, por lo tanto, no es posible la aplicación de penalidad por factor de potencia a la mayor parte de los Usuarios.	NO	
2	39	EEH	Que la penalización por fp menor a 0.9 se aplique independientemente de su consumo mensual	El acumulado de muchos clientes con fp menor a 0.9, produce una reducción significativa en el nivel de tensión (voltaje) aún cuando su consumo individual sea menor a los 10,000 Kwh afectando los esfuerzos por mantener la calidad de producto y para reducir las pérdidas técnicas. Además no incentiva a los clientes a la corrección de su fp.	La infraestructura de sistemas de medición utilizada actualmente por la ENEE/EEH no permite la lectura de energía reactiva, por lo tanto, no es posible la aplicación de penalidad por factor de potencia a la mayor parte de los Usuarios.	NO	Artículo 39. Valor mínimo para el factor de potencia. Los Usuarios y Consumidores Calificados conectados a la red de una Empresa Distribuidora deberán mantener un factor de potencia equivalente mensual no menor a 0.90 atrasado.
2	40	EEH	Citar donde definen el Ce (Cargo por energía correspondiente al período de medición) HNL Validar la fórmula, es diferente la del pliego tarifario	Para claridad en su aplicación	El cargo por energía es el producto de la tarifa de energía aprobada por la CREE y la energía consumida correspondiente al período de medición. Se aclarará en la redacción final. La ecuación descrita en este artículo reemplazará a la	SI	Artículo 40. Penalización por bajo factor de potencia. Cargo por energía calculado con base en la tarifa de energía aprobada por la CREE y la energía consumida por el usuario correspondiente al período de medición (HNL);

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
					formula definida en el pliego tarifario provisional aprobado en 2016.		
3	45	ENEE	“Los índices de Calidad Técnica del Servicio deberán ser calculados y evaluados según la densidad de carga determinada para cada alimentador”.	<p>Comentarios y Sugerencias: Debería existir un artículo que establezca con claridad, y en orden de prioridades, como se fija la hora de inicio de una interrupción (reclamo del primer usuario asociado a la misma, detección por registrador de CPT u otro tipo, información del SCADA, etc.). También puede suceder que luego del procesamiento inicial aparezcan maniobras en la red (apertura/cierre de aparatos de maniobra) informadas por cuadrillas que obliguen a reprocesar todo a partir de la fecha y hora de la misma.</p> <p>Comentarios y sugerencia: Sugerimos dejar en claro el tema de las zonas. Cada usuario pertenece a una ZDT determinada sobre una base geográfica (municipios en principio) siguiendo los lineamientos del RT y de las aclaraciones de la CREE. Por otro lado, cada alimentador tiene asignada una ZDT de acuerdo con la ZDT de la mayor cantidad de usuarios a él conectados. Cuando se habla de cálculo de indicadores por usuario, y la comparación con los límites, debe quedar claro si para el usuario se considera su propia zona o la ZDT asignada al alimentador que al que pertenece. Nuestra opinión es que para los usuarios debe considerarse la pertenencia a la ZDT propia y no a la del alimentador.</p>	<p>1) El artículo 95 describe como se fijarán las horas de inicio y finalización de los eventos.</p> <p>2) Estamos de acuerdo con la observación presentada. Se tomará en cuenta la sugerencia para la redacción final de la norma.</p>	SI	<p>Artículo 45. Evaluación de la Calidad Técnica del Servicio. La Calidad Técnica del Servicio se evaluará en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los Usuarios.</p> <p>Para efectos del cálculo de los índices establecidos en esta Norma Técnica se considerarán todas las interrupciones, sean estas de origen interno o externo a la red de distribución, a excepción de las que tengan una duración menor o igual a tres (3) minutos, las interrupciones cuyo origen sea clasificado como caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobado y aquellas ocurridas en días de eventos mayores según se establece en la presente Norma Técnica. Sin embargo, las Empresas Distribuidoras deben registrar las interrupciones con una duración mayor a un (1) minuto y menor a tres (3) minutos, asimismo aquellas correspondientes a eventos de caso fortuito o fuerza mayor y las interrupciones ocurridas en días de evento mayor, a efectos de evaluar su incidencia en la Calidad del Servicio. Cabe mencionar que las interrupciones de un período determinado están asociadas a su hora de inicio y no de finalización.</p> <p>Los índices de Calidad Técnica del Servicio deberán ser evaluados según la densidad de carga determinada para cada Usuario.</p> <p>Para la evaluación de los índices de Calidad Técnica del Servicio las Empresas Distribuidoras deben contar con los sistemas informáticos establecidos en la presente Norma Técnica, de forma que se posibilite el registro de cada una de las interrupciones, su duración y los Usuarios afectados.</p>
3	46	ENEE	“El control de la Calidad Técnica del Servicio se llevará a cabo en períodos semestrales continuos. Las Empresas Distribuidoras deberán presentar, al final de cada período de control, la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red. Este dato será utilizado en el siguiente período de control a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y	<p>Comentarios y sugerencias: Creemos que, si bien el periodo de control puede ser semestral, tanto la red como los usuarios deben ser fijados cada mes. Esto lo haría coincidente con lo establecido para el control de la calidad de producto técnico. Por otro lado, las modificaciones de red y clientes en un semestre pueden ser muy importantes para dejarlas fijas desde el inicio de este.</p> <p>Es decir, proponemos red-clientes fija para el mes igual a la situación del último minuto del mes anterior.</p>	Se tomará en cuenta la propuesta para modificar la redacción del artículo en cuestión.	SI	<p>Artículo 46. Período de control. El control de la Calidad Técnica del Servicio se llevará a cabo en períodos semestrales continuos.</p> <p>No obstante, la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red deberá analizada de manera mensual por las Empresas Distribuidoras. En vista de lo anterior, las empresas deberán presentar dicha información a más tardar el quinto (5) día hábil de cada mes a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes a cada periodo de control.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			calcular las indemnizaciones correspondientes.”				
3	47	ENEE	“El pago de las indemnizaciones por interrupciones del suministro de energía eléctrica será realizado en el mes posterior a la finalización de cada periodo de control.”	Comentarios y Sugerencias: Creemos que considerando el tiempo de cálculo posterior al cierre de cada periodo de control y la posibilidad de que durante el mismo ya se hayan emitido las facturas correspondientes a algunos usuarios, el cumplimiento de los plazos será imposible en algunos casos. Sugerimos extender el plazo a un bimestre posterior al cierre del periodo de control.	Se tomará en cuenta la propuesta para modificar la redacción del artículo en cuestión.	SI	Artículo 47. Pago de indemnizaciones. El pago de las indemnizaciones por interrupciones del suministro de energía eléctrica será realizado a más tardar en el segundo mes posterior a la finalización de cada periodo de control. Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la facturación de los Usuarios afectados. En aquellos casos en que el monto por compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en las siguientes facturas hasta retribuir el total.
3	49	ENEE	El procedimiento para la determinación y pago de las indemnizaciones provocadas por interrupciones externas a las redes de distribución, será definido en la Norma de Calidad de la Transmisión. No obstante, el ODS será el encargado de establecer el origen de las fallas externas a las redes de distribución. En caso de discrepancias sobre la decisión del ODS, será la CREE, con base en información suministrada por las partes involucradas quien determinará la responsabilidad del pago de las indemnizaciones	Corregir la Redacción agregando "de" entre pago y las indemnizaciones	Se tomará en cuenta la propuesta para modificar la redacción del artículo en cuestión.	SI	Artículo 49. Interrupciones externas. El procedimiento para la determinación y pago de las indemnizaciones provocadas por interrupciones externas a las redes de distribución será definido en la Norma de Calidad de la Transmisión. No obstante, el ODS será el encargado de establecer el origen de las fallas externas a las redes de distribución. En caso de discrepancias sobre la decisión del ODS, será la CREE, con base en información suministrada por las partes involucradas quien determinará la responsabilidad del pago de las indemnizaciones.
