



INFORME CONSOLIDADO DE RESPUESTAS

**Modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio
para Sistemas de Distribución**

Noviembre 2019

Resumen Observaciones recibidas durante el Proceso de Consulta Pública

Empresa	Capítulo 1	Capítulo 2	Capítulo 3	Capítulo 4	Capítulo 5	Capítulo 6	Capítulo 7	Anexo	Otras	TOTAL
EEAG	11	0	8	4	28	8	6	3	1	69
Eléctrica Puntilla	2									2
Chilquinta								1		1
Colbún	5	1		2	5	3			1	17
CChC					1					1
Coordinador		1				3				4
Enor					2					2
Fenacopel	11		1	1	16	3	1			33
Sergio Barrientos	5				4					9
Solarity	4				3					7
TOTAL	38	2	9	7	59	17	7	4	2	145



Observaciones Capítulo 1:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
1	Fenacopel	1-3	Se señala como abreviatura SGIIE, que está relacionado con la ISO 55001 de gestión de activos, pero el pliego 17 asociado al nuevo reglamento de seguridad para instalaciones de media y alta tensión aún no está publicado. Y justamente este pliego establece el Sistema de gestión de integridad de instalaciones eléctricas.	No considerar esta abreviatura, dado que el pliego 17 aún no se encuentra publicado.	No se acoge.	Es correcto indicar que el SGIIE aún no se encuentra vigente a la espera de aprobación del pliego respectivo, por lo que se incluirá un transitorio en la NTD mientras no se encuentre vigente el citado pliego técnico normativo.
2	Surenergía	1-3	Numeral 13, definición de Empresa Distribuidora o Distribuidora. Esta definición es igual a la que se hace en otras normas y anexos técnicos relacionados con la distribución de electricidad y está alineada con el objetivo de la NTCSSD, descrito en su Artículo 1-1. En consecuencia, entendemos que todas las exigencias de la NTCSSD son aplicables y exigibles a la totalidad de las empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica. Es decir, que operen instalaciones de tensión menor o igual a 23 kV con el objeto de distribuir electricidad a consumidores finales. Agradecemos confirmarnos si esta definición incluye a las empresas que distribuyan electricidad, a consumidores finales, sin mediar concesiones de distribución y sin usar bienes nacionales de uso público y que simultáneamente tales empresas sean clientes conectados a las redes de distribución de un concesionario de servicio público de distribución, siendo esa la forma en que ellas obtienen la electricidad que luego distribuyen. Por otra parte, si bien para los efectos de la solicitud anterior no vemos diferencias en que tales empresas fuesen clientes de precio regulado o de precio libre, porque en relación con la NTCSSD los clientes libres en distribución tienen los mismos derechos y deberes que los clientes regulados, agradecemos confirmarnos si la condición de cliente libre o regulado de la empresa distribuidora, haría alguna diferencia en la aplicabilidad de la NTCSSD.	En función de la respuesta a nuestros comentarios, podría ser conveniente reforzar el alcance de la definición de Empresa Distribuidora.	No se acoge.	La definición de Empresa Distribuidora corresponde a la incluida en Respecto a la aplicabilidad de la NTD a clientes sometidos a regulación de precios y clientes en régimen de precios libres, la normativa vigente indica qué exigencias corresponden a cada tipo de cliente.
3	Surenergía	1-3	Numeral 22, Norma netbilling. Esta norma se refiere a todo medio de generación de hasta 300 kW, conectado a redes de distribución de electricidad, ya sea en baja o media tensión, por lo que se recomienda el siguiente texto.	Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja o Media Tensión.	Se acoge.	Se acepta la observación, pero se mantiene el nombre de la NTD según la última modificación.
4	EEAG	1-4	Se solicita revisar la siguiente definición: Cliente: se considera que el texto presente en la norma técnica no contempla a los Pequeños Medios de Generación	Cliente: Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. Adicionalmente, se considerarán Clientes, sean éstos regulados o libres, a aquellos que realizan retiros desde el	No se acoge.	En la presente NTD existe una diferenciación entre Usuario y Cliente. Los PMGD están en la categoría de Usuario.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			los que son Clientes y Usuarios de la red. Se propone modificación al texto.	Sistema de Distribución. Para efectos de esta NT, se entenderá que todo Cliente es un Usuario de la Red de Distribución, de acuerdo a la definición establecida en el numeral 45 del presente artículo. Además, los Medios de Generación que inyecten sus excedentes de energía a las redes de distribución serán considerados Clientes de la empresa distribuidora		
5	EEAG	1-4	El punto 40 define una subestación primaria de distribución, indicando que es una subestación eléctrica perteneciente al sistema de generación – transporte, desde un nivel de tensión de transporte a uno de distribución. Sin embargo, existen casos en que los alimentadores se conectan en subestaciones que no fueron pensadas para la distribución, por ejemplo, alimentadores que se conectan a los servicios auxiliares de centrales de generación. Por ello, se propone nueva redacción de texto tendiente a no hacer distinción de si la subestación es de transformación o no.	Subestación Primaria de Distribución: Subestación Eléctrica del sistema de generación-transporte que transforma energía eléctrica desde el nivel de tensión de transporte al de alta o de baja tensión de distribución. Las Subestaciones Primarias de Distribución son parte de la actividad de generación-transporte, por lo cual todo el equipamiento empleado en la entrega de electricidad a los Alimentadores de distribución, así como los costos de operación y mantenimiento de dichas subestaciones, son parte de la actividad de generación-transporte.	Se acoge parcialmente.	La definición de Subestación Primaria de Distribución, no debiera verse afectada por la definición de Alimentador, en efecto es esta última la que se modifica tal que un Alimentador que es continuación de un Alimentador de otra empresa, quede contenido.
6	EEAG	1-6	En los incisos 4 y 5 del texto de modificación del artículo 1-6 de la NTD, se señala que ya sea en el caso de la creación o cambio de nombre de una comuna, provincia o Empresa Distribuidora, como en caso de transferencia de concesiones de servicio público de distribución, CNE podrá modificar el Anexo "Clasificación de Redes" a través de resolución exenta. Al respecto, se debe tener presente que si bien la NTD es fijada mediante resolución exenta, su modificación está prevista mediante un proceso reglado conforme a lo establecido en artículo 72°-19 de la Ley general de Servicios Eléctricos, en los artículo 32° y 33° del Reglamento para la Dictación de Normas Técnicas que Rijan los Aspectos Técnicos, de Seguridad, Coordinación, Calidad, Información y Económicos del Funcionamiento del Sector Eléctrico, aprobado mediante Decreto Supremo N° 11-2017 del Ministerio de Energía. De esta forma, no es factible que se considere modificaciones a la NTD fuera del señalado proceso, razón por la cual se debe eliminar los incisos 4 y 5 del Artículo 1-6.	Se solicita eliminar incisos 4 y 5.	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación en el sentido que la clasificación de redes solo puede ser revisada en el contexto de un proceso normativo de acuerdo a la Ley 20.936, sin embargo, en caso de modificaciones societarias, éstas sí podrán ser corregidas en la NTD.
7	EEAG	1-6	No es clara la motivación para clasificar como densidad "muy alta" a los pares Comuna-Empresa o Provincia existente que se encuentren clasificados en el "Anexo: Clasificación de Redes", considerando que en muchos casos dicha clasificación no considerará las condiciones en que se presta	Se propone modificar el inciso de la siguiente forma: "Aquellos pares Comuna-Empresa o Provincias existentes que no se encuentren clasificados en el "Anexo: Clasificación de Redes" serán considerados como de densidad muy alta para los efectos de la presente NT y demás normativa aplicable- ,	Se acoge parcialmente.	En la consulta pública sí se buscaba hacer referencia a densidad "alta" ya que "muy alta" no existe. Sin embargo, no se acoge la