3	50	Wilfredo Flores	Incluir otros índices, tales como el ASAI y CAIDI	Muy utilizados en la industria y servirán para darle seguimiento a los obtenidos en los informes de Manytoba.	Se analizará la posibilidad de añadir los índices de confiabilidad propuesto como indicadores no penalizables, teniendo como base el método de cálculo definido en la norma IEEE 1366.	NO	Artículo 50. Índices de Calidad Técnica del Servicio. Para evaluar la Calidad Técnica del Servicio brindada por una Empresa Distribuidora durante un período de control se definen índices que deberán ser calculados de manera mensual con una integración semestral. A. Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) $FIU = \sum_{i=1}^n I_u(i)$ Donde: i. $I_u(i)$ = Interrupción i que afectó al Usuario u ; ii. n = Cantidad total de interrupciones que sufrió el Usuario u . B. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)
3	50	ENEE	Existen dos puntos que nos merecen comentarios: a) Para el cálculo mensual con integración semestral debería dejarse en claro cómo se tratan interrupciones que comienzan un mes y terminan en otro. Ídem para el semestre. b) La definición del término “n” tanto en la formula del	existen interrupciones que pueden empezar en un mes y terminar en otro	1) El artículo 45 establece que las interrupciones de un período determinado están asociadas a su hora de inicio y no de finalización. 2) Se tomará en cuenta la propuesta para modificar la redacción del artículo en cuestión.	SI	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>FIU como del TIU.</p> <p>En realidad “n” representa la cantidad de interrupciones que sufrió el usuario en el periodo analizado. Solo es igual al periodo de control cuando se hace al cálculo final para el semestre.</p>				$TIU = \sum_{i=1}^n T_u(i)$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. $T_u(i)$ = Duración de la interrupción i que afectó al Usuario u (h); ii. n = Cantidad total de interrupciones que sufrió el Usuario u.
3	50	SEN	<p>Artículo 50. Índices de Calidad Técnica del Servicio. Para evaluar la Calidad Técnica del Servicio brindada por una Empresa Distribuidora durante un período de control se definen índices que deberán ser calculados de manera mensual con una integración trimestral.</p>	<p>Tener un periodo de control con una mayor frecuencia.</p>	<p>Las interrupciones sostenidas son eventos de calidad del suministro que por definición no son comunes o frecuentes en la red eléctrica, en comparación a otros fenómenos tales como distorsión armónica o desbalances de tensión.</p> <p>En la literatura y en regulaciones de otros países se acostumbra a utilizar períodos extensos para el análisis de interrupciones sostenidas, lo normal es un año, lo mínimo 6 meses.</p>	NO	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
3	51	ENEE	<p>”.....así como para determinar el valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio que será trasladado a las tarifas de distribución. Estos índices serán calculados de manera diaria con una integración semestral para cada alimentador según su zona de distribución típica, mediante la expresión siguiente:</p> $SAIFI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i}}{UT_a}$ <p>Donde: $U_{a,i}$ = Número de usuarios conectados en el alimentador a, afectados por la interrupción i; UT_a = Número de usuarios conectados en el alimentador a al final del periodo de control; n = Numero de interrupciones al final de periodo de control para cada zona de distribución típica”</p>	<p>Este artículo nos merece varios comentarios, a saber: a. El párrafo subrayado opinamos debería ser eliminado. Tanto la Ley General de la Industria Eléctrica, como el Reglamento de Tarifas prevén que las Distribuidoras trasladen a tarifas el valor esperado de aquella parte de las indemnizaciones por mala calidad de servicio que deberían pagar si la calidad de servicio que presten se ajusta a las metas definidas por la norma de calidad. Por otro lado, la norma de calidad bajo análisis no prevé pago alguno de indemnización a los clientes si el servicio prestado por la distribuidora está dentro de los límites fijados. En función de lo anterior no habría monto a recuperar que pueda ser trasladado a tarifas. b. Respecto del párrafo: “Estos índices serán calculados de manera diaria con una integración semestral para cada alimentador según su zona de distribución típica,”, no se entiende el significado de “según su zona de distribución típica”. Está claro que cada alimentador tiene asignada una ZDT, ahora bien, ¿Dónde influye ello en el cálculo del indicador? ¿O la idea es calcular para cada alimentador y ZDT según los usuarios conectados a él? Hay que tener presente que, para el caso particular de ENEE Distribución, esta tiene del orden de 190 alimentadores, algunos de ellos con usuarios en las tres ZDT definidas. Si hubiera que realizar cálculos mensuales por alimentador serían del orden de 190 cálculos de cada indicador y si, además, fuera por zona, serían del orden de 500 cálculos. c. Según la definición “UTa” es el número de usuarios conectados en el alimentador al final del periodo de control (semestre). Pregunta: ¿Como puede calcularse el indicador SAIDI para un alimentador en el primer día del periodo de control si el valor del denominador se conocerá recién dentro de seis meses? Por otro lado, la configuración del alimentador debe ser la normal. Nuestra sugerencia es que debe definirse “UTa” como: UTa = Número de usuarios conectados en el alimentador a al inicio de cada mes del periodo de control, para su configuración</p>	<p>1) Se tomará en cuenta la propuesta para modificar la redacción del artículo en cuestión.</p> <p>2) La ZDT asignada a cada alimentador determinará el valor de la tolerancia admisible que será utilizada en la evaluación del sendero de calidad. Es decir, cada alimentador será evaluado con la tolerancia correspondiente a su ZDT asignada.</p> <p>3) La red se congela con la información de vinculación Usuario-Red asociada al mes anterior para evaluar la calidad técnica del servicio del mes actual.</p>	SI	<p>Artículo 51. Índices globales de frecuencia y tiempo medio. Los índices de frecuencia media de interrupción por Usuarios (SAIFI) y tiempo medio de interrupción por Usuario (SAIDI) serán utilizados para evaluar el cumplimiento del sendero de mejora de la Calidad del Servicio, así como para definir los factores de ajuste para las indemnizaciones de Calidad Técnica del Servicio descritos en la presente Norma Técnica. Estos índices serán calculados de manera diaria con una integración semestral para cada alimentador según su zona típica de distribución, mediante la expresión siguiente:</p> <p>A. Frecuencia media de interrupción por Usuario (SAIFI)</p> $SAIFI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i}}{UT_a}$ <p>Donde:</p> <ol style="list-style-type: none"> $U_{a,i}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i; UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a al final del periodo de control; n = Numero de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica. <p>B. Tiempo medio de interrupción por Usuario calculado por alimentador (SAIDI_a)</p> $SAIDI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_a}$ <p>Donde:</p> <ol style="list-style-type: none"> $U_{a,i}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i; T_i = Duración de la interrupción i (h); UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a al final del periodo de control; n = Numero de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
				<p>normal; d. Los mismos comentarios valen para el indicador SAIDI. En este caso, adicionalmente, debería aclararse que las interrupciones que inician en un mes y terminan en otro deben ser consideradas, para este caso, solo en el mes que terminan. Ídem para el periodo de control. De otra manera, de darse alguna interrupción que se prolongue más de un día, no podría calcularse el indicador SAIDI para el día en que se inicia, pues no se conocería su duración. Esto también vale para la necesidad de comparar con el indicador TMED a que hace referencia el Artículo 52.</p>			

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
3	51	EEH	Los índices globales de frecuencia y tiempo medio deben considerar en su fórmula que al igual que contabiliza el número de usuarios por alimentador, registre el número total de interrupciones debe ser por alimentador y no por zona típica, a menos que las zonas típicas estén definidas por alimentador	No hay suficiente información en el reglamento de tarifas para el cálculo de zonas típicas de distribución, no es claro si cada índice es respecto a cada alimentador o por zonas geográficas definidas. Habla de localidades, y los circuitos de distribución del sistema de Honduras se caracterizan por sus extensas longitudes que alimentan muchas comunidades y en algunos casos varios departamentos a lo largo de su recorrido.	El Reglamento de Tarifas define los criterios que serán utilizados para definir las zonas típicas de distribución con base en un análisis estadístico usando clústeres. Cabe mencionar que la zonificación está siendo desarrollada por la ENEE como parte de los estudios tarifarios. Al final de dicho análisis cada Usuario pertenecerá a un clúster asociado con una zona típica. Luego se asignará una zona típica a cada alimentador con base en la zona típica que tenga la mayor cantidad de usuarios suministrados por este alimentador.	NO	

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
3	52	ENEE	<p>Tal como está planteado, el TMED es imposible de calcular debido, entre otras cosas a:</p> <ul style="list-style-type: none"> No se ha definido como calcular el SAIDI del Sistema Dado que no existen registros históricos y que se prevé un periodo de adaptación a las exigencias de esta norma por Etapas, el periodo histórico de 5 años previsto para el cálculo, con datos completos, recién estaría disponible en las Etapas 10 en adelante. ¿Es así? De cualquier manera, el resultado de la comparación recién se conocerá al día siguiente en que ha ocurrido, pues recién en ese momento se conocerá el SAIDI del día anterior. ¿Para qué sirve en el contexto de un sistema de control de calidad? No queda claro el estudio mencionado en el último párrafo de estudiar los índices (suponemos TIU y FIU) para los dos escenarios mencionados. ¿Es a los efectos de realizar análisis estadísticos por las Distribuidoras? 	Hay elemento faltantes	<p>1) Se definirá el método de cálculo del SAIDI del sistema.</p> <p>2) Se pretende que el TMED pueda ser calculado con base en la información de las etapas 1 a la 5, luego que pueda ser utilizado como una medida de normalización de índices de confiabilidad, debido a que las interrupciones con duración menor al TMED suponen aquellos eventos que están fuera del alcance del diseño y límites operacionales de las empresas de distribución.</p> <p>3) Misma respuesta que 2).</p> <p>4) Los índices TIU y FIU serán normalizados o ajustados con base en el análisis de los eventos con duración mayor a TMED.</p>	SI	<p>Artículo 52. Día de evento mayor. Cualquier día en el cual el valor SAIDI diario del sistema supere el valor umbral (T_{MED}) será reportado como un día de evento mayor. El T_{MED} será calculado al final de cada período de control para ser utilizado durante el siguiente período de control mediante la expresión descrita a continuación:</p> $T_{MED} = e^{\alpha+2.5\beta}$ <p>Donde:</p> <ol style="list-style-type: none"> α = Promedio de los logaritmos naturales de los valores SAIDI diarios; β = Desviación estándar de los logaritmos naturales de los valores SAIDI diarios. <p>Para el cálculo del T_{MED} se deben tener las consideraciones siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> Se registrarán los valores de SAIDI diario de los cinco (5) años previos al inicio de cada período de control; No se incluirán los días en que no se reportaron interrupciones o aquellos días con SAIDI igual a cero; Toda interrupción que comprenda múltiples días será contabilizada solamente en el día en que inicio. <p>El SAIDI diario del sistema ($SAIDI_{sist}$) se calculará mediante la expresión siguiente:</p> $SAIDI_{sist} = \frac{\sum_i^n U_i \times T_i}{UT_{sist}}$ <p>Donde:</p> <ol style="list-style-type: none"> U_i = Número de Usuarios afectados por la interrupción i; T_i = Duración de la interrupción i (h); UT_{sist} = Número de Usuarios conectados en el sistema $sist$ al final del período de control; n = Numero de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final																				
3	53	EEH	<p>Definir un procedimiento para la clasificación de los clientes en los diferentes estratos de densidad de carga, (alta, media y baja)</p> <p>Medir y establecer línea base con valores de referencia previo a la aplicación de los valores establecidos en la tabla 14</p>	<p>No se ha definido como clasificar los alimentadores de acuerdo a su densidad de carga además del nivel de tensión.</p> <p>Para aplicar las tolerancias para los índices de calidad técnica del servicio, es necesario definir las características de los clientes para los diferentes tipos de Densidad de Carga alta, media y baja.</p> <p>Previo a implementar los valores establecidos en la tabla 14, se requiere construir una línea base de un año para establecer la referencia a partir de la cual se definan índices progresivos de mejora conforme a la ejecución del plan de inversiones destinado a la mejora de la calidad técnica del servicio.</p>	<p>1) Se resuelve la clasificación de alimentadores con base en la zona de distribución típica que posea la mayor cantidad de usuarios suministrados en cada alimentador.</p> <p>2) La ENEE se encuentra realizando dicha zonificación como parte de los estudios tarifarios.</p> <p>3) Se recomienda analizar la propuesta de gradualidad de aplicación definida mediante el sendero de calidad.</p>	NO	<p>Artículo 53. Tolerancias para los índices de Calidad Técnica del Servicio. Las tolerancias para los índices de Calidad Técnica del Servicio son:</p> <p>Tabla 14 Tolerancias establecidas para los índices de Calidad Técnica del Servicio.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Indicador</th> <th>Unidad</th> <th>Densidad de carga alta</th> <th>Densidad de carga media</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FU_{MT}</td> <td>Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre</td> <td>4</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>FU_{BT}</td> <td>Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre</td> <td>6</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>TIU_{MT}</td> <td>Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre</td> <td>8</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>TIU_{BT}</td> <td>Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre</td> <td>10</td> <td>12</td> </tr> </tbody> </table>	Indicador	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	FU _{MT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	FU _{BT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	TIU _{MT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	8	10	TIU _{BT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	10	12
Indicador	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga media																								
FU _{MT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	4	5																								
FU _{BT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6																								
TIU _{MT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	8	10																								
TIU _{BT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	10	12																								

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
3	54	GERSA	<p>Todo el tema del Sendero de Calidad, sus resultados y su aplicación nos parece confuso tal como está planteado. Entendemos que lo que se pretende es determinar, para un periodo de transición entre la situación inicial y la final de régimen, un sendero de variación de los límites a aplicar en cada periodo de control. También que ese sendero lo sería por alimentador y, por alguna mención, podría ser también por zona de distribución típica.</p> <p>Hay que recordar que en el proceso de zonificación se han zonificado los usuarios teniendo en cuenta, por unidad geográfica (municipios), los indicadores previstos en el Reglamento de Tarifas, independientemente de los alimentadores. También que la cantidad de zonas adoptada es tres (3) teniendo en cuenta lo previsto en la norma de calidad.</p> <p>Luego se les ha asignado una zona a los alimentadores considerando la zona de los usuarios conectados que son más numerosos. De esa manera un alimentador tiene asignada una zona, pero puede tener usuarios conectados que pertenecen a las tres zonas.</p> <p>Sin embargo, esta situación, determinada para el estado del sistema y usuarios al 30 de diciembre de 2020, en realidad es dinámica. Con seguridad tendrá variaciones si la determinación se realiza el final de cada etapa y máxime si se realiza el inicio de la Etapa 10 prevista como comienzo del control de</p>	Hay que aclarar el tema de sendero	<p>Se modifica el artículo 9 a fin de definir la frecuencia con la cual se estarían revisando las ZDT.</p> <p>El artículo 10 describe como se analizarán las ZDT cuando existan modificaciones en la red de distribución.</p>	SI	Artículo 54. Sendero de calidad. Se calcularán senderos de calidad para cada índice individual de Calidad Técnica del Servicio con el fin de definir una trayectoria de reducción semestral a aplicar en el monto de las indemnizaciones que las Empresas Distribuidoras deberán pagar cuando los índices globales por alimentador excedan los indicadores en dichos senderos y los índices individuales superen las tolerancias establecidas en esta Norma Técnica.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>calidad final o de régimen. En el contexto antes señalado, nuestra opinión general es:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La determinación del sendero de calidad pretende ser minuciosa en cuanto a calcular muchos senderos a partir de una situación inicial distinta por alimentador y una situación final, o meta, fija. En función de ello resulta, naturalmente complicada de aplicar y controlar. • El esquema no considera la naturaleza dinámica del sistema. Es decir, a medida que se incrementan usuarios, se realizan obras, cambia la tecnología aplicada a los sistemas de distribución eléctrica y los requerimientos de calidad de los usuarios, es de esperar que, con el tiempo, cambien los valores meta fijados para los indicadores de calidad, puedan cambiar las cantidades de zonas y cambie la zona asignada a cada usuario. Esto no lo contempla el esquema propuesto, si bien es un dato que puede influir sobre las decisiones de inversión y operación de las Distribuidoras. <p>Nuestra recomendación, en el marco de lo propuesto para la organización y aplicación del control de calidad técnica del servicio en Etapas realizado en puntos anteriores, es intentar simplificar el sistema, de ser posible, y prever que en forma periódica se redefina el esquema de ZDT y los límites de los indicadores.</p>				