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>el servicio en dicho par Comuna-Empresa o Provincias. Además, la densidad "muy alta" no existe como tal, por lo que se entiende que se quiso imponer la mayor exigencia posible, siendo esta "alta".</p>	<p>así como los nuevos pares Comuna-Empresa y Provincias serán considerados como de densidad muy baja para los efectos de la presente NT y demás normativa aplicable mientras no sean clasificados conforme lo dispuesto en el presente artículo.”.</p>		<p>observación respecto de clasificar con la densidad "muy baja" ya que tampoco recoge las características de la red. Por lo mismo se considera utilizar para estos casos densidad "baja" ya que ésta es la que representa de mejor forma una exigencia promedio entre las densidades "alta" y "muy baja". Lo anterior, de carácter temporal a la espera de una actualización de la clasificación de redes.</p>
8	Fenacopel	1-6	<p>Para el anexo de clasificación de redes, en el listado para el caso de CRELL aparece sólo una comuna Puerto Montt, deben ser incorporadas siete (7) que faltan, especificando su densidad. De no ser incorporadas, quedarán clasificadas como densidad "muy alta", lo que no refleja la realidad.</p>	<p>Incorporar los siguientes pares de comuna - empresa: Puerto Varas CRELL - Fresia CRELL - Los Muermos CRELL - Maullín CRELL - Frutillar CRELL - Purranque CRELL - Llanquihue CRELL</p>	Se acoge.	
9	EEAG	1-7	<p>En el inciso 5 del artículo 1-7 se establecen las reglas y exigencias a las cuales se someterá el Estado Anormal. En particular, en el numeral 5 del inciso señalado, se establece que en caso de que SEC deje sin efecto el Estado Anormal respectivo, deberán considerarse aplicables las exigencias del Estado Normal. Al respecto, con la modificación propuesta de la NTD, se están perdiendo las características de objetividad y automatismo que actualmente dispone la metodología de definición del Estado Anormal, quedando al arbitrio de lo que determine SEC. Las condiciones de anormalidad están asociadas a una sobredemanda de recursos vinculadas, en su gran mayoría a eventos naturales, respecto de las cuales se ha establecido un reconocimiento de exigencias especial. En efecto, la NTD vigente establece explícitamente la posibilidad de sancionar conductas de la distribuidora que causen el Estado Anormal. Sin embargo, esta modificación establece una segunda consecuencia para esos hechos: dejar sin efecto el Estado Anormal del correspondiente par-comuna. Esta última consecuencia, en cuanto altera la condición que la propia NTD establece, atendidas dificultades objetivas en la reposición del servicio, tiene la naturaleza jurídica de una sanción a la distribuidora. Esto implica el riesgo de una doble sanción al mismo hecho: por la infracción que se estima causante del Estado Anormal y por la eventual superación de índices por no aplicar el Estado</p>	<p>Se solicita modificar el número 5 del inciso 5 del artículo 1-7 de la siguiente forma:</p> <p>“5. En el evento que la Superintendencia determine que el Estado Anormal se produjo por causas imputables a la Empresa Distribuidora, ésta podrá ser sancionada de conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.410. Asimismo, en ese caso, la Superintendencia podrá dejar sin efecto el Estado Anormal respectivo, caso en que deberán considerarse aplicables las exigencias del Estado Normal.”.</p>	Se acoge parcialmente.	<p>Se acepta la observación, pero se modifica la redacción indicando que el Estado Anormal se gatilla independiente del origen de la falla.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>Anormal, a lo que debe sumarse que sería una sanción no prevista en el catálogo legal de sanciones que pueden aplicarse por SEC.</p> <p>En atención a lo señalado, se debe eliminar la posibilidad de dejar sin efecto el Estado Anormal. Cabe señalar que, en los casos señalados, SEClA Superintendencia mantiene la facultad de sancionar a la Empresa distribuidora.</p>			
10	EEAG	1-7	<p>En el tercer inciso, se señala que "En virtud del primer criterio, un par Comuna-Empresa pasará a un Estado Anormal en la medida que, copulativamente, el número de Clientes o Usuarios afectados por una Interrupción de Suministro y el número de Interrupciones de Suministro en redes de Media Tensión que se produzcan dentro de una hora, independientemente de cuando éstas se hayan iniciado, sean mayores a los indicadores establecidos en la siguiente tabla:".</p> <p>Por efecto de una mejor interpretación de las condiciones que gatillan el estado anormal, se solicitara cambiar la frase "sean mayores a los indicadores establecidos en la siguiente tabla" por "cumplan los indicadores establecidos en la siguiente tabla"</p>	<p>Se solicita modificar la última frase del tercer inciso, reemplazando la frase "sean mayores a los indicadores establecidos en la siguiente tabla" a "cumplan los indicadores establecidos en la siguiente tabla"</p>	No se acoge.	<p>El Estado Anormal debe gatillarse solo si se superan los límites indicados en la tabla.</p>
11	Fenacopel	1-7	<p>Se señala que el Estado Anormal se iniciará de manera "automática". ¿Qué se entiende por automático? Siendo que siempre el estado lo declara directamente la empresa distribuidora.</p>	<p>El Estado Anormal lo activa la empresa distribuidora en virtud de los criterios, no de forma "automática". Sería necesario describir más en detalle este concepto. En el contexto de las interrupciones en línea se entiende bien el concepto, pero para la declaración de estado anormal, no se entiende.</p>	Se acoge.	
12	Fenacopel	1-7	<p>No se especifica la localización del punto de falla para la contabilización de la cantidad mínima de interrupciones de suministro en redes de Media Tensión del primer criterio para que un Par Comuna-Empresa pase a Estado Anormal. Es necesario que se indique si se deben contabilizar las interrupciones en Media Tensión ocurridas en el Par Comuna-Empresa en cuestión, o si se deben contabilizar las interrupciones en Media Tensión que afecten al Par Comuna-Empresa en cuestión (independiente de la localización del punto de falla en MT).</p>	<p>Incluir párrafo: Las interrupciones de suministro en redes de Media Tensión a contabilizar para aplicar el primer criterio para que un Par Comuna-Empresa pase a Estado anormal deben afectar a la comuna en cuestión, independiente de la localización del punto de falla de estas interrupciones.</p>	No se acoge.	<p>El Estado Anormal, reconoce que la gestión de la reposición del suministro no puede ser realizada con los recursos de la Empresa Distribuidora disponibles en condiciones normales de operación. Por lo tanto, las fallas deben afectar al par comuna-empresa en cuestión, sin que se consideren las fallas que ocurran en la misma comuna, pero en las redes de otra Empresa Distribuidora.</p>
13	EEAG	1-9	<p>El artículo establece las indicaciones que deberá entregar la Superintendencia al momento de calificar un evento como fuerza mayor o caso fortuito. Sin embargo, no queda</p>	<p>Se solicita incorporar el siguiente inciso al final de artículo</p> <p>En caso de que la Superintendencia considera que el evento</p>	No se acoge.	<p>Es la Superintendencia quien define los plazos de sus procedimientos.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			establecido como procederá la Superintendencia al momento de rechazar un probatorio entregado por la Empresa Distribuidora para calificar un evento como uno de Fuerza Mayor o Caso Fortuito. Se solicita incorporar que la Superintendencia deberá indicar de manera fundada el motivo del rechazo de los eventos a calificar como fuerza mayor o caso fortuito.	no es calificado como fuerza mayor o caso fortuito, esta deberá informar a la Empresa Distribuidora los motivos del rechazo en un plazo máximo de 15 días hábiles.		
14	EEAG	1-11	Se debe aclarar que la actualización cada 2 horas de los planes de contingencia, en lo referido al punto del formato que SEC debe definir, se debe entender por Reclamo a aquellos reclamos técnicos de clientes que solicitan atención por la interrupción de suministro (tickets de atención) y no corresponden a los reclamos comerciales que por NT tiene plazo de respuesta en 30 días.	Modificación del Artículo 1-11 Planes de Contingencia ... Adicionalmente, durante el desarrollo del evento, la Empresa Distribuidora deberá actualizar, al menos cada dos horas contadas desde su ocurrencia, un registro, según el formato que determine la Superintendencia, que contenga información respecto de, al menos, las siguientes circunstancias: 1.Evolución de las Interrupciones de Suministro y Clientes y/o Usuarios afectados. 2.Asignaciones y reasignaciones de los recursos humanos y técnicos necesarios para la restitución del suministro. 3.Estimación de la duración de la Interrupción de Suministro y de los horarios para la restitución de suministros, distinguiendo, al menos, por comuna. 4.Gestión de reclamos de Clientes por atención ante interrupciones de suministro.	Se acoge.	
15	Fenacopel	1-11	En segundo párrafo señala SGIIE, esto debe omitirse dado que el sistema de gestión aún no está publicado el pliego 17 correspondiente. Se debiese considerar solo implementación de ISO 22301.	Sistema de gestión de la continuidad operacional a que se refiere el Artículo 1-10 de la presente NT que deberán describir....	No se acoge.	Es correcto indicar que el SGIIE aún no se encuentra vigente a la espera de aprobación del pliego respectivo, por lo que se incluirá un transitorio en la NTD mientras no se encuentre vigente el citado pliego técnico normativo.
16	Fenacopel	1-12	En primer párrafo señala SGIIE, debiera omitirse este sistema de gestión dado que aún no está publicado el pliego 17 correspondiente. Se debiese considerar solo implementación de ISO 22301.	Las Empresas Distribuidoras deberán informar, anualmente, a la Superintendencia, de acuerdo a los procedimientos que ésta determine, Los Planes de Mantenimiento para sus instalaciones, los cuales deben estar alineados con el sistema de gestión de continuidad operacional a que se refiere el Artículo 1-10 de la presente NT (ISO 22301).	No se acoge.	Es correcto indicar que el SGIIE aún no se encuentra vigente a la espera de aprobación del pliego respectivo, por lo que se incluirá un transitorio en la NTD mientras no se encuentre vigente el citado pliego técnico normativo.
17	Solarity	1-12	La distribuidora debiese justificar dichos mantenimientos con calculos/estudios/informes que indiquen que son necesarios	1. Estrategia del Plan de Mantenimiento: La estrategia del Plan de Mantenimiento debe especificar el objetivo general de éste y sus objetivos específicos, los cuales deberán ser medibles en base a los indicadores de desempeño que se establezcan. Dichos objetivos deben ser justificados con estudios y/o	No se acoge.	El artículo citado, ya contiene exigencias que permiten evaluar la pertinencia de los planes de mantenimiento, sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia en