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
3	55	ENEE	<p>En primer lugar, creemos que es más claro denominar a los valores VI y VF como valores iniciales de los indicadores directamente y no valores iniciales y finales del sendero. No queda claro cómo se calcula cada sendero y como se aplica luego a los usuarios por zona. En particular los indicadores SAIFI_{a,p} y SAIDI_{a,p} se determinan considerando todos los usuarios del alimentador, independientemente de la zona a que pertenecen. Por lo tanto, resultarían, de alguna manera, valores medios, para los Valores Iniciales de los indicadores.</p> <p>Luego, para el cálculo del factor de reducción semestral FAI_a, se utiliza un valor final del indicador de calidad que no es del alimentador sino el previsto para el usuario, el cual es distinto por zona. Dice debe ser el previsto para la densidad de carga del alimentador, pero en realidad la zona asignada al alimentador no depende de su densidad de carga sino de la preponderancia de cantidad de usuarios conectados de una zona sobre otras.</p> <p>En resumen, se calculan valores iniciales y finales de cada indicador por alimentador y un factor de ajuste por alimentador. Creemos es más claro y correcto calcular valores iniciales de cada indicador por alimentador y zona (considerando en cada caso solo los valores de SAIDI y SAIFI de los usuarios de cada zona conectados al alimentador) y luego calcular un factor de ajuste para cada índice de calidad por</p>	<p>Se tiene una confusión con VI y VF</p> <p>Sugerencia</p> <p>Aclarar la metodología de cálculo de los senderos de calidad.</p>	<p>SAIDI y SAIFI son indicadores que representan un comportamiento promedio, por esta razón, considerar la ZDT que tenga la mayor cantidad de usuarios resulta razonable.</p> <p>El sendero tiene como objetivo calcular un factor de gradualidad que impacta en la determinación de las indemnizaciones, es decir, por ejemplo un alimentador que cumpla con el sendero no pagará indemnizaciones, un alimentador que no cumpla con el sendero pagará indemnizaciones según su apartamiento del valor actual del sendero.</p> <p>Por último, las tolerancias establecidas además de considerar la densidad d carga de cada usuario, toman en cuenta el nivel de tensión de los mismos, por lo que establecer un sendero para cada alimentador, densidad de carga y ahora nivel de tensión dificultaría la evaluación y control de la calidad (en vez de 380 senderos de calidad serían 1032).</p>	NO	<p>Artículo 55. Cálculo del sendero de calidad. Los valores iniciales y finales de los senderos de calidad se calcularán de la manera siguiente: El valor inicial para el indicador de frecuencia:</p> $VI_{frec,a} = \frac{\sum SAIFI_{a,p}}{P}$ <p>i. $VI_{frec,a}$ = Valor inicial del sendero de calidad correspondiente al indicador de frecuencia evaluado en el alimentador a;</p> <p>ii. $SAIFI_{a,p}$ = Índice SAIFI obtenido al evaluar los datos históricos del alimentador a en el período de control histórico p;</p> <p>iii. P = Cantidad total de períodos de control históricos evaluados.</p> <p>El valor inicial para el indicador de duración:</p> $VI_{dur,a} = \frac{\sum SAIDI_{a,p}}{P}$ <p>i. $VI_{dur,a}$ = Valor inicial del sendero de calidad correspondiente al indicador de duración evaluado en el alimentador a (h);</p> <p>ii. $SAIDI_{a,p}$ = Índice SAIDI obtenido al evaluar los datos históricos del alimentador a en el período de control histórico p (h);</p> <p>iii. P = Cantidad total de períodos de control históricos evaluados.</p> <p>El valor final para el indicador de frecuencia:</p> $VF_{frec,a} = \frac{\sum_t \sum_d UT_{t,d,a} \times VF_{FIU,t,d}}{UT_a}$ <p>i. $VF_{frec,a}$ = Valor final del sendero de calidad correspondiente al indicador de frecuencia evaluado en el alimentador a;</p> <p>ii. $UT_{t,d,a}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a asociados a un nivel de tensión t y densidad de carga d;</p> <p>iii. $VF_{FIU,t,d}$ = Límite establecido para la tolerancia del índice FIU para el nivel de tensión t y densidad de</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>alimentador y zona. De esta manera cada alimentador, en el peor de los casos de que tenga usuarios conectados de las tres zonas, tendrá seis senderos de ajuste: tres para la duración y tres para la frecuencia. En función de la clasificación por zonas realizada la cantidad de senderos individuales, bajo este esquema, sería en realidad de 516.</p> <p>En las fórmulas establecidas en el Artículo 55 de “Vifrec” y “VIdur” el denominador “P” se refiere a la cantidad de semestres históricos evaluados, esto es, desde el semestre a partir del cual se comienza a pagar indemnizaciones hacia atrás.</p> $Vifrec = \Sigma SAIF(a) / P$ $VIdur = \Sigma SAIDI(a) / P$ <p>Por otro lado, en la fórmula de “FA” (reducción semestral) “s” es la cantidad total de semestres desde aquel donde se comienza a pagar indemnizaciones hasta el periodo en que se cumpla el objetivo del sendero planteado de calidad (inicio del periodo de régimen).</p> $FA(i,a) = \{(VF(i,a) / VI(i,a))^{1/(s-1)} - 1$ <p>Finalmente se plantea la fórmula que permite calcular los valores límites del sendero de calidad por semestre</p> $V(i,a,s) = V(i,a,s-1) * \{1+FA(i,a)\}$ <p>En el Artículo 55, se especifica que, los valores</p>				<p>carga d;</p> <p>iv. UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a;</p> <p>v. t = Baja o media tensión;</p> <p>vi. d = Densidad de carga alta, media o baja.</p> <p>El valor final para el indicador de duración:</p> $VF_{dur,a} = \frac{\sum_t \sum_d UT_{t,d,a} \times VF_{TIU,t,d}}{UT_a}$ <p>i. $VF_{dur,a}$ = Valor final del sendero de calidad correspondiente al indicador de duración evaluado en el alimentador a;</p> <p>ii. $UT_{t,d,a}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a asociados a un nivel de tensión t y densidad de carga d;</p> <p>iii. $VF_{TIU,t,d}$ = Límite establecido para la tolerancia del índice TIU para el nivel de tensión t y densidad de carga d;</p> <p>iv. UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a;</p> <p>v. t = Baja o media tensión;</p> <p>vi. d = Densidad de carga alta, media o baja.</p> <p>Luego se calculará la reducción semestral:</p> $FA_{i,a} = \left(\frac{VF_{i,a}}{VI_{i,a}} \right)^{\frac{1}{s-1}} - 1$ <p>i. $FA_{i,a}$ = Factor de ajuste del índice de calidad evaluado en el alimentador a;</p> <p>ii. $VF_{i,a}$ = Valor final del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a;</p> <p>iii. $VI_{i,a}$ = Valor inicial del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a;</p> <p>iv. S = Cantidad total de períodos de control semestrales;</p> <p>v. i = Indicador de frecuencia o duración, según corresponda.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p> finales del sendero de calidad para los indicadores de frecuencia y duración serán igual a los definidos en el Artículo 53 para el índice FIU(MT) y TIU(MT) respectivamente, según la densidad de carga asociada a cada alimentador.</p> <p>Comentario 1 Respecto de los valores finales de los senderos de calidad por cada alimentador, éstos se especifican en función de los valores límites previstos para los indicadores por usuario y zona, esto es, se evalúa la performance del alimentador calculada en base a indicadores globales promedio, teniendo como objetivo cumplir con valores previstos para los indicadores individuales de cada usuario. ¿Es ello así?</p> <p>Comentario 2 Si bien no está aclarado en la normativa de calidad del servicio, los alimentadores tienen asignada una zona (de 3 tipos posibles de zonas distintas desde urbana a rural), con base en aquella que posea el mayor porcentaje de Usuarios. Sin embargo, un alimentador puede dar servicio a usuarios pertenecientes a una, dos o tres tipos de zonas distintas.</p> <p>De acuerdo con lo establecido en la normativa se deben calcular tantos senderos de calidad como alimentadores hay, esto es, aproximadamente 190 senderos por cada uno de los tipos de indicador planteados, SAIFI y SAIDI, o sea 380 senderos.</p>				<p>Por último, se calculará el valor de la trayectoria de reducción para cada semestre del sendero de calidad utilizando la expresión siguiente:</p> $V_{i,a,s} = V_{i,a,s-1} \times (1 + FA_{i,a})$ <p>i. $V_{i,a,s}$ = Valor del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a evaluado en el período de control s, el valor del sendero para el primer período será igual al valor inicial;</p> <p>ii. $V_{i,a,s-1}$ = Valor del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a evaluado en el período de control $s-1$;</p> <p>iii. $FA_{i,a}$ = Factor de ajuste del índice de calidad de calidad i evaluado en el alimentador a;</p> <p>iv. i = Indicador de frecuencia o duración, según corresponda.</p> <p>Si el valor inicial del índice de frecuencia o duración fuera menor a la tolerancia establecida para el índice FIU_{MT} y TIU_{MT} correspondientemente, el valor del sendero para cada período de control asociado a ese índice será igual al valor final calculado con base en el procedimiento descrito en el presente artículo.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>Eventualmente, esta situación conlleva, para las distribuidoras, al planteo de un esquema de obras y seguimiento por alimentador a fin de cumplir con el sendero calculado para cada uno de ellos.</p> <p>Comentario 3</p> <p>Como se mencionó, un alimentador puede dar servicio por ejemplo a 2 zonas de diferentes características o sea a usuarios de una zona de alta densidad y a usuarios de una zona de baja densidad. Los valores finales del sendero de calidad de los indicadores para los usuarios de la zona de alta densidad son más exigentes que los homónimos de la zona de baja densidad. (Tabla Nro 14 del Artículo 53)</p> <p>Dado que el alimentador tiene asignada una zona, esto se traduce en un solo valor final objetivo por indicador, pudiendo ocurrir alguna de las 2 situaciones siguientes:</p> <p>Situación 1: Que el alimentador esté asignado a la zona de alta densidad con tolerancias más exigentes. Esto implicaría dar a los usuarios que pertenezcan a la zona de baja densidad una calidad cuyas tolerancias serán menores a las que realmente están previstas en la normativa individualmente, esto es, obliga a tener menos cortes (SAIFI) o menos tiempo de interrupción (SAIDI) a fin de no pagar indemnización.</p> <p>Situación 2: Que el alimentador esté asignado a la zona de baja densidad con</p>				

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>tolerancias menos exigentes. Esto implicaría dar a los usuarios que pertenezcan a la zona de alta densidad una calidad cuyas tolerancias serán mayores a las que realmente están previstas en la normativa individualmente, permitiéndoles tener más cortes (SAIFI) o más tiempo de interrupción (SAIDI) y no recibir indemnización.</p> <p>Comentario 4 Las situaciones planteadas en el comentario 3, en principio se subsanarían si los indicadores SAIFI y SAIDI fuesen calculados por alimentador y zona, con lo cual un alimentador tendría tantos valores de SAIFI y SAIDI y senderos como zonas de influencia tiene y cada sendero tiene un valor final distinto en función de la zona y al que debe orientarse. Esto implica tener tantos senderos por alimentador como zonas de influencia tiene pudiendo duplicarse o triplicarse la cantidad de senderos de los alimentadores, En un cálculo simulado tomado como referencia la situación de zonificación realizada para esta revisión tarifaria considerando 2 indicadores (SAIFI y SAIDI) y que de acuerdo con el estudio de zonificación hay 56 alimentadores que cubren zonas de 2 tipos distintos, 6 alimentadores que cubren zonas de 3 tipos distintos y el resto de alimentadores (128) cubre una sola zona, existirían 516 senderos de calidad que deben tenerse en cuenta. $2*(56*2+6*3+128*1) = 516$</p>				

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>Conclusión</p> <p>Los comentarios mencionados indican que, bajo los supuestos de interpretación de las fórmulas matemáticas y de sus términos, no resulta claro el cálculo de los senderos de calidad, dado que por un lado los mismos pueden dar lugar a conclusiones erróneas (comentario 3) y por otro lado si se tiene en cuenta la zona en el cálculo de los indicadores SAIFI y SAIDI, la cantidad de información resultante (senderos) es aún superior a la prevista en la norma (516 vs. 380).</p>				

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
3	56	ENEE	<p>En el Artículo 56. Indemnización por Calidad Técnica del Servicio, se establecen las formulaciones matemáticas asociadas al cálculo de las indemnizaciones a cada usuario. Esta se transcribe a continuación:</p> $IND(u,s) = CENS \times FI(a,s) \times \max(ENSTIU(u,s), ENSFIU(u,s))$ <p>El valor del factor “FI” que se aplica en la formula depende del alimentador y resulta como el mayor valor comparando 2 expresiones matemáticas vinculadas con los indicadores SAIFI y SAIDI.</p> $FI(a,s) = \max(FI_{dur}(a,s), FI_{frec}(a,s))$ <p>Comentario 1 En las fórmulas matemáticas de $F(a,s)$ entendemos que, en principio, hay un max (el primero) que no corresponde.</p> <p>Comentario 2 Podría darse el caso en que el valor del factor “FI(dur)”, sea mayor que el factor “FI(frec)”, con lo cual en la fórmula de la indemnización es la duración la que estaría plasmada en la misma. Sin embargo, el valor de “ENS(dur)” podría ser menor que el valor de la “ENS(frec)”, con lo cual en la formula se tendría en cuenta el valor de la ENS por frecuencia. Esto implica que la indemnización se calcularía con el factor FI asociado a</p>	<p>Sugerencia</p> <p>Se sugiere calcular el valor de la indemnización asociada a la duración y a la frecuencia por separado para cada usuario y luego aplicar a dicho usuario la mayor de ambas.</p>	Se tomará en cuenta la propuesta presenta en la redacción final del presente artículo.	NO	<p>Artículo 56. Indemnización por Calidad Técnica del Servicio. La indemnización por una deficiente Calidad Técnica del Servicio que la Empresa Distribuidora debe pagar a cada Usuario al final del período de control será calculada según la densidad de carga del alimentador al cual está conectado mediante la expresión siguiente:</p> $IND_{u,s} = CENS \times FI_{a,s} \times \max[ENS_{TIU,u,s}, ENS_{FIU,u,s}]$ <p>Dónde:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. $IND_{u,s}$ = Indemnización por pagar al Usuario u para el período de control s (USD); ii. $CENS$ = Costo de la Energía no Suministrada (USD/kWh); iii. $FI_{a,s}$ = Factor de indemnización del alimentador a para el período de control s; iv. $ENS_{TIU,u,s}$ = Energía no Suministrada del Usuario u durante el período de control s calculada con base en el índice TIU (kWh); v. $ENS_{FIU,u,s}$ = Energía no Suministrada del Usuario u durante el período de control s calculada con base en el índice FIU (kWh). <p>El factor de indemnización $FI_{a,s}$ se calcula mediante la expresión siguiente:</p> $FI_{a,s} = \max[FI_{dur,a,s}, FI_{frec,a,s}]$ $FI_{dur,a,s} = \max\left[\max\left[\frac{SAIDI_{a,s}}{V_{dur,a,s}}, 1\right] - 1, 0\right]$ $FI_{frec,a,s} = \max\left[\max\left[\frac{SAIFI_{a,s}}{V_{frec,a,s}}, 1\right] - 1, 0\right]$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. $FI_{a,s}$ = Factor de indemnización del alimentador a para el período de control s; ii. $FI_{dur,a,s}$ = Factor de indemnización del alimentador a para el período de control s correspondiente al indicador de duración; iii. $FI_{frec,a,s}$ = Factor de indemnización del alimentador a para el período de control s correspondiente al indicador de frecuencia;

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			duración y la ENS asociada a frecuencia.				<p>iv. $SAIDI_{a,s}$ = Índice global real de duración del alimentador a para el período de control s;</p> <p>v. $V_{dur,a,s}$ = Valor del sendero de calidad del indicador de duración para el alimentador a evaluado en el período de control s;</p> <p>vi. $SAIFI_{a,s}$ = Índice global real de frecuencia del alimentador a para el período de control s;</p> <p>vii. $V_{frec,a,s}$ = Valor del sendero de calidad del indicador de frecuencia para el alimentador a evaluado en el período de control s.</p> <p>La ENS por TIU se calcula mediante la expresión siguiente:</p> $ENS_{TIU,u,s} = \max \left[E_{fact_{u,s}} \times \frac{TIU_{u,s} - VF_{TIU}}{4380}, 0 \right]$ <p>i. $ENS_{TIU,u,s}$ = Energía no Suministrada del Usuario u durante el período de control s calculada con base en el índice TIU (kWh);</p> <p>ii. $E_{fact_{u,s}}$ = Energía facturada al Usuario u durante el período de control s (kWh);</p> <p>iii. $TIU_{u,s}$ = Tiempo de interrupción que afectó al Usuario u durante el período de control s (h);</p> <p>iv. VF_{TIU} = Límite establecido para la tolerancia del índice TIU para el nivel de tensión y densidad de carga correspondiente (h).</p> <p>La ENS por FIU se calcula mediante la expresión siguiente:</p> $ENS_{FIU,u,s} = \max \left[E_{fact_{u,s}} \times \frac{(FIU_{u,s} - VF_{FIU}) \times TIU_{u,s}}{FIU_{u,s} \times 4380}, 0 \right]$ <p>i. $ENS_{FIU,u,s}$ = Energía no Suministrada del Usuario u durante el período de control s calculada con base en el índice FIU (kWh);</p> <p>ii. $E_{fact_{u,s}}$ = Energía facturada al Usuario u durante el período de control s</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
							(kWh); v. $FIU_{u,s}$ = Frecuencia de interrupción que afectó al Usuario u durante el período de control s ; iii. VF_{FIU} = Límite establecido para la tolerancia del índice FIU para el nivel de tensión y densidad de carga correspondiente; iv. $TIU_{u,s}$ = Tiempo de interrupción que afectó al Usuario u durante el período de control s (h).
3	57	ENEE	“Son aquellas interrupciones programadas por las Empresas Distribuidoras para mantenimiento o para actividades de construcción. Las Empresas Distribuidoras deberán informar sobre estas interrupciones a los Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red que serán afectados debido a la interrupción, asimismo, deberán informar también al suministrador del servicio de energía eléctrica del Agente del MEN.”	Comentarios y Sugerencias: Es práctica usual no considerar, o considerar en forma atenuada, las interrupciones programadas para el cálculo de las indemnizaciones. Aquí se obliga a las distribuidoras a informar, pero no se prevé darle un tratamiento distinto que a una interrupción intempestiva a pesar de que al estar informados en antelación los usuarios pueden adoptar medidas para atenuar los efectos de la interrupción. Sugerimos tenerlas en cuenta con algún criterio de atenuación.	La Ley excluye de la evaluación de calidad eventos que tienen como origen una situación de caso fortuito o fuerza mayor.	NO	Artículo 57. Interrupciones programadas. Son aquellas interrupciones programadas por las Empresas Distribuidoras para mantenimiento o para actividades de construcción. Las Empresas Distribuidoras deberán informar sobre estas interrupciones a los Usuarios y Consumidores Calificados conectados a su red que serán afectados debido a la interrupción, asimismo, deberán informar también al suministrador del servicio de energía eléctrica del Agente del MEN. La comunicación debe cumplir con lo siguiente: A. Se debe informar con una anticipación de al menos cuarenta y ocho (48) horas previo al inicio de la interrupción programada. B. La comunicación debe realizarse a través de la página web oficial de las Empresas Distribuidoras, así como en al menos dos (2) medios de comunicación adicionales, entre los cuales deben considerarse: i. Periódicos impresos de mayor circulación en la zona donde se producirá la interrupción programada. ii. Redes sociales de la Empresa Distribuidora. iii. Correo electrónico, mensaje de texto o llamada telefónica a cada afectado. iv. Aviso escrito entregado en el punto de suministro de cada afectado.
3	57	SEN	En el caso de mantenimiento, ¿ese tiempo también contará para el cálculo del SAIDI y SAIFI?	Al ser un mantenimiento programado en el cual se sigan todas las instrucciones planteadas en la presente norma técnica y con el fin de brindar mejor calidad de servicio.	Sí se considerarán en la evaluación y control de calidad.	NO	En caso de suspender, postergar o modificar una interrupción programada que ha sido informada a los afectados, la Empresa Distribuidora deberá comunicar los cambios en la programación con una

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
							anticipación mínima de ocho (8) horas previo a la hora de inicio establecida inicialmente para la interrupción programada. Dicha disposición no aplica en los casos que existan riesgos a la seguridad e integridad de las personas o instalaciones.
3	58	AHPEE	Tomar en consideración lo expuesto en la justificación	Indicar si son días hábiles o calendarios.	Son días calendario. Se modificará la redacción con base en la propuesta presentada.	SI	Artículo 58. Interrupciones de larga duración. Son aquellas interrupciones con una duración igual o mayor a veinticuatro (24) horas. Las Empresas Distribuidoras deberán presentar a la CREE un informe dentro de los dos (2) días calendario siguientes de haber finalizado la interrupción. El informe deberá indicar como mínimo las causas, consecuencias, duración de la interrupción, zonas afectadas, descripción de Usuarios afectados, medidas correctivas propuestas y realizadas a fin de evitar o reducir la ocurrencia de este tipo de interrupciones, así como el cálculo de la ENS y el monto de las indemnizaciones a pagar a los Usuarios afectados por dicha interrupción.
4	59	SEN	Artículo 60. Control de la calidad comercial. El control de la calidad de la gestión comercial y la calidad de la atención al Usuario se hará mediante el Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos, por parte de la distribuidora no obstante, la CREE podrá recibir dichos reclamos he indagar con la distribuidora el porque no han sido atendidos.	Debe existir en el regulador una ventanilla que atienda y proteja al usuario final en caso que la distribuidora no cumpla.	Se prevé que la CREE tendrá una unidad que le dé seguimiento a dichos casos a fin de instruir a los Usuarios en el manejo de reclamos y recopilar información para la fiscalización de la aplicación de normativa.	NO	Artículo 59. Alcance. El presente Título establece las disposiciones para la evaluación de la Calidad Comercial del Servicio brindado por las Empresas Distribuidoras, con el fin de garantizar al Usuario una atención oportuna, expedita, adecuada e integral a sus requerimientos, quejas o reclamos según los estándares definidos en esta Norma Técnica en condiciones de normalidad de prestación del servicio. A efectos de evaluar convenientemente la Calidad Comercial del Servicio a lo largo del período de control, se evaluarán los aspectos siguientes: A. Calidad de la gestión comercial: Parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios en forma global. B. Calidad de la atención al Usuario: Parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios en forma individual.
4	62	ENEE	"Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la facturación de los Usuarios afectados en el mes siguiente de facturación posterior a cada período de control. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la	necesitamos aclaración	Se aplicará a los Usuarios a partir del segundo mes del período de control n+1.	SI	Artículo 62. Pago de compensaciones. Las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a sus Usuarios en función de las disposiciones establecidas en la presente Norma Técnica por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad Comercial del Servicio. No se deben considerar eventos por causas no imputables a la Empresa Distribuidora y que sean clasificados como