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
				análisis. Además, en la estrategia se deberán definir los requisitos mínimos para cumplir con el plan propuesto y se deberán identificar aquellas áreas prioritarias donde se focalizarán los esfuerzos para lograr los objetivos definidos.		sus facultades orgánicas puede solicitar mayores antecedentes a las Empresas.
18	Solarity	1-12	Además del plan de mantenimiento, debería informarse sobre el actual estado de la red a los usuarios finales.	Las Empresas Distribuidoras deberán informar, anualmente, a la Superintendencia, de acuerdo a los procedimientos que ésta determine, el estado actual de la Red y los Planes de Mantenimiento para sus instalaciones, los cuales deberán estar alineados con el SGIIE. <i>Junto con esto, se deberá disponer la misma información para que los usuarios finales puedan acceder a ella y consultarla de manera transparente.</i>	No se acoge.	Los planes de mantenimiento son informados a la Superintendencia por lo que pueden ser requeridos por cualquier persona, a través del portal de transparencia.
19	Solarity	1-12	En línea con lo anterior, se deberían transparentar los costos del plan de mantenimiento a los usuarios finales.	2. Plan de acción que defina el periodo de tiempo, programa, y recursos en general para alcanzar los objetivos establecidos en el plan. Este plan de acción también debe estar disponible para que los usuarios finales puedan acceder a ella, a modo de transparentar acciones y costos.	No se acoge.	Los planes de mantenimiento son valorizados en el proceso de tarificación de los sistemas de distribución (VAD), pero al tratarse de una empresa modelo, la valorización puede no coincidir con lo realmente invertido por la Empresa.
20	Eléctrica Puntilla S.A.	1-16	En el primer párrafo del artículo se indica que las distribuidoras entregarán mensualmente a la SEC y al Coordinador el catastro de clientes actualizado. Pero más adelante se indica que la entrega se hará cada 3 meses, lo cual no se condice con lo primero.	Corregir el primer párrafo de acuerdo a lo siguiente: "Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente trimestralmente un catastro actualizado de los Clientes sujetos a regulación de precios que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 147, inciso tercero, literal d), de la Ley, o el que lo reemplace, puedan optar por un régimen de tarifa no regulada. Dicho catastro deberá comprender la siguiente información:..."	Se acoge.	
21	Eléctrica Puntilla S.A.	1-16	Dentro del contenido del catastro de clientes actualizado que las distribuidoras deben entregar a la SEC y al Coordinador, se indica el "Consumo energético mensual promedio para los últimos doce meses". Sin embargo, una característica relevante del comportamiento del consumo de energía eléctrica de un cliente es su estacionalidad anual e incluso semanal.	Corregir el numeral 3. inserto en este artículo e incorporar el numeral 4., de acuerdo a lo siguiente: "3. Consumo energético mensual promedio histórico para los últimos 12 meses. 4. Caracterización del consumo histórico por tipo de día (laboral, no laboral)."	Se acoge parcialmente.	Entregar información más detallada que el acumulado mensual requiere de previa consulta al cliente ya que se trata de información confidencial. En todo caso se incluye la obligación de consultar al cliente por la posibilidad de publicar esta información.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
22	EEAG	1-16	<p>En relación con la entrega de información de clientes a SEC y al Coordinador, existe una incoherencia en la modificación de texto, pues por una parte se señala que será actualizada trimestralmente y por otra que su actualización será mensual.</p> <p>Se propone que dicha información sea actualizada trimestralmente, pues dicha periodicidad es suficiente para efectos de disponer de un catastro suficientemente actualizado.</p>	<p>Se debe modificar el artículo de la siguiente forma: “Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente trimestralmente un catastro actualizado de los Clientes sujetos a regulación de precios que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 147, inciso tercero, literal d), de la Ley, o el que lo reemplace, puedan optar por un régimen de tarifa no regulada. Dicho catastro deberá comprender la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Nombre o razón social del Cliente. 2. Potencia Conectada. 3. Consumo energético mensual promedio para los últimos 12 meses. 4. Las Empresas Distribuidoras estarán obligadas a proporcionar cada 3 meses a la Superintendencia y al Coordinador la información señalada en el inciso precedente. <p>La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente artículo, serán sancionadas por la Superintendencia.”.</p>	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción.
23	EEAG	1-16	En la modificación de NTD sometida a Consulta Pública se señala que es modificado el artículo 1-16, pero la modificación corresponde al artículo 1-15.	Se debe modificar la referencia al artículo 1-16 de la NTD, de modo que se haga al artículo 1-15: “8. Modificación del Artículo 1-16 1-15 Listado de Clientes”.	Se acoge.	
24	Colbún S.A.	1-16	En la modificación propuesta al Artículo 1-16 "Listado de Clientes" (1-15 según NT vigente), se indica en el tercer párrafo que "las Empresas Distribuidoras estarán obligadas a proporcionar <u>cada 3 meses</u> a la Superintendencia y al Coordinador la información", pero en el primer párrafo se señala que "las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador <u>mensualmente</u> un catastro actualizado de los Clientes sujetos a regulación"	<p>Modificar tercer párrafo que indica:</p> <p><i>"Las Empresas Distribuidoras estarán obligadas a proporcionar cada mes a la Superintendencia y al Coordinador la información señalada en el inciso precedente."</i></p>	No se acoge.	Es de opinión de esta Comisión que la periodicidad con que se publique esta información sea de frecuencia de cada tres meses.
25	Colbún S.A.	1-16	La entrega de información del consumo energético mensual promedio para los últimos 12 meses, podría implicar una asimetría de la información, pues si la distribuidora posee mayor detalle (por ejemplo, perfil horario). Entonces tendría la opción de presentar una mejor oferta a un cliente que está pensando en cambiar derégimen de regulado a libre.	<p>Como propuesta, podría ser:</p> <p><i>"3. Consumo energético para los últimos 12 meses, de acuerdo al detalle disponible por parte de la empresa distribuidora (horario, por bloque o mensual)"</i></p>	Se acoge parcialmente.	Se deja a decisión del Cliente la entrega de esta información, en caso que éste acepte, se publicará en el Sistema del Coordinador.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
26	Colbún S.A.	1-16	El catastro actualizado de clientes sujetos a regulación de precios que puedan optar por un régimen de tarifa no regulada debe ser de libre acceso para los suministradores desde el momento en que las Empresas Distribuidoras informan al CEN y SEC, para favorecer la competencia.	Incorporar un cuarto párrafo a continuación que indique: <i>"La Superintendencia y el Coordinador dispondrán de un acceso público en su respectiva página web o de una plataforma de información diseñada para tales efectos, de manera que las empresas suministradoras y cualquier interesado puedan acceder oportunamente a la información actualizada del catastro de clientes sujetos a regulación de precios que puedan optar por un régimen de tarifa no regulada."</i>	Se acoge parcialmente.	Se ajusta redacción tal que se entienda que la información debe ser de acceso público, si el cliente así lo permite.
27	Fenacopel	1-16	Esta mal referenciado. Se debe corregir el título ya que este modifica al artículo 1-15 de la NT y no al 1-16.	Modificación del Artículo 1-15 Listado de Clientes	Se acoge.	
28	Fenacopel	1-16	El primer párrafo establece que el catastro debe ser entregado mensualmente, pero en el punto siguiente señala cada 3 meses. Se sugiere establecer el plazo cada 3 meses.	Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador cada 3 meses un catastro.....	Se acoge.	
29	Surenergía	1-16	Esta modificación es en el artículo 1 - 15 y no en el artículo 1 - 16.		Se acoge.	
30	Colbún S.A.	1-19	Incluir en informe que reportan las distribuidoras a la Comisión la estadística de cumplimiento de entrega oportuna y completa del Listado de Clientes	Incorporar un quinto punto en el Artículo 1-19: <i>"Las Empresas Distribuidoras deberán, entre el 1° y el último día hábil del mes de enero de cada año, remitir a la Comisión un informe que contenga, a lo menos, los siguientes antecedentes:</i> <i>1. Estadísticas con el grado de cumplimiento de las exigencias de la presente NT.</i> <i>2. Estadísticas de incumplimientos detectados, por tipo de incumplimiento, indicando las sanciones y los montos de las multas, si las hubiera.</i> <i>3. Identificación de los problemas en la implementación del control y la aplicación de la presente NT.</i> <i>4. Identificación de situaciones en que se hayan detectado o se prevean afectaciones a la Calidad de Servicio y que no fueron previstas en la NT vigente.</i> <i>5. Estadística de cumplimiento de entrega oportuna y completa del Listado de Clientes."</i>	No se acoge.	La fiscalización del cumplimiento de la entrega de este tipo de información, deberá ser denunciado por el Coordinador ante la Superintendencia.
31	Fenacopel	1-19	Esta mal referenciado. Se debe corregir el título ya que al artículo 1-19 de la NT hace referencia a la Actualización de la NT y no a la Vinculación con Equipos o Marcas Comerciales.	Modificación del Artículo 1-19 Actualización de la NT.	Se acoge.	
32	Surenergía	1-19	El título de esta modificación dice "Modificación del Artículo 1-19 Vinculación con Equipos o Marcas Comerciales", pero		Se acoge.	

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			debe decir "Modificación del Artículo 1-19 Actualización de la NT"			
33	EEAG	1-20	En el segundo inciso se hace referencia al Título 6-4 de la NTD, correspondiendo hacer la referencia al Título 6-3.	Se debe modificar el segundo inciso de la siguiente forma: "En particular, los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control que hacen referencia en el Título 6-4 6-3 deben contar con una certificación ISO 27001 alineada a la guía NISTIR 7628 de ciberseguridad en redes inteligentes.".	Se acoge.	Sin perjuicio de que existía un error en la referencia, esta Comisión opta por eliminar el inciso entendiendo que la exigencia ya está en el AT SMMC.
34	Fenacopel	1-20	Implementar una nueva ISO para las cooperativas con cantidad de clientes muy menores a las grandes distribuidoras no amerita para el caso de las cooperativas, el sistema debiera ser exigible para empresas distribuidora con más de 100.000 puntos de consumos. O incorporar un estandar menor a la ISO de acuerdo a cantidad de puntos de consumo, tal como se hace para las campañas de medición. En el caso que se decida exigir esta norma, a empresas distribuidoras de cualquier tamaño, se debe procurar que todos estos costos se reflejen correctamente en el COMA de empresa Modelo para la nueva fijación tarifaria 2020-2024.	Las Empresas Distribuidoras con más de 100.000 puntos de consumo, deberán implementar sistemas de gestión de la información....	No se acoge.	Esta exigencia no depende de la cantidad de puntos de consumo, ya que se trata de exigencias mínimas para resguardar la información.
35	Fenacopel	1-20	Señala guía NISTIR 7628. No está especificado ni en las abreviaturas ni definiciones. Se debe incorporar a este listado.	Incorporar abreviatura y/o definición.	No se acoge.	Esta Comisión opta por eliminar el inciso entendiendo que la exigencia ya está en el AT SMMC, por lo que no es necesario incorporar la definición.
36	Colbún S.A.	1-21	El catastro de clientes debe ser actualizado mensualmente por lo que el Coordinador debería publicar dicha actualización con la misma frecuencia. Adicionalmente, la información de los consumos energéticos es un promedio mensual para los últimos 12 meses, por lo que el Coordinador debería publicar con la misma antigüedad. El perfil estacional de los consumos puede ser de alto interés para potenciales nuevos suministradores.	Modificación al nuevo Artículo 1-21: Publicación Listado de Clientes <i>"El Coordinador deberá publicar en su sistema información pública, el Listado de Clientes indicando al menos la información contenida en el Artículo 1-15. La información publicada deberá ser actualizada mensualmente y deberá tener una antigüedad no mayor a 12 meses."</i>	No se acoge.	Es de opinión de la Comisión que no se justifica una actualización mensual de la información, por lo que ésta será actualizada cada tres meses.
37	Surenergía	1-22	Este artículo de la norma puede redactarse en forma tal que se adapte automáticamente al límite vigente en cada momento para calificar como cliente regulado o cliente libre.	Nuevo Artículo 1-22: Exigencias asociadas al cambio de régimen de precios. El procedimiento de suscripción de contratos a precios libres que pueden optar los clientes sometidos a regulación de precios, con potencia conectada superior al límite vigente para optar a cliente libre, de conformidad con lo dispuesto en el literal d) del inciso tercero del artículo 147° de la Ley, se regirá por lo establecido en Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, dictada para dicho efecto.	Se acoge.	



Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
38	Solarity	1-22	Se hace referencia a clientes libres con potencia conectada superior a 500kW, y creemos más eficiente hacer referencia al límite impuesto por la ley más que a un número fijo.	12. Artículo 1-22: Exigencias asociadas al cambio de régimen de precios El procedimiento de suscripción de contratos a precios libres que pueden optar los clientes sometidos a regulación de precios con potencia conectada superior al límite impuesto por la ley, se regirá por lo establecido en Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, dictada para dicho efecto.	Se acoge.	



Observaciones Capítulo 2:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
1	Colbún S.A.	2-1	Aunque el Suministrador podría considerarse como usuario, para efectos de evitar posteriores interpretaciones restrictivas de las Empresas Distribuidoras, se solicita precisar, en el 2-1 literal b) que la obligación de la Distribuidora de entregar la información incluye también a los suministradores en el caso de clientes libres ubicados dentro de la zona de concesión. El Suministrador tiene un rol clave en el requerimiento de la información de los clientes no regulados o potencialmente no regulados para mantener condiciones de competencia sin asimetrías de información.	El texto del numeral 2 del Artículo 2-1 debería decir: <i>“Entregar a la Superintendencia, CEN y demás organismos, Clientes, Usuarios y Suministradores de clientes libres, la información establecida en la presente NT y en la normativa vigente...”</i>	Se acoge parcialmente	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción.
2	Coordinador Eléctrico Nacional	2-1	Se solicita volver a incluir la expresión “y demás organismos”. El motivo es para así poder habilitar al Coordinador para solicitar a las distribuidoras cualquier información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.	2. Entregar a la Superintendencia y demás organismos , Clientes y Usuarios, la información establecida en la presente NT y en la normativa vigente, cumpliendo con los siguientes requisitos: (...)	Se acoge parcialmente	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción.