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente mes de facturación.</p> <p>Independientemente del pago de las compensaciones, la Empresa Distribuidora debe tomar las medidas necesarias para la corrección de la mala Calidad Comercial del Servicio.”.</p> <p>Basados en Artículo 61 que la información al final del periodo de control n será utilizado para el calculo de indicadores e indemnizaciones en el siguiente periodo de control n+1 y esto se aplicara en los usuarios en periodo n+2 o solo en el mes siguiente del periodo de control, favor aclarar esta interpretación pareciera que una indemnización de un periodo de al menos 6 meses se aplica a solo un mes siguiente al mismo.</p>				<p>eventos de caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobados.</p> <p>Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la facturación de los Usuarios afectados en el segundo mes siguiente de facturación posterior a cada período de control. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente mes de facturación.</p> <p>Independientemente del pago de las compensaciones, las Empresas Distribuidoras deberán tomar las medidas necesarias para la corrección de la mala Calidad Comercial del Servicio.</p>
4	66	ENEE	<p>C. Porcentaje de facturación estimada (PFE)</p> <p>Que es facturación estimada???, actualmente la empresa distribuidora utiliza los términos estimado y promediado</p> <p>“D. Falta de notificación por interrupción programada (FNIP) $FNIP = IP48/IP \times 100$</p> <p>i. $IP48$ = Cantidad de interrupciones programadas notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción;</p> <p>ii. IP = Cantidad de interrupciones programadas</p>	falta explicación o aclaración de algunos términos	<p>1) Se modificará a facturación promediada.</p> <p>2) Se modificará con base en la propuesta de redacción.</p>	SI	<p>C. Porcentaje de facturación promediada (PFP) $PFP=FEFT \times 100$ Dónde: i. FP = Cantidad de facturas emitidas con consumos promediados; ii. FT = Cantidad de facturas emitidas.</p> <p>D. Falta de notificación por interrupción programada (FNIP) $FNIP=IP48IP \times 100$ i. $IP48$ = Cantidad de interrupciones programadas no notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción; ii. IP = Cantidad de interrupciones programadas por la Empresa Distribuidora.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>por la Empresa Distribuidora. as indemnizaciones se implementarán como créditos en la facturación de los Usuarios afectados</p> <p>Sugiero revisar, IP48 bajo el esquema presentado debería ser</p> <p>IP48 = Cantidad de interrupciones programadas NO notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción;</p>				
4	68	ENEE	<p>iii. <i>Desvg</i> = Desviación del índice de calidad g con respecto a la tolerancia establecida.</p> <p>Desvg debe indicarse que es una desviación porcentual???</p>	aclarar	Es una desviación porcentual. El artículo 67 describirá el cálculo de dicha desviación.	SI	iii. <i>Desvg</i> = Desviación porcentual del índice de calidad g con respecto a la tolerancia establecida.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
4	69	CELSIA	<p>Se indica que para evaluar la atención de solicitudes de conexión y ampliación brindada por las Empresas Distribuidoras se definen los índices siguientes:</p> <p>A. El tiempo para atender solicitudes de conexión de nuevos servicios o ampliación de la capacidad contratada que no requieren modificación de la red de la Empresa Distribuidora se describe a continuación:</p> <p>i. Para una potencia contratada de 1 hasta 10 kW, quince (15) días hábiles.</p> <p>ii. Para una potencia contratada de hasta 50 kW, treinta (30) días hábiles.</p> <p>iii. Para una potencia contratada mayor a 50 kW, el plazo se fijará por acuerdo entre las partes. En caso de desacuerdo, resolverá la CREE. En ningún caso el plazo podrá exceder de 120 días.</p> <p>B. El tiempo para atender solicitudes de conexión de nuevos servicios o ampliación de la capacidad contratada que requieren modificación de la red de la Empresa Distribuidora. se describe a continuación:</p> <p>i. Para una potencia contratada de 1 hasta 10 kW, treinta (30) días hábiles.</p> <p>ii. Para una potencia contratada de hasta 50 kW, sesenta (60) días hábiles.</p> <p>iii. Para una potencia contratada mayor a 50 kW, el</p>	<p>Solicitamos mayor agilidad en la atención de las solicitudes ya que el trámite más rápido tomaría aproximadamente 3 semanas (15 días hábiles).</p> <p>Nuestra propuesta es la siguiente (resaltado en negrita incluimos los cambios):</p> <p>A. El tiempo para atender solicitudes de conexión de nuevos servicios o ampliación de la capacidad contratada que no requieren modificación de la red de la Empresa Distribuidora se describe a continuación:</p> <p>i. Para una potencia contratada de 1 hasta 10 kW, quince (15) días hábiles.</p> <p>ii. Para una potencia contratada de hasta 50 kW, treinta (20) días hábiles.</p> <p>iii. Para una potencia contratada mayor a 50 kW, el plazo se fijará por acuerdo entre las partes. En caso de desacuerdo, resolverá la CREE. En ningún caso el plazo podrá exceder de 40 días hábiles.</p> <p>B. El tiempo para atender solicitudes de conexión de nuevos servicios o ampliación de la capacidad contratada que requieren modificación de la red de la Empresa Distribuidora. se describe a continuación:</p> <p>i. Para una potencia contratada de 1 hasta 10 kW, treinta (30) días hábiles.</p> <p>ii. Para una potencia contratada de hasta 50 kW, sesenta (40) días hábiles.</p> <p>iii. Para una potencia contratada mayor a 50 kW, el plazo se fijará por acuerdo entre las partes. En caso de desacuerdo, resolverá la CREE. En ningún caso el plazo podrá exceder de 60 días hábiles</p>	<p>La redacción del presente artículo será removida en vista de que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución establece los plazos para la atención de solicitudes de conexión y ampliación del servicio eléctrico.</p>	SI	Se removió dicha redacción.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>plazo se fijará por acuerdo entre las partes. En caso de desacuerdo. En caso de desacuerdo, resolverá la CREE. En ningún caso el plazo podrá exceder de 120 días</p>				

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
4	69	AHPEE	Tener en cuenta lo especificado en la justificación:	El Reglamento de Distribución indica en su art.25 Plazo de conexión del suministro. Una vez suscrito el Contrato de Suministro entre las partes se dará paso a la habilitación del servicio de conformidad con las situaciones siguientes: Cuando no sea necesario hacer alguna ampliación a la red de media o baja tensión, la conexión se hará en un plazo máximo de quince (15) días, siempre y cuando se hayan realizado los trámites y pagos correspondientes establecidos en este reglamento. Por tanto, se considera que en cuanto al tiempo de atender solicitudes que NO requieren modificación de la red todas deben atenderse en el plazo de 15 días a efecto que no contradiga dicho reglamento.	La redacción del presente artículo será removida en vista de que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución establece los plazos para la atención de solicitudes de conexión y ampliación del servicio eléctrico.	NO	
4	70	AHPEE	Revisar lo especificado en la justificación	Se recomienda indicar que dichas facturas deben regirse por lo establecido en el RSD y decretos aplicables a tal efecto.	El artículo 70 no describe ninguna factura. Si se trata del artículo 71, cabe mencionar que la presente norma complementa a la regulación vigente, tales como el RSED.	NO	Artículo 68. Índice de cantidad de facturas promediadas. La Empresa Distribuidora no podrá emitir más de dos (2) facturas con consumo promediado a un Usuario durante cada período de control, pudiendo estas ser o no consecutivas.
4	71	ENEE	La Empresa Distribuidora no podrá emitir más de dos (2) facturas con consumo estimado a un Usuario durante cada período de control, pudiendo estas ser o no consecutivas. Comentario: no se ha definido en esta norma que es factura estimada	no se ha definido factura estimada si es lo mismo que promediada???	Será factura promediada.	SI	Artículo 68. Índice de cantidad de facturas promediadas. La Empresa Distribuidora no podrá emitir más de dos (2) facturas con consumo promediado a un Usuario durante cada período de control, pudiendo estas ser o no consecutivas.
4	72	ENEE	Indemnización individual por calidad de atención al Usuario. Cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas estimadas establecida en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora deberá compensar a los Usuarios afectados durante el período de control. Comentario: como diferenciar	aclarar	Sí podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo período de control a fin de calcular la compensación individual por facturas promediadas.	SI	Artículo 69. Compensación individual por facturas promediadas. Cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecida en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora deberá compensar a los Usuarios afectados durante cada período de control. El monto de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente: $PEN_{EMF} = 0.1 \times N_F \times F_{PC}$ Dónde: i. $CIEMF$ = Compensación individual por facturas promediadas (HNL);