Observaciones Capítulo 3:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
1	EEAG	3-3	<p>El artículo indica que las variaciones rápidas de tensión se deberán medir y registrar según lo indicado en la norma IEC 61000-4-30:2015. Además, se establece que las empresas deberán mantener una base de datos con estos registros. Sin embargo, el artículo y en general la norma, no identifica ni especifica el formato en que se enviarán dichos análisis y registros a la SEC.</p> <p>Se propone que el artículo 6-5 instruya la forma en que se enviarán los antecedentes a SEC. Se plantea que la información sea enviada por medio de un informe de análisis de los datos registrados y que la Superintendencia podrá solicitar los registros en casos debidamente justificados.</p>	<p>Las Empresas Distribuidoras deberán mantener una base de datos con los registros de las variaciones rápidas de tensión en el Sistema de Distribución, para ello, la Superintendencia determinará, en un plazo máximo de 120 días hábiles desde publicada la presente norma técnica, el formato en que se deberán registrar dichos datos, considerando para ello la siguiente clasificación:</p>	No se acoge.	El artículo indicado no fue sometido a consulta pública ya que no presenta modificaciones respecto de la versión vigente.
2	EEAG	3-5	<p>En el citado artículo se establece la metodología para medir la distorsión armónica total de tensión (THD_V) considerando hasta la armónica número 50.</p> <p>Luego, en la tabla 8, del mismo artículo, se definen los valores límites para Índices de distorsión armónica Individual expresados en porcentajes de la tensión fundamental.</p> <p>Al respecto, se hace presente que para poder verificar el cumplimiento de los estándares definidos en el presente artículo será necesario registrar y almacenar 147 registros por cada punto de medición, cada 10 minutos, o que en un año equivale a algo más de 7,7 millones de registros por punto de medición.</p> <p>Por otra parte, se hace presente que la medición de las armónicas de mayor orden no otorga beneficios superiores al costo que significará medirlas y registrarlas.</p> <p>En atención a lo señalado se propone que se limite la medición de armónicos hasta la armónica N°20.</p>	<p>Se propone modificar la fórmula de la distorsión armónica total de tensión (THD_V) por la siguiente expresión:</p> $THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^{20} V_j^2}}{V_1} \cdot 100$ <p>Adicionalmente, se propone eliminar de la Tabla 8 los valores asociados a armónicos mayores a 20.</p>	No se acoge.	<p>El artículo indicado no fue sometido a consulta pública ya que no presenta modificaciones respecto de la versión vigente.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, lo establecido va en línea con los estándares internacionales respecto del cálculo de la distorsión armónica, tales como IEEE 519.</p>
3	EEAG	3-7	<p>En el citado artículo se establece la metodología para medir la distorsión armónica total de corriente (THD_I) considerando hasta la armónica número 50.</p> <p>Luego, en la tabla 10 del mismo artículo se definen los valores límites de distorsión armónica de corriente en el PCC de los Usuarios, expresados como porcentajes de la corriente fundamental.</p> <p>Al respecto, se hace presente que para poder verificar el cumplimiento de los estándares definidos en el presente artículo será necesario registrar y almacenar 147 registros por cada punto de medición, cada 10 minutos, o que en un año equivale a algo más de 7,7 millones de registros por punto de medición.</p> <p>Por otra parte, se hace presente que la medición de las armónicas de mayor orden no otorga beneficios superiores al costo que significará medirlas y registrarlas.</p>	<p>Se propone modificar la fórmula de la distorsión armónica total de corriente (THD_I) por la siguiente expresión:</p> $THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^{20} I_j^2}}{I_1} \cdot 100$ <p>Adicionalmente, se propone eliminar de la Tabla 10 los valores asociados a armónicos mayores a 20.</p>	No se acoge.	<p>El artículo indicado no fue sometido a consulta pública ya que no presenta modificaciones respecto de la versión vigente.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, lo establecido va en línea con los estándares internacionales respecto del cálculo de la distorsión armónica, tales como IEEE 519.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
			En atención a lo señalado se propone que se limite la medición de armónicos hasta la armónica N°20.			
4	EEAG	3-8	<p>Conforme a lo observado respecto del artículo 3-7, será necesario adecuar la Tabla 11 del artículo 3-8, donde se definen los límites de distorsión armónica de corriente en el punto de conexión de los usuarios en baja tensión, de manera que se establezcan valores límites para los armónicos que se medirán.</p> <p>Se propone eliminar de la Tabla 11 los valores asociados a armónicos mayores a 20.</p>	Se propone eliminar de la Tabla 11 los valores asociados a armónicos mayores a 20.	No se acoge.	<p>El artículo indicado no fue sometido a consulta pública. Sin perjuicio de lo anterior, lo establecido va en línea con los estándares internacionales respecto del cálculo de la distorsión armónica, tales como IEEE 519.</p>
5	EEAG	3-9	<p>En el artículo 3-9 se define la expresión para determinar el factor de potencia instantáneo, medido en intervalos de 10 minutos. Posteriormente, se define la expresión para determinar el factor de potencia mensual, como un promedio de los factores de potencia instantáneos ponderados por la energía activa de los mismos. Al respecto, se ha detectado que la determinación del factor de potencia mensual a partir de los factores de potencia instantáneos, ponderados por la energía, genera distorsiones en las mediciones para los casos en que los flujos de la energía activa y la energía reactiva son opuestos.</p> <p>En específico, para los PMGD o clientes que cuenten con inyección residencial, durante la fase de generación se medirá una energía activa retirada igual a cero (porque está inyectando), existiendo energía reactiva retirada por montos significativos. Dicha situación se presenta, principalmente, en puntos donde la generación requiere ciertos equipos de electrónica de potencia (como los inversores utilizados por la generación fotovoltaica) que consume un alto nivel de reactivos.</p> <p>De esta forma, con la metodología de determinación del factor de potencia mensual contenida en la NTCD no se captura escenarios en que se consumen reactivos desde la red de distribución de manera significativa, perdiéndose la señal que existía para dichos escenarios antes de la NTCD en que la medición del factor de potencia se medía mensualmente.</p> <p>Además, la exigencia de medir en función de pulsos cada 10 o 15 minutos, no es posible cumplir ya que el cambio de medidor dejará de ser obligatorio, y pasará a ser voluntario. Dicho lo anterior, si un</p>	<p>Se propone modificar la expresión del cálculo de factor de potencia mensual por la siguiente expresión:</p> $FP = \cos \left(\arctg \left(\frac{EQ_{mes}}{EP_{mes}} \right) \right)$ <p>Donde:</p> <p>FPinst : Factor de Potencia en intervalo de 10 minutos. EQmes : Energía reactiva en el mensual, en [kVArh]. EPmes : Energía activa en el mes, en [kWh].</p>	No se acoge.	<p>En el caso que un cliente no cuenta con un medidor capaz de registrar potencia activa y reactiva, la Empresa Distribuidora deberá medir y podrá mantener el cobro por 6 meses, luego al mes 12 y finalmente cada 24 meses.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
			<p>cliente se niega al cambio de medidor, no es posible dar cumplimiento a la exigencia.</p> <p>En atención a lo señalado, se propondrá modificar la NTCD, de manera que la medición del factor de potencia mensual se realice sin ponderar por la energía activa.</p>			
6	EEAG	3-10	<p>La modificación del artículo 3-10 propuesta tendrá diversas consecuencias que son perjudiciales para el sistema y los clientes finales.</p> <p>Por una parte, la eliminación de la exigencia asociada al factor de potencia para clientes cuya potencia conectada no supera los 100 kW se traduce en la pérdida de la señal para que los clientes o usuarios del sistema de distribución se ocupen de tener un factor de potencia no inferior a 0,93. Se podrá argumentar que los clientes no reaccionaban a dicha señal, pero lo cierto es que es sólo un grupo de clientes el que no lo hace. Con ello, se incrementarán las pérdidas del sistema y se deteriorará la regulación de voltaje, como consecuencia del mayor nivel de reactivos que circulará por las redes.</p> <p>Por otra parte, para el caso de los clientes con potencia conectada mayor a 100 kW se define un estándar a cumplir de 0,93 inductivo, pero se otorga un plazo de 6 meses para solucionar el problema, tras lo cual, en caso de no haber sido implementada la solución por parte del cliente, la Empresa Distribuidora deberá instalar el equipamiento necesario para corregir el factor de potencia, a costo del cliente, previa aprobación de SEC.</p> <p>Junto con lo anterior, se establece que en caso que no se disponga medición capaz de medir el consumo de potencia activa y reactiva, la Empresa Distribuidora deberá implementar las soluciones de medición que cumplan con las exigencias establecida en el Título 6-4 de la NTD.</p> <p>Se podría entender que la lógica subyacente a las modificaciones propuestas considera que es más eficiente que las Empresas Distribuidoras implementen soluciones sistémicas al mal factor de potencia asociado a clientes de potencia conectada menor o igual a 100 kW, lo cual no es efectivo, pues si bien la Empresa Distribuidora puede implementar soluciones eficientes para asegurar un factor de potencia mayor a 0,93 en la subestación Primaria de Distribución, dicha solución no impide que en la red de distribución circulen mayores reactivos provenientes de los clientes con factor de potencia menor a 0,93, lo que producirá un incremento de pérdidas. Así, las inversiones en la red que se deban efectuar para mejorar el factor de potencia y el incremento de pérdidas deberían ser incluidas en el nivel tarifario, lo que afectará</p>	<p>Se debe modificar el artículo 3-10 de la siguiente forma: El Factor de Potencia para Clientes cuya capacidad de Empalme es mayor a 100 kW, medido en el punto de conexión y representativo de un mes de medición, deberá mantenerse dentro de los límites indicados en la siguiente tabla:</p> <p>Tabla 12: Límites para Factor de Potencia de Clientes sin Instalaciones de Generación</p> <p>Límite Factor de Potencia 0,93 Inductivo</p> <p>Para el caso de los Clientes cuya capacidad de Empalme es mayor a 100 kW, que dispongan de instalaciones compartidas, es decir que cuenten con instalaciones que califiquen como PMGD o Equipamiento de Generación, la exigencia respecto del Factor de Potencia aplicará de forma independiente para el equipamiento de generación y sele para los consumos de dicho Cliente, para lo cual la metodología será establecida en la normativa correspondiente . En tales casos, se considerará un incumplimiento por parte del Cliente que las mediciones de los consumos, aislando del cálculo el efecto de la energía producida por los equipos de generación, exceda el límite establecido en la Tabla 12.</p> <p>Para los Clientes cuya capacidad de Empalme es mayor a 100 kW, que dispongan medidores capaces de medir consumos de potencia activa y reactiva, se podrán utilizar las mediciones realizadas en intervalos de 15 minutos, solo si los equipos de medida no permiten realizar mediciones en intervalos de 10 y 15 minutos simultáneamente.</p> <p>En caso de detectarse incumplimiento respecto de los Clientes antes indicados, que no dispongan de medidores capaces de determinar el Factor de Potencia a partir de la expresión presentada en el artículo anterior, se podrá calcular el Factor de Potencia representativo del mes, a partir de la siguiente expresión:</p> $[(FP)]_{\text{mensual}} = \cos(\arctg([(EQ)]_{\text{mensual}} / [(EP)]_{\text{mensual}}))$ <p>Donde:</p> <p>FP mensual : Factor de Potencia mensual. EQ mensual : Energía reactiva mensual, en [kVArh]. EP mensual : Energía activa mensual, en [kWh].</p>	No se acoge.	<p>Respecto del primer punto, es opinión de la Comisión que existen clientes con potencia instalada mayor a 10kW cuyo comportamiento respecto de la absorción de reactivos no puede ser modificada. El límite queda fijado para clientes residenciales. Para los clientes no residenciales, se modifica la propuesta planteada en la consulta pública, la Empresa Distribuidora deberá avisar al cliente que tiene un incumplimiento es la exigencia, y al mes siguiente, procederá el cobro si es que se mantiene la falta. Si el cliente no cuenta con un medidor capaz de registrar potencia activa y reactiva, la Empresa Distribuidora deberá medir y podrá mantener el cobro por 6 meses, luego al mes 12 y finalmente cada 24 meses.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
			<p>a todos los clientes y no solo a aquellos que producen el problema, los cuales representan menos del 1% del total.</p> <p>En este orden de ideas, se debe tener en cuenta que en el número 1 (Consideraciones iniciales) de las bases del "Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 – Noviembre 2020", aprobadas mediante Resolución Exenta N° 79-2016, se estableció que:</p> <p>"... las pérdidas medias de energía y potencia, así como los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, se calcularán suponiendo que todos los usuarios de la empresa modelo tienen factor de potencia igual a noventa y tres por ciento inductivo."</p> <p>Asimismo, en el número 5.2 (Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico de la empresa modelo), se dispuso que:</p> <p>"En el dimensionamiento del sistema eléctrico el Consultor deberá suponer que cada uno de los consumidores presenta un factor de potencia igual a 93% inductivo."</p> <p>Así, como se constata, en la determinación del Valor Agregado de Distribución no se contemplan los recursos para corregir el factor de potencia de los clientes finales, por lo que los costos asociados (inversiones, mayores pérdidas, etc.) deben ser soportados por los clientes que corresponda, ya sea que lo hagan efectuando las inversiones del caso o pagando el recargo por factor de potencia contemplado en la normativa actual.</p> <p>Adicionalmente, la instalación de equipos que mejore el factor de potencia es una decisión económica del cliente. Por ejemplo, cuando se trata de un consumo simple, puede mejorarse su factor de potencia con un equipo de compensación, pero cuando se trata de múltiple líneas productivas, el proyecto no solo intervendría la red de distribución sino que además las instalaciones interiores de los clientes, lo que podría conllevar altos costos por los equipos de potencia que deberían instalarse, que el cliente no podría asumir.</p> <p>Por otro lado, es necesario hacer presente que, de un análisis comparado, se concluye que en la mayor parte de las legislaciones se considera un cargo explícito para aquellos clientes que no cumplen factores de potencia mínimos. Tal el caso de países como Italia, España, Reino Unido, Perú y Brasil. Cabe además hacer presente que, en conformidad con lo establecido en la NTD vigente, los clientes residenciales no están sujetos a cobros por mal factor de potencia.</p> <p>Además, se solicita definir que el cálculo del factor de potencia mediante intervalos de 10 o 15 minutos sea aplicable sólo a aquellos clientes que ya dispongan de una unidad de medida con</p>	<p>Para el caso de los Clientes cuya capacidad de Empalme es mayor a 100 kW, que no dispongan de medidores capaces de medir consumos de potencia activa y reactiva, la Empresa Distribuidora deberá implementar las soluciones de medición que cumplan con las exigencias establecidas en el Título 6-4 de la presente NT, y que permitan determinar el Factor de Potencia medio mensual.</p> <p>Con todo lo anterior, en caso que una ventana móvil de 12 meses, se detecte incumplimiento en la exigencia establecida en el presente artículo por parte del Cliente en tres meses de la ventana indicada, la Empresa Distribuidora informará al Cliente que debe puede implementar las soluciones respectivas para mejorar su factor de potencia en un plazo a convenir. Dicho plazo no puede superar los 6 meses desde la notificación. La información que envíe la Empresa Distribuidora debe contener el registro con las mediciones y la memoria de cálculo que justifiquen la notificación del incumplimiento, con copia a la Superintendencia. En caso que se detecte el incumplimiento en una nueva ventana móvil, la Empresa distribuidora repetirá el procedimiento descrito. Si al cabo del plazo indicado en el inciso anterior, el Cliente no ha implementado la solución que le permite corregir el factor de potencia, la Empresa Distribuidora notificará a la Superintendencia, en un plazo máximo de 5 días hábiles, respecto del incumplimiento y del costo eficiente del equipamiento que permite corregir el factor de potencia. La Superintendencia, dentro de los 10 días hábiles contados desde dicha notificación, podrá autorizar a la Empresa Distribuidora a instalar el equipamiento necesario para corregir el Factor de Potencia del Cliente, indicado además la metodología de facturación del costo eficiente de la solución a traspasar al Cliente.</p> <p>Con todo, en caso de detectar un incumplimiento en la exigencia establecida en el presente artículo por parte del Cliente, la Empresa Distribuidora podrá imputar un cargo al Cliente en la facturación del mes correspondiente, cuyo monto será determinado de acuerdo a lo indicado en el punto "5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual" del Decreto de Precio de Nudo vigente a la fecha de facturación.</p> <p>En caso de imputar un cargo mensual por incumplir las exigencias asociadas al Factor de Potencia, según lo indicado en el presente artículo, la Empresa Distribuidora deberá comunicar al Cliente el cobro de dicho cargo, adjuntando los</p>		

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
			perfil horario. En aquellos casos en que no exista dicha unidad de medida, se permita aplicar este cobro a partir del factor de potencia medio mensual (de igual manera que a los clientes en BT). Esto considerando la voluntariedad incluida en el título 5-4 de la presente norma.	registros de las mediciones utilizadas y la memoria de cálculo que justifiquen la aplicación del cargo. La Empresa Distribuidora deberá mantener disponibles dichos registros en caso que la Superintendencia o el Cliente los requieran.		
7	Fenacopel	3-10	Se señala en párrafo 6 "...el Cliente no ha implementado la solución que le permite corregir el FP la empresa distribuidora notificará a la SEC en un plazo máximo de 5 días hábiles..." y ..."la SEC podrá autorizar a la empresa a instalar el equipamiento necesario para corregir el FP..."	La implementación de la solución corresponde a intervención de la instalación eléctrica interior que no debiera ser competencia ni responsabilidad de la empresa distribuidora, sino a través de un instalador eléctrico autorizado. Dichos trabajos deben ser inscritos mediante formulario TE1, que lo hace un instalador SEC.	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación, pero se modifica la propuesta planteada en la consulta pública, respecto de que sea la Empresa Distribuidora la que implemente la solución, quedando solo a potestad del cliente instalar la solución.
8	EEAG	3-11	Considerando los argumentos expuestos para modificar la propuesta de cambios del artículo 3-10, se debe modificar el artículo 3-11.	Para Clientes cuya capacidad de Empalme es mayor a 100 kW conectados en BT, la Empresa Distribuidora podrá aplicar el procedimiento de revisión del Factor de Potencia establecido en el artículo anterior.	Se acoge parcialmente.	La justificación está en la respuesta ID 7, sin embargo, este artículo sí cambia su contenido de acuerdo a la modificación indicada.
9	EEAG	3-13	<p>El artículo 3-13 indica:</p> <p><i>"Las Empresas Distribuidoras, en caso de detectar incumplimientos a las exigencias establecidas para la Calidad de Producto, deberán informar dichos incumplimientos a la Superintendencia, conforme lo establecido en el Artículo 6-20, adjuntando los antecedentes correspondientes y un plan de normalización para subsanar el incumplimiento respectivo. El plan de normalización deberá indicar, al menos, una descripción de las acciones correctivas y el plazo para su implementación, el cual no podrá exceder de 120 días hábiles contados desde que se haya verificado el incumplimiento."</i></p> <p>Además, el art. 6-20 establece que:</p> <p><i>"Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia, a más tardar el día 20 de cada mes, un informe con los resultados obtenidos durante la Campaña de Medición realizada en el mes precedente, en el cual deberán incluirse las mediciones obtenidas a través de los equipos de medida ubicados en la Cabecera de los Alimentadores, según se establece en el Artículo 6-1 de la presente NT."</i></p> <p>Al respecto, se considera que:</p>	<p>Sin perjuicio del ejercicio de las facultades de fiscalización de la Superintendencia, las Empresas Distribuidoras, en caso de detectar incumplimientos a las exigencias establecidas para la Calidad de Producto, deberán informar dichos incumplimientos a la Superintendencia, conforme lo establecido en el Artículo 6-20, adjuntando los antecedentes correspondientes y un plan de normalización para subsanar el incumplimiento respectivo. El plan de normalización deberá indicar, al menos, una descripción de las acciones correctivas y el plazo para su implementación, el cual no podrá exceder de 120 días hábiles contados desde que se haya verificado el incumplimiento.</p> <p>En caso de que la normalización requiera del pronunciamiento de instituciones gubernamentales, tales como Ministerio de Obras Públicas, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Municipalidades, entre otros, los plazos de tramitación de dichos organismos no serán contabilizados dentro de los plazos límites exigibles a la Empresa Distribuidora. En caso que la Empresa Distribuidora requiera un plazo mayor para</p>	No se acoge.	El artículo indicado no fue sometido a consulta pública ya que no presenta modificaciones respecto de la versión vigente.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
			<p>- Para ejecutar las obras se debe considerar el tiempo de otras instituciones, por ejemplo, vialidad, que tiene un plazo mínimo de 4 meses que puede llegar hasta 2 años para entregar respuesta a las solicitudes. Para ello, se propone que de requiere pronunciamiento de instituciones gubernamentales, tales como Ministerio de Obras Públicas, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Municipalidades, entre otros, los plazos de tramitación de dichos organismos no serán contabilizados dentro de los plazos límites exigibles a la Empresa Distribuidora</p> <p>- Se hace presente que en los primero años de vigencia de la presente norma técnica, las empresas distribuidoras deberán normalizar un gran número de instalaciones, por ello, sea propone establecer que el plan de acción será exigido para el régimen permanente, incorporando un artículo transitorio que indique que los planes de acción serán exigibles con posterioridad a 3 años de entrada en vigencia de la presente norma técnica</p> <p>- La norma no establece claramente cual deberá ser el accionar de la empresa distribuidora si el incumplimiento detectado a la exigencia es de responsabilidad del cliente. Se propone que la Norma indique que el plan de normalización que debe entregar la empresa distribuidora a la Superintendencia , sólo se establecerá el plan de acción correctivas que son responsabilidad de la distribuidora. Para aquellos incumplimientos detectados que son de responsabilidad del cliente, se les notificará con copia a la Superintendencia.</p>	<p>implementar el plan de normalización, antes de 30 días hábiles al vencimiento del plazo señalado anteriormente, deberá solicitar a la Superintendencia la ampliación del plazo, indicando las razones que justifiquen su extensión. Dicho plan de normalización sólo aplicará para las acciones correctivas que son de responsabilidad de la distribuidora. Para aquellos incumplimientos detectados que son de responsabilidad del cliente, se les notificará con copia a la Superintendencia.</p>		