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			<p>cuando el daño al equipo de medida es provocado adrede por el cliente?? y la toleracion tiene que ser excedida pero no por cuenta de la distribuidora</p> <p>FPC = Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control (HNL).</p> <p>Comentario: Este promedio podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control???</p>				<p>ii. N_F = Número de facturas promediadas superior a la tolerancia establecida emitidas durante el período de control;</p> <p>iii. F_{PC} = Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control el cual podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control (HNL).</p> <p>En ningún caso esta compensación podrá exceder el cincuenta (50) por ciento del monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control.</p>
5	79	ENEE	<p>“A: ”</p> <p>B: Resumen de las indemnizaciones pagadas a los Usuarios afectados por mala Calidad del Servicio durante el período de control, se debe indicar el valor de cada uno de los términos que componen las fórmulas de cálculo y cada uno de los incumplimientos que motivó cada una de las indemnizaciones.”</p> <p>Comentarios y Sugerencias_</p> <p>i. Creemos que el nivel de detalle solicitado en el literal B para todos los usuarios es exagerado</p> <p>ii. Respecto de la entrega de los informes, se sugiere establecer en la normativa la denominación, contenido y formato de los mismos a los efectos de facilitar el control del regulador cuando hay más de una empresa distribuidora.</p>	Favor revisar lo solicitado en literal B	Se simplificará el literal B, el objetivo es que además de los formatos que serán entregados por las empresas distribuidoras también se entregue un resumen de valores totales y descripción general del control de calidad en el periodo de control.	SI	B. Resumen que describa de manera general la evaluación y control de calidad, así como todos los trabajos realizados para fortalecer y mejorar la Calidad del Servicio durante el período de control. Dicho resumen deberá contener los valores totales de las indemnizaciones pagadas a los Usuarios afectados por mala Calidad del Servicio.
5	80	ENEE	<p>“A.....”</p> <p>B. Identificar los Usuarios servidos aguas abajo y aguas</p>	Comentarios y sugerencias: En el caso de sobretensiones medidas en un punto de la red, el problema se extiende,	Los requerimientos de dicho sistema se describen en el artículo 81, no obstante, se modificará dicho artículo para	SI	A. Contener información apropiada que permita que los diferentes componentes de la red puedan ser ubicados fácil y claramente por el personal técnico, para efectos de manejo, localización de

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			arriba de un determinado punto de la red de distribución.”	fundamentalmente, aguas arriba del punto medido. Debido a ello puede, en algunos casos, ser necesario identificar a los usuarios aguas arriba. Por otro lado, si bien no hace al sistema de control de calidad, el sistema debería contener la información del equipamiento que permita realizar estudios eléctricos, simulaciones en la red y valorizaciones de la misma. El relevamiento de datos y el mantenimiento de tal sistema es muy costoso por lo cual debe servir para múltiples aplicaciones.	ampliar los alcances del sistema con base en la justificación presentada.		perturbaciones, adecuación de cargas, desarrollo de estudios eléctricos, simulaciones en la red y valorizaciones de la misma.
5	83	SEN	¿Cuáles serán esos casos en los que se puede usar equipo de menor precisión?	Se sugiere estipular o mencionar los casos en los que aplicará.	En los casos en donde se demuestre que un equipo de medición, a fin de medir un parámetro de calidad específico, no requiere de la norma IEC 61000-4-30 y que cumple con una norma equivalente o especial que sirva como referencia para el parámetro de calidad específico.	NO	Artículo 80. Precisión de los equipos de medición. Los equipos de medición y analizadores de red que se implementen para cumplir con las exigencias establecidas para la evaluación de la Calidad del Producto deberán cumplir con la Norma IEC 61000-4-30, segunda (2°) edición clase A y S, o el instrumento que la reemplace. En casos justificados y autorizados por la CREE, las Empresas Distribuidoras podrán implementar equipos de menor precisión a las exigidas en el presente artículo.
5	84	ENEE	“Los sistemas de medición, idealmente, deberán permitir la adquisición de los datos de medición de forma remota. Para ello deberán contar con sistemas de comunicación que permitan la consulta de datos a través de protocolos de comunicación permitidos por parte de los concentradores de medición y registros de la Empresa Distribuidora.” Comentarios y sugerencias: Lo establecido queda claro para los equipos fijos. Sugerimos aclarar como sería para los equipos móviles.	aclarar	Esta disposición aplica únicamente a los equipos de medición fijos. Se modificará la redacción a fin de aclarar dicho tema.	SI	Artículo 81. Sistema de comunicación. Los sistemas de medición, en caso de los equipos de medición fijos, deberán permitir la adquisición de los datos de medición de forma remota. Para ello deberán contar con sistemas de comunicación que permitan la consulta de datos a través de protocolos de comunicación permitidos por parte de los concentradores de medición y registros de la Empresa Distribuidora.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
5	87	ENEE	<p>“La CREE presentará a la Empresa Distribuidora los puntos de control seleccionados aleatoriamente, los cuales deberán garantizar un mayor porcentaje de registros válidos, para tal fin tomará en consideración lo siguiente:</p> <p>A. Adición del diez por ciento (10) de los puntos requeridos;</p> <p>.....”</p> <p>Comentarios y sugerencias: Se supone que en aquellos casos en que circunstancialmente no se pudo colocar el registrador (Lugar inaccesible, etc.) el usuario será reemplazado por un sustituto (literal A). Cuando se presenten tales circunstancias sugerimos que se establezca que:</p> <p>1. La Empresa Distribuidora debería justificarse ese hecho.</p> <p>2. Se establezca un criterio para el uso de los usuarios sustitutos.</p> <p>3. Se establezca que el valor obtenido a partir del 10% deberá redondearse al entero más próximo por exceso.</p>	aclaracion	Se eliminará el punto A.	SI	<p>La CREE presentará a la Empresa Distribuidora los puntos de control seleccionados aleatoriamente, los cuales deberán garantizar un mayor porcentaje de registros válidos, para tal fin tomará en consideración lo siguiente:</p> <p>A. Exclusión de aquellos puntos que serán afectados por mantenimientos programados durante el período de medición;</p> <p>B. Mediciones que en períodos de control anteriores incumplieron las tolerancias establecidas en la presente norma;</p> <p>C. Puntos de control utilizados en períodos de control anteriores con un alto porcentaje de registros inválidos; y,</p> <p>D. Solicitudes de los Usuarios para la verificación del control de calidad en sus instalaciones.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
5	91	AHPEE	Tener en cuenta lo especificado en la Justificación.	Se recomienda continuar con los términos técnicos usados en esta NT, por lo que se puede sustituir "registrador" por "medidor". Se recomienda confirmar si el medidor independiente será a costo del usuario.	Se tomará en cuenta la propuesta presenta en la redacción final del presente artículo. El medidor independiente será a costo del usuario.	SI	Artículo 88. Registradores independientes. Todo Usuario podrá disponer de un equipo de medición independiente en su punto de conexión, a efectos de contrastar las mediciones con aquellas que hayan sido obtenidas por la Empresa Distribuidora en el marco de una campaña de medición. Dicho equipo de medición deberá cumplir con las exigencias en la presente Norma Técnica y su instalación deberá ser notificada a la Empresa Distribuidora. La extracción y evaluación de la información del equipo de medición a que se refiere el presente artículo deberá ser realizada en presencia de la Empresa Distribuidora, para efectos de su validación. La Empresa Distribuidora podrá formular observaciones al procedimiento utilizado por el Usuario para obtener las mediciones, las que serán consideradas por la CREE al momento de determinar las acciones a aplicar en el uso de sus facultades.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
5	95	ENEE	<p>“Las Empresas Distribuidoras deberán llevar un registro de las operaciones y maniobras con afectación al servicio en sus respectivas zonas de operación. Para ello, deberán registrar la operación de interruptores de los circuitos de distribución, desconexión de circuitos y ramales por medio de reconectores o fusibles, así como la desconexión de redes de baja tensión por apertura de fusibles de transformadores de distribución.”</p> <p>Comentarios</p> <p>¿Es decir, no se considera corte del circuito de BT ni falla en la acometida? Solo apertura de fusibles de BT de transformadores. ¿Qué pasa si el usuario reclama que no tiene servicio y cuando va la cuadrilla detecta corte de la acometida? ¿Soluciona el problema y lo registra o lo ignora?</p>	aclarar comentario	Sí se deben considerar, por lo que se modificará la redacción para aclarar dicho tema.	SI	<p>Artículo 92. Objetivo del registro de maniobras. Las Empresas Distribuidoras deberán llevar un registro de las operaciones y maniobras con afectación al servicio en sus respectivas zonas de operación. Para ello, deberán registrar la operación de interruptores de los circuitos de distribución, desconexión de circuitos y ramales por medio de reconectores o fusibles, así como la desconexión de redes de baja tensión por apertura de fusibles de transformadores de distribución, cortes en la red de baja tensión o en las acometidas.</p> <p>El sistema deberá utilizar la información de aquellos dispositivos de protección y seccionamiento que son capaces de enviar información sobre sus operaciones a un centro de control. En otros casos, las Empresas Distribuidoras deberán establecer para toda interrupción dentro de la red de distribución la hora aproximada de la apertura y la hora del restablecimiento con base en:</p> <p>A. Los reportes recibidos de Usuarios informando de que se ha interrumpido el servicio; y, B. La reconexión por los empleados de la Empresa Distribuidora.</p>