Observaciones Capítulo 4:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
1	Colbún S.A.	4-3	Solicitamos que las interrupciones de suministro asociadas a desconexiones forzadas (fallas) también sean informadas a los Suministradores mensualmente (en Art. 4-4), e incluir la "Causa Raíz" de la Interrupción (punto 2 del Art. 4-4) (ej: choque a poste, nevazón, temporal de viento y lluvia, descarga, aves, etc.)	<p>Incorporar al final del Artículo 4-4 "Registro de Interrupciones" el siguiente párrafo:</p> <p><i>"Las Interrupciones de Suministro deberán ser informadas por la Empresa Distribuidora a todos los Clientes y Usuarios que se verán afectados por dicha desconexión. En el caso de Clientes Libres que no sean suministrados por la Empresa Distribuidora, se deberá informar también al suministrador respectivo."</i></p> <p>Agregar punto 2.7 en el numeral 2 del Artículo 4-4 "Registro de Interrupciones":</p> <p><i>"2.7 Causa Raíz de la Interrupción (choque a poste, nevazón, temporal de viento y lluvia, descarga, aves, entre otros)"</i></p>	No se acoge.	El artículo indicado no fue sometido a consulta pública.
2	Colbún S.A.	4-3	<p>Solicitamos que los indicadores globales de interrupciones de suministro (SAIFI y SAIDI) sean calculados distinguiendo entre clientes libres y regulados y también entre libres suministrados por la Distribuidora y libres suministrados por terceros (ver 4to párrafo Art. 1-13).</p> <p>Esta distinción permite disponer de una referencia de cómo es la calidad de suministro entre tipos de clientes, para monitorear que no exista discriminación en la atención de las interrupciones.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, los índices globales de interrupciones de suministro de todas maneras deberían ser publicados para que los suministradores y usuarios tengan una referencia para comparar con sus índices individuales (TIC y FIC), lo que también deben ser conocidos por el cliente y su suministrador.</p>	<p>Agregar al final del Artículo 4-1 el siguiente párrafo:</p> <p><i>"Las Empresas Distribuidoras deberán publicar mensualmente los indicadores definidos en el presente Artículo, para el completo y oportuno conocimiento de usuarios, clientes y suministradores."</i></p> <p>Agregar al final del Artículo 4-2 el siguiente párrafo:</p> <p><i>"Los indicadores globales de interrupciones de suministro (SAIFI y SAIDI), descritos en el presente Artículo, serán determinados distinguiendo entre clientes libres y regulados y también entre libres suministrados por la Distribuidora y libres suministrados por terceros. Las Empresas Distribuidoras deberán publicar mensualmente estos indicadores para el completo y oportuno conocimiento de usuarios, clientes y suministradores."</i></p>	No se acoge.	La NTD define exigencias para los Clientes y Usuarios del Sistema Distribución, diferenciadas solo por la densidad de la red.
3	Fenacopel	4-3	En Estado Anormal, están considerando computar los indicadores asociados a las frecuencias de interrupciones. Los indicadores FIC y SAIFI no deben computar para estado Anormal, ya que es un Estado que se activa bajo criterios propios de la NT y cuando las causas no son imputables a la Empresa Distribuidora.	no deberán considerarse para el cálculo de los indicadores establecidos en el Artículo 4-1 y Artículo 4-2 de la presente NT.	Se acoge parcialmente.	Los índices FIC y SAIFI no serán computados en el Estado Anormal, pero la redacción no se ajustará exactamente a lo propuesto.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
4	EEAG	4-5	El artículo 4-5 de la NTD vigente ya contiene un numeral 3.5, por lo que no corresponde incorporar dicho numeral, sino modificarlo.	17. Incorporación Modificación al Artículo 4-5 Programación de Desconexiones (numeral 3.5)	Se acoge.	
5	EEAG	4-5	<p>Se indica que: <i>“En caso de suspender, postergar o modificar Desconexiones Programadas que hayan sido informadas a los Cliente y Usuarios, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a éstos el cambio en la programación, con una anticipación mínima de 8 horas respecto del horario establecido inicialmente para la realización de la Desconexión Programada.”</i></p> <p>Por diversos temas, como por ejemplo de seguridad, los trabajos programados pueden ser suspendidos hasta una hora antes de lo establecido, la exigencia de entregar una comunicación con una anticipación mínima de 8 horas respecto al horario establecido, no en todos los casos es factible de cumplir. Se propone indicar casos, como seguridad de las personas, donde no será exigible cumplir con el aviso con una anticipación de 8 horas.</p>	<p>En caso de suspender, postergar o modificar Desconexiones Programadas que hayan sido informadas a los Cliente y Usuarios, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a éstos el cambio en la programación, con una anticipación mínima de 8 horas respecto del horario establecido inicialmente para la realización de la Desconexión Programada, dicha exigencia no aplicará para los casos que corra riesgo la seguridad de las personas u cosas o a requerimiento del Coordinador Eléctrico Nacional. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá comunicar por escrito a la Superintendencia, a la brevedad o al día siguiente hábil, el cambio en la programación de la Desconexión Programada.</p>	Se acoge.	
6	EEAG	4-5	<p>El artículo establece los requerimientos para comunicar las desconexiones programadas, en el punto 2 se establece que: <i>“En el caso de Desconexiones Programadas por trabajos en sistemas ubicados aguas arriba de las instalaciones de distribución y que sean gestionados por el Coordinador, la comunicación deberá realizarse, al menos, 120 horas antes de la realización de la Desconexión Programada.”</i></p> <p>El plazo para notificar desconexiones aguas arriba de la distribuidora, debería ser revisado con los tiempos que se establecerán en la Norma Técnica de Programación de la Operación. Además, se observa que la norma técnica entrega un mayor plazo para notificar a los clientes si la desconexión programada es gestionada por el Coordinador que si es de la distribuidora. Se</p>	<p>1. Se deberá informar a los Clientes y Usuarios al menos 120 72 horas antes de la realización de la Desconexión Programada. 2. En el caso de Desconexiones Programadas por trabajos en sistemas ubicados aguas arriba de las instalaciones de distribución y que sean gestionados por el Coordinador, la comunicación deberá realizarse, acorde a lo establecido en la Norma Técnica de Programación de la Operación. al menos, 120 horas antes de la realización de la Desconexión Programada.</p>	No se acoge.	La propuesta no guarda relación con la modificación propuesta por la Comisión.



Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			solicita mayor tiempo de aviso para el caso de trabajos de la distribuidora, ampliando de 72 horas a 120 horas.			
7	EEAG	4-6	Existen casos en que para ejecutar una desconexión programada, se necesite la intervención de organismos distintos a la empresa distribuidora. Para dichos casos, el tiempo de otras entidades deberían ser descontados de los límites indicados en la tabla 19, la eficiencia y diligencias de otras instituciones no puede ser controlado por las concesionarias.	En caso de que la ejecución de una desconexión programada requiera del pronunciamiento de instituciones gubernamentales, tales como Ministerio de Obras Públicas, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Municipalidades, entre otros, los plazos de tramitación de dichos organismos no serán contabilizados dentro de los plazos límites exigibles a la Empresa Distribuidora. Las Desconexiones Programadas deberán ser consideradas para el cálculo de los indicadores TIC y SAIDI en la medida que su Duración Acumulada exceda los límites establecidos en la Tabla 19. En caso que la Duración Acumulada de las Desconexiones Programadas exceda los límites establecidos en la Tabla 19, las horas de exceso deberán ser consideradas para el cálculo de los indicadores TIC y SAIDI.	No se acoge.	El artículo indicado no fue sometido a consulta pública ya que no presenta modificaciones respecto de la versión vigente.



Observaciones Capítulo 5:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
1	EEAG	5-1	Se debe precisar que en el caso de solicitudes para la conexión o ampliación de servicios que incluyan Equipamiento de Generación, deberá considerarse la normativa vigente para dichos clientes.	Se debe modificar el numeral 1.7, de la siguiente forma: "1.7. En los casos en que la nueva conexión o ampliación de servicios involucre un EG, deberá ser informado por el Cliente en la solicitud, debiendo ceñirse a la normativa vigente para ellos. "	Se acoge parcialmente.	Se acoge la observación, pero se modifica la redacción.
2	EEAG	5-1	En el inciso segundo del número 3 se considera la posibilidad de ampliar en 5 o 10 días hábiles el plazo siempre y cuando, para la elaboración del estudio, la Empresa Distribuidora requiera realizar visitas en terreno. Al respecto, considerando los tiempos que efectivamente se necesitan para programar y realizar la visita a terreno, se debe incrementar el plazo adicional a 15 días hábiles.	Se solicita modificar el segundo inciso del número 3 del artículo 5-1 de la NTD, de la siguiente forma: "El plazo de 15 días hábiles señalado en este numeral podrá ser ampliado hasta por 5 o 10 15 días hábiles adicionales, para las redes de densidad baja y muy baja respectivamente siempre y cuando, para la elaboración del estudio, la Empresa Distribuidora requiera realizar visitas en terreno. En estos casos, la Empresa Distribuidora deberá indicar en el estudio la fecha en que se realizó la visita a terreno."	Se acoge parcialmente.	Se acepta la propuesta de extender a todas las densidades, pero no la ampliación del plazo, ya que la Empresa Distribuidora cuenta con los 15 días hábiles iniciales y no se justifica que una visita a terreno tome 15 días hábiles más.
3	EEAG	5-1	En el número 1 se señala que el solicitante deberá "comunicar" a la empresa distribuidora su solicitud de conexión o ampliación de servicio, mientras que la actual NTD establece que deberá "solicitar" a la empresa distribuidora. Al respecto, es aconsejable pide mantener el verbo "Solicitar" que se define como realizarlo formalmente y siguiendo un procedimiento establecido, en lugar de "Comunicar" ya que se puede interpretar como el sólo hecho de hacer saber algo de manera informal. Adicionalmente, establece que el solicitante deberá comunicar a la empresa distribuidora su solicitud de "conexión o ampliación de servicio", pero este punto de la NTD se refiere al Informe de Condiciones Previas o Factibilidad Técnica de Suministro, que es previo a la solicitud de conexión.	Se solicita modificar el número 1 de la siguiente forma: "El solicitante, ya sea Usuario o persona natural o jurídica que no tenga el carácter de Usuario, deberá comunicar solicitar a la Empresa Distribuidora su solicitud de conexión o ampliación de servicio, según corresponda. Informe de Condiciones Previas o Factibilidad Técnica de Suministro. Dicha solicitud deberá indicar, al menos, lo siguiente:".	No se acoge.	La redacción es explícita en la forma y el contenido de la comunicación, es más indica que lo que se "comunica" es una solicitud e incluso, se le trata de solicitante a la persona (natural o jurídica) interesada.
4	EEAG	5-1	Se amplía la posibilidad de tramitación de las solicitudes de "clientes" a "...así como toda persona natural o jurídica que no tenga carácter	Se debe considerar lo siguiente: Solicitud de modificación del primer inciso. "Todo Usuario ubicado dentro de una zona de concesión	Se acoge parcialmente.	La exigencia para presentar el dominio de la propiedad está en el

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>de Usuario". Esto que permitiría que un arrendatario o cualquier tercero pueda solicitar sin estar de acuerdo el dueño de la propiedad. En los casos de requerir visita en terreno y esta no se ha posibilitado por problemas de contacto, conforme a los datos aportados en la solicitud, o disponibilidad del solicitante o cliente, se solicita que el plazo adicional comience desde la visita a terreno acordada con el cliente.</p>	<p>de una Empresa Distribuidora, o que estando fuera de ella se conecte a las instalaciones de la Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros, así como toda persona natural o jurídica que no tenga el carácter de Usuario, y que cuente con una autorización escrita de parte del dueño de la propiedad, que incluya sus datos de contacto, podrá solicitar mediante una comunicación dirigida a dicha Empresa Distribuidora, la conexión o ampliación de servicios , según corresponda, sean en forma definitiva o provisoria."</p> <p>Solicitud de modificación del tercer inciso. " El plazo de 15 días hábiles señalado en este numeral podrá ser ampliado hasta por 5 a 10 15 días hábiles adicionales, para las redes de densidad baja y muy baja respectivamente siempre y cuando, para la elaboración del estudio, la Empresa Distribuidora requiera realizar visitas en terreno. En estos casos, la Empresa Distribuidora deberá indicar en el estudio la fecha en que se realizó la visita a terreno. El plazo comenzará a regir desde el contacto con el cliente, donde este último acordará la fecha de la visita.</p>		<p>punto 4 del mismo inciso, por lo que se modifica la redacción tal que quede como condición para comunicar la solicitud.</p>
5	Colbún S.A.	5-1	<p>Se han presentado casos de clientes que habiendo requerido aumentos de capacidad para alcanzar la potencia instalada necesaria y optar a ser cliente libre, han recibido por parte de la Distribuidora presupuestos elevados, sin una adecuada justificación técnica. Para evitar la reiteración de casos como este, solicitamos definir un formato "Tipo" para que la Empresa Distribuidora justifique la obra solicitada.</p>	<p>Al final del numeral 2.1 del Artículo 5-1, incorporar el siguiente párrafo:</p> <p><i>"Todas las obras adicionales que la Empresa Distribuidora determine que deben ejecutarse deberán estar respaldadas por estudios técnicos propios o contratados con terceros, los que deberán basarse en criterios indicados en la presente Norma Técnica. Las Empresas Distribuidoras deberán incluir un anexo al Informe donde se justifique técnicamente cada una de las obras, equipos o elementos de la red requeridos."</i></p> <p>Incluir entre el punto 5 y punto 6 del Artículo 5-3 el documento anterior como parte del Expediente de la Distribuidora:</p> <p>"6) Justificación técnica para cada uno de los ítems presentados en el presupuesto"</p>	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
6	Colbún S.A.	5-1	Solicitamos que en la Norma Técnica quede absolutamente claro que no existen Normativas "internas" de las Distribuidoras que puedan justificar o respaldar conexiones o ampliaciones, pues solo deben ser aplicables las Normas Técnicas, Leyes y Reglamentos.	Al final del Artículo 5-3, incorporar el siguiente párrafo: <i>"Los estándares técnicos exigibles a los Clientes para la conexión o ampliación de sus servicios, por parte de las Empresas Distribuidoras, deben estar señalados o respaldados únicamente por la presente Norma Técnica o sus anexos, quedando excluidos de estos respaldos cualquier normativa o estándar técnico interno de las Empresas Distribuidoras."</i>	No se acoge.	Las Empresas Distribuidoras deben ceñirse a la normativa vigente, en caso de detectarse algún incumplimiento, éste deberá ser remitido a la Superintendencia.
7	Colbún S.A.	5-1	Incluir capítulo de "Protecciones", pues la actual Norma Técnica no contempla criterios técnicos para la instalaciones de protecciones para el empalme de clientes libres y regulados. Se solicita incluir un Capítulo en la Norma donde se indique el estándar técnico que deben mantener las instalaciones desde el punto de vista de la implementación de sus protecciones, definiendo los supuestos para los estudios de protecciones, responsables de su desarrollo, plazos, sistemas de protección utilizar (fusible/reconector/otro), entre otros.		No se acoge.	Si bien es atendible la observación, no se enmarca en la consulta pública.
8	Colbún S.A.	5-1	Solicitamos incluir expresamente en el punto 2.2 que las Distribuidoras deberán informar los niveles de cortocircuito junto con el respectivo respaldo técnico (bases de cálculo, modelos, supuestos, parámetros técnicos utilizados, entre otros), ya sea en el transformador de distribución más cercano al punto de conexión o en el punto del Alimentador.	Númeral 2.2 del Artículo 5-1, incorporar lo siguiente: <i>"En el caso de los consumos cuya potencia instalada sea superior a 75 kW o si el solicitante lo requiera expresamente, se deberá indicar también el nivel de cortocircuito en el transformador de distribución más cercano al punto de conexión o en otro transformador de distribución, siempre que existan razones técnicas que lo justifiquen. Cuando se trate de una nueva conexión en media tensión, se debe especificar el nivel de cortocircuito en el punto del Alimentador. Los niveles de cortocircuito deberán ser informados junto con el respectivo respaldo técnico, adjuntando al menos las bases de cálculo, modelo utilizado, supuestos, parámetros técnicos, entre otros."</i>	No se acoge.	Los niveles de cortocircuito son informados de acuerdo a lo establecido en la presente NTD y sus respaldos pueden ser solicitados a la Empresa Distribuidora.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
9	Enor	5-1	En artículo favor indicar plazo en que la empresa distribuidora informará comunicación a la Superintendencia. Del mismo modo, al momento de un interesado enviar una solicitud a la distribuidora, este debiese informar a la superintendencia que se abrió un proceso con la distribuidora, de lo contrario no la superintendencia no tendrá registro de cuando se comenzó el proceso. Lo anterior ayuda a que la distribuidora se sujete a los plazos legales.	18. Modificación del Artículo 5-1 Solicitudes para la Conexión o Ampliación de Servicios. Todo Usuario ubicado dentro de una zona de concesión de una Empresa Distribuidora, o que estando fuera de ella se conecte a las instalaciones de la Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros, así como toda persona natural o jurídica que no tenga el carácter de Usuario, podrá solicitar mediante una comunicación dirigida a dicha Empresa Distribuidora, con copia a la superintendencia, la conexión o ampliación de servicios, según corresponda, sean en forma definitiva o provisoria. Las comunicaciones que se efectúen entre la Empresa Distribuidora y el solicitante podrán realizarse mediante técnicas y medios electrónicos, por medio de carta certificada o una carta ingresada en la oficina comercial o sucursal de la Empresa Distribuidora, a opción del solicitante. La Empresa Distribuidora deberá remitir copia de dicha comunicación y su correspondiente respuesta a la Superintendencia en el formato, medio y plazo que ésta disponga.	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción.
10	Fenacopel	5-1	En el numeral 3 se baja el plazo de ampliación para respuestas de los estudios de proyectos y se incorporan tiempos dependiendo de la densidad de la comuna. Actualmente se puede ampliar en 15 días hábiles los plazos y estos se bajan a 5 en el caso de densidad baja y 10 en caso de densidad muy baja.	Lo ideal es contar a lo menos con los plazos actuales, es decir 15 días hábiles y una ampliación de plazos por 15 días mas.	No se acoge.	Es de opinión de la Comisión que el plazo anterior, no se ajustaba a las tareas que se deben realizar para responder a una solicitud de conexión a la red.
11	CChC	1-19	La afirmación "Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá proponer un plazo para materializar la conexión o ampliación de servicios solicitados por el Cliente respectivo." no incorpora al cliente en el proceso de definición de plazos, dejándolo completamente en manos de la distribuidora.	En caso de requerir otros permisos, se debiera explicitar qué permisos pudieran requerir un plazo adicional, y entregar un rango adecuado en cada caso.	Se acoge parcialmente.	Se incorporará para este caso la instancia en la que la Empresa Distribuidora acuerde el plazo con el cliente.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación																				
12	EEAG	5-2	<p>Se solicita reemplazar en la Tabla 4 [Plazos máximos para la conexión o ampliación de servicios de los Clientes], por la sugerida. Los permisos de terceros diligentemente solicitados, tienen un tiempo de autorización incierto, especialmente en temas de servidumbres privadas, MOP, concesionarias o EFE. De no hacerlo, la Superintendencia se verá excedida en la cantidad de propuestas de nuevos plazos para la materialización de los proyectos. Asimismo, se sugiere segmentar por la capacidad del emplame ya que generalmente, para niveles de Potencia sobre 150kW, los clientes acuerdan plazos de construcción post autorización.</p>	<p>Se propone agregar que los casos de solicitudes múltiples serán tratados considerando la suma de las potencias a conectar.</p> <p>Adicionalmente, incluir las siguientes modificaciones en la Tabla 4</p> <p>Tabla 4: Plazos máximos para la conexión o</p> <table border="1" data-bbox="972 553 1482 829"> <thead> <tr> <th data-bbox="972 553 1230 578">Plazo de días hábiles</th> <th colspan="3" data-bbox="1230 553 1482 578">Capacidad del Emplame, en [kW]</th> </tr> <tr> <th data-bbox="972 578 1230 602">Casos</th> <th data-bbox="1230 578 1308 602">1 a 10</th> <th data-bbox="1308 578 1386 602">11 a 150</th> <th data-bbox="1386 578 1482 602">>150</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="972 602 1230 659">No requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1</td> <td data-bbox="1230 602 1308 659">10</td> <td data-bbox="1308 602 1386 659">20</td> <td data-bbox="1386 602 1482 659">90</td> </tr> <tr> <td data-bbox="972 659 1230 740">Requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1, pero no solicitar permisos a terceros</td> <td data-bbox="1230 659 1308 740">-</td> <td data-bbox="1308 659 1386 740">60</td> <td data-bbox="1386 659 1482 740">90</td> </tr> <tr> <td data-bbox="972 740 1230 829">Requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1 y solicitar permisos a terceros</td> <td data-bbox="1230 740 1308 829">-</td> <td data-bbox="1308 740 1386 829">Acuerdo</td> <td data-bbox="1386 740 1482 829">Acuerdo</td> </tr> </tbody> </table> <p>serán exigibles después de doce meses publicada la actualización de esta norma.</p>	Plazo de días hábiles	Capacidad del Emplame, en [kW]			Casos	1 a 10	11 a 150	>150	No requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1	10	20	90	Requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1, pero no solicitar permisos a terceros	-	60	90	Requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1 y solicitar permisos a terceros	-	Acuerdo	Acuerdo	Se acoge parcialmente	<p>Se acoge la propuesta de considerar la suma de las potencias de solicitudes múltiples. Respecto al acuerdo entre la Empresa Distribuidora con el cliente en cuenta a los plazos de solicitudes de conexión o ampliación, es opinión de la Comisión que debe existir un plazo máximo. Finalmente, la solicitud de incorporar un artículo transitorio se acoge pero con plazo menor a los solicitados.</p>
Plazo de días hábiles	Capacidad del Emplame, en [kW]																									
Casos	1 a 10	11 a 150	>150																							
No requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1	10	20	90																							
Requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1, pero no solicitar permisos a terceros	-	60	90																							
Requiere obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo 5-1 y solicitar permisos a terceros	-	Acuerdo	Acuerdo																							
13	EEAG	5-2	<p>El párrafo penúltimo cita un ejemplo de circunstancias limitantes para el cumplimiento del plazo de conexión o ampliación. Si bien se señala que es a título ejemplar, podría entenderse como excluyente de situaciones muy distintas que producen el mismo efecto. Es lo que pasa con las limitantes en transmisión. Por esto, se debe eliminar el ejemplo. Además, se indica la forma de proceder cuando existan limitantes para cumplir los plazos de conexión que "hayan sido tramitados de forma diligente".</p>	<p>Se debe modificar el texto de la siguiente manera: "En caso de que la Empresa Distribuidora considere que existen limitantes que impiden dar cumplimiento a lo establecido en el presente artículo, tales como permisos de terceros que se encuentran pendientes y que son necesarios para la ejecución de las obras adicionales en la Red de Distribución a que se refiere el artículo anterior y que hayan sido tramitadas de forma diligente, deberá informar a la Superintendencia las razones que justifican dicho impedimento, dentro de los plazos establecidos en la Tabla 20 de la presente NT. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá</p>	No se acoge.	<p>El párrafo del artículo indicado no presenta modificaciones respecto de la versión vigente. Sin perjuicio de lo anterior, el caso indicado corresponde solamente a un ejemplo y no como la única situación excluyente. Respecto a los requisitos para que se considere como tramitado de forma</p>																				