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
5	96	ENEE	<p>“El registro de maniobras deberá ser auditable y describir para cada interrupción al menos lo siguiente.....</p> <p>I. Maniobras realizadas para reponer el servicio, indicando la temporalidad.”</p> <p>Comentarios: La temporalidad en general es, resultado de un procesamiento y eventual reprocesamiento. Suele suceder que las interrupciones en MT se registran en línea y las de BT cuando vuelve la cuadrilla al centro de operaciones. Si un usuario realiza un reclamo (causado realmente por falla en BT) y a su vez hay una falla en MT que lo afecta, por lo general se le asignan los tiempos de la falla en MT. Luego el usuario vuelve a reclamar y allí la cuadrilla detecta la falla en BT. En tal caso se debe reprocesar todo pues cambian los horarios de corte de ese usuario (y de todos los afectados por la falla de BT). Esa operatoria debe estar permitida y la temporalidad final resulta del reprocesamiento. Es decir que la temporalidad es resultado final del proceso de reprocesamiento.</p>	aclarar comentario	Se tomará en cuenta la propuesta presenta en la redacción final del presente artículo.	SI	Artículo 93. Alcance del registro de maniobras. El registro de maniobras deberá ser auditable y describir para cada interrupción, tomando en cuenta los resultados de procesos de corrección y reprocesamiento de información, al menos lo siguiente:
6	100	ENEE	<p>“.....</p> <p>El informe debe indicar como mínimo causas, consecuencias y duración del evento, zonas afectadas y exigencias respecto de las cuales las Empresas Distribuidoras deben ser eximida de responsabilidad”</p> <p>Sugerencias:</p>	atender sugerencia	El contenido mínimo del informe en cuestión se encuentra definido el párrafo segundo del presente artículo.	NO	En estos casos, las Empresas Distribuidoras afectadas por el evento, deberán informar a la CREE del evento dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el mismo. Dentro del plazo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, las Empresas Distribuidoras presentarán una solicitud de clasificación del evento como caso fortuito o fuerza mayor junto a un informe. El informe debe indicar como mínimo causas, consecuencias y duración del evento, zonas afectadas y exigencias respecto de las cuales las Empresas Distribuidoras deben ser eximida de responsabilidad. La CREE

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			Se sugiere establecer la denominación, contenido y formato de esta información.				emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud de clasificación; vencido el plazo sin pronunciamiento se tendrá por aprobada la solicitud.
6	100	GERSA	<p>Es importante que se defina en esta NT que es o cuales son los eventos causales de: caso fortuito y caso de fuerza mayor.</p> <p>Los racionamiento forzados por incumplimiento a las obligaciones de la distribuidora de contratar el 100% de sus requerimiento de potencia firme, no deben ser considerado como un evento fortuito o fuerza mayor. Por lo tanto se debe de indemnizar a los usuarios por estas interrupciones programadas.</p>	<p>Desde hace 5 años, la mayoría de las interrupciones programadas, no incluidas en NT, son ocasionadas por racionamiento forzado ejecutándolo en horas y días de alta demanda y no de baja demanda como es la práctica prudente del servicio en la industria eléctrica. Estos racionamientos son de mayor duración y frecuencia que las consideradas por fallas. Desde el punto de vista del usuario el efecto es el mismo sin importar la causa que la produzca.</p> <p>El racionamiento forzado actual es producto del incumplimiento de las obligaciones de parte de las distribuidora, en tener contratado toda su requerimiento de demanda firme, como lo establece la LGIE.</p> <p>En todos los países que se tomaron como referencia para elaborar esta NT no tienen este problema de racionamiento, por lo cual no lo incluyen en esta NT, o no la consideran, porque en esos países si aplican las sanciones y penalidades económicas a la distribuidora que incumpla su obligación de contratación y que resulta a esta más caro no contratar que hacerlo.</p>	<p>Los eventos de caso y fuerza mayor son aquellos que no se pueden prever ni calcular, por lo que no se consideran en el diseño y planificación de la red, es por eso que cuando suceden deben ser debidamente justificados y excluidos de la evaluación de la calidad del servicio.</p> <p>Por otro lado, las interrupciones programadas si se toman en cuenta en el cálculo de los índices e indemnizaciones.</p>	NO	
6	100	AHPEE	Tener en cuenta lo especificado en la justificación.	<p>Se recomienda sustituir "de ocurrido el evento" a "una vez tenga conocimiento del evento" ya que hay algunos casos fortuitos o fuerza mayor que no se tiene conocimiento al momento de ocurrido el mismo.</p> <p>Se propone sustituir que serán dentro de 15 días calendario de informado el evento a la CREE, a efecto que sea determinado en el día específico en que empieza a correr el plazo para presentar la solicitud</p>	Se considera que los plazos establecidos en la norma son los adecuados para el manejo de eventos de caso fortuito y fuerza mayor.	NO	
6	101	EEH	Cuando un episodio de mala Calidad del Servicio sea causado por acciones,	Como está planteado en el Artículo 101 no abarca todos los actores que intervienen en el Sistema de Distribución	Se incluirán los generadores conectados a la red de distribución.	SI	Artículo 98. Transferencia de valor. Cuando un episodio de mala Calidad del Servicio sea causado por acciones, omisiones, o por defectos o fallas

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
			omisiones, o por defectos o fallas ocurridas en instalaciones de Consumidores Calificados, Generadores, Transmisores o Usuarios, estos tienen la obligación de reembolsarle a las Empresas Distribuidoras afectadas por la falla los montos pagados por ellas en calidad de indemnización a los Usuarios y Consumidores Calificados afectados conectados en su red.		Los transmisores y aquellos generadores conectados en alta tensión deberán transferir los montos que las empresas distribuidoras pagan a los Usuarios cuando las fallas son provocadas a nivel de alta tensión. El artículo 49 menciona como se manejará esta última situación.		ocurridas en instalaciones de Usuarios, Consumidores Calificados o Empresas Generadoras conectadas en redes de distribución, estos tienen la obligación de reembolsarle a las Empresas Distribuidoras afectadas por la falla los montos pagados por ellas en calidad de indemnización a los Usuarios y Consumidores Calificados afectados conectados en su red.
6	104	EEH	El pago de las indemnizaciones derivadas de las disposiciones establecidas en esta Norma Técnica no exime a la Empresa Distribuidora, Generadores, Transmisores, Usuarios y Consumidores Calificados de su responsabilidad por daños y perjuicios originados por mala Calidad del Servicio.	Como está planteado en el Artículo 101 no abarca todos los actores que intervienen en el Sistema de Distribución	Se incluirán los generadores conectados a la red de distribución. Los transmisores y aquellos generadores conectados en alta tensión deberán transferir los montos que las empresas distribuidoras pagan a los Usuarios cuando las fallas son provocadas a nivel de alta tensión. El artículo 49 menciona como se manejará esta última situación.	SI	Artículo 101. Daños y perjuicios por mala Calidad del Servicio. El pago de las indemnizaciones derivadas de las disposiciones establecidas en esta Norma Técnica no exime a la Empresa Distribuidora, Usuarios, Consumidores Calificados y Empresas Distribuidoras conectadas en redes de distribución de su responsabilidad por daños y perjuicios originados por mala Calidad del Servicio.
1	3001	ENEE	En el Artículo 3 Si bien están contempladas en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus reglamentos, creemos conveniente puntualizar que las definiciones de Fuerza Mayor y Caso Fortuito, especialmente importantes en el tema calidad, que aparecen en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, publicado en La Gaceta el 13 de enero de 2020, deberían repetirse en las definiciones de esta norma.	las definiciones de Fuerza Mayor y Caso Fortuito, especialmente importantes en el tema calidad, que aparecen en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución	El procedimiento para la determinación de situaciones de caso fortuito y fuerza mayor se describe en el artículo 100 del borrador de la norma de calidad. Cabe mencionar que las definiciones de caso fortuito y fuerza mayor descritas en la justificación fueron removidas del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución por medio del Acuerdo CREE-099.	NO	Artículo 3. Definiciones. En adición a las definiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus reglamentos, para los efectos de esta Norma Técnica, se entenderá por: Distorsión Armónica: Distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiplos de dicha frecuencia nominal. Severidad de Parpadeo: Variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Título	Artículo	Institución / Usuario	Comentario	Justificación	Respuesta CREE	Comentario considerado en propuesta final	Propuesta de redacción final
1	3001	Marcia Aquino	.	se hace la observación que si bien el argumento de la CREE para la eliminación de alrededor de 31 definiciones, es que estas no tiene uso en el contexto del Reglamento, por lo que no amerita que sean definidas, es importante indicar que el subsector eléctrico es muy especializado y por ende los conceptos técnicos deben ser claramente definidos y si esta definición se encuentra en la reglamentación, la normativa que derive posteriormente tendrá una referencia legal más clara.	Las definiciones son de carácter descriptivo por lo que no tienen la intención de reglamentar una disposición legal. Se analizará la propuesta para la elaboración de un instrumento legal que defina y aclare todos los conceptos técnicos utilizados en la reglamentación del subsector.	SI	