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
				<p>proponer un plazo para materializar la conexión o ampliación de servicios solicitados por el Cliente respectivo."</p> <p>Además, se solicita precisar los requisitos para que se considere como tramitado de forma diligente.</p>		diligente, corresponderá determinar a la SEC.
14	Fenacopel	5-2	Complementando lo anterior, existe un cambio de criterio, ya que actualmente se está segregando por potencia y la modificación no considera esta variable y se cambia a si la nueva conexión requiere obras adicionales y permisos de terceros.	Se solicita ampliar los plazos, ya que cuando se tramita un proyecto en vialidad para el permiso de uso de la faja fiscal, el promedio de la tramitación es de 150 días de corrido, posterior a la obtención de este permiso, recién corren los plazos de construcción. Caso similar para los planes de manejo frente a CONAF.	No se acoge.	La normativa dispone del tratamiento de casos con las características mencionadas, en donde la Empresa Distribuidora debe solicitar la ampliación del plazo a la Superintendencia.
15	Fenacopel	5-2	Aumentar los plazos máximos para la conexión o ampliación de la red de servicios de Los Clientes, señalados en la Tabla 4. Lo anterior dado que 10 días hábiles corresponden por lo general a 14 días corridos, y el plazo actual en la NT para empalmes de 1 a 10 [kW] es de 15 días corridos, también queda sujeto a la interpretación de cuándo inicia el primer día hábil.	Plazo de días hábiles: 11, 22 y 95 respectivamente	No se acoge.	Es de opinión de la Comisión que los nuevos plazos son suficientes para materializar una conexión o ampliación de acuerdo a las tareas asociadas según cada categoría. Por otro lado, la NTD sí establece un día cierto desde el cual comienzan a regir los plazos.
16	Fenacopel	5-2	Punto 4 de tabla 5, en la exigencia del indicador TRR reclamos (3,5 días) y TRR solicitudes (8 días)	Plazo actual normativo para dar respuestas a reclamos y solicitudes es de 30 días. En la práctica, en el caso de reclamos y solicitudes generalmente requiere una visita a terreno que se debe coordinar con cliente y no se cumpliría con los plazos de 3,5 días y 8 días, los plazos no son realistas.	Se acoge parcialmente.	Se amplía el plazo, pero con miras a llegar a un mejor desempeño, éste será menor al propuesto por FENACOPEL.
17	Fenacopel	5-2	<p>Los plazos para la conexión y ampliación de servicios están planteados en el artículo 111 del DS N°327.</p> <p>En caso de proponer una nueva metodología para calcular los plazos para la conexión y ampliación</p>	Suprimir modificación propuesta.	No se acoge.	Respecto a esta materia, debe remitirse a la interpretación efectuada por la Superintendencia (Oficio N°5719 del 23 de

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			de servicios en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, esta debe estar conforme a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.			marzo 2018), que indica en la parte pertinente, que la presente NT reemplaza las disposiciones del Decreto Supremo 327.
18	EEAG	5-5	<p>En el numeral 2.1 del artículo 5-5 se indica que las Empresas Distribuidoras deberán entregar la totalidad de las facturas o boletas de sus Clientes y Usuarios, en un plazo cuyo término deberá ser, como máximo, anterior en 10 días hábiles a la fecha de vencimiento de la respectiva factura o boleta.</p> <p>Al respecto, en consideración de las tendencias globales de sustentabilidad y transformación digital, la Norma Técnica debiese fomentar el envío de las facturas y boletas a través de medios digitales, tales como correo eléctrico, SMS, web u otros similares.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción:</p> <p>“Las Empresas Distribuidoras podrán hacer entrega de las facturas o boletas a sus Clientes y Usuarios actuales a través de medios digitales tales como correo electrónico, notificación vía SMS, Sucursal Virtual, entre otros mecanismos que disponga la concesionaria y a los que acceda el propietario y/o el arrendatario de la instalación. Al aceptar la suscripción electrónica de boleta o factura, el Cliente renuncia a la recepción del documento físico. En el caso de nuevos clientes, éstos podrán ser inscritos de manera automática a boleta y factura digital, previa entrega de información por parte de la distribuidora y con la aceptación de esta condición por parte del nuevo cliente.”</p>	Se acoge parcialmente.	Se acoge la observación, pero se modifica la redacción.
19	EEAG	5-7	<p>De acuerdo a lo indicado en el numeral 1 del artículo 5-7, la concurrencia de personal calificado de la empresa distribuidora u otra operación remota que permita iniciar los trabajos para resolver la falla deberá efectuarse en un plazo inferior a 2 horas en redes de densidad alta o media y 4 horas en redes de densidad baja o muy baja, desde que la empresa distribuidora toma conocimiento de la falla.</p> <p>Al respecto, es necesario tener en cuenta que en todo proceso pueden existir condiciones de borde y situaciones especiales ajenas a la actuación propia de la distribuidora. Asimismo, el indicador no discrimina la cantidad de clientes afectados</p>	<p>Considerando los elementos expuestos anteriormente se propone:</p> <p>1) establecer niveles de servicio crecientes para el indicador de concurrencia, en lugar de un valor absoluto.</p> <p>2) ponderar cada evento por la cantidad de clientes afectados, de forma de otorgar mayor importancia a aquellos de mayor relevancia. fórmula propuesta es $\frac{\sum ce_i * x_i}{\sum ce_i}$, donde ce_i es cantidad de clientes afectados en evento i, y x_i es cumplimiento de tiempo de concurrencia en el evento i ($sí = 1$; $no=0$).</p>	No se acoge.	Este artículo no es objeto de la modificación sometido a consulta pública.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>por evento, asignando igual importancia a interrupciones individuales y masivas. Por otra parte, dada la aleatoriedad del proceso de interrupciones, se estima que no es costo-eficiente la obligación de dotar a las empresas de recursos para cubrir el 100% de los casos posibles en el estándar máximo vigente.</p> <p>Considerando los elementos expuestos anteriormente se propone:</p> <p>1) establecer niveles de servicio crecientes para el indicador de concurrencia, en lugar de un valor absoluto.</p> <p>2) ponderar cada evento por la cantidad de clientes afectados, de forma de otorgar mayor importancia a aquellos de mayor relevancia. fórmula propuesta es $\sum ce_i * x_i / \sum ce_i$, donde ce_i es cantidad de clientes afectados en evento i, y x_i es cumplimiento de tiempo de concurrencia en el evento i (sí = 1; no=0).</p>			
20	EEAG	5-9	<p>El segundo párrafo indica "En el evento que el Cliente haya efectuado un reclamo, la Empresa Distribuidora deberá dar respuesta al Cliente afectado por la interrupción por el mismo medio que ese haya empleado para efectuar el reclamo, o a través de alguna de las formas de comunicación establecidas en el presente artículo."</p> <p>Se debe contemplar también el caso que la respuesta se entregue en el instante al cliente, ya que varios reclamos son solucionados de manera inmediata.</p>	<p>Se sugiere la siguiente redacción: "En el evento que el Cliente haya efectuado un reclamo, la Empresa Distribuidora deberá dar respuesta al Cliente afectado por la interrupción por el mismo medio que ese haya empleado para efectuar el reclamo, o a través de alguna de las formas de comunicación establecidas en el presente artículo, siempre que el reclamo no haya sido solucionado de forma inmediata."</p>	Se acoge parcialmente.	Se acepta la propuesta, pero se modifica la redacción.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
21	EEAG	5-9	<p>El último inciso indica: "Excepcionalmente en el estado anormal, las Empresas Distribuidoras podrán informar a sus Clientes afectados de los pares Comuna-Empresa respectivas, por Interrupciones de Suministro los tiempos esperados de reposición, a través de medios masivos de comunicación, tales como: redes sociales, avisos radiales y televisivos, entre otros, lo anterior, una vez agotados las formas de comunicaciones establecidas en el presente artículo.", lo que limita el uso de medios masivos de forma ágil en estado anormal.</p> <p>Se restringe los medios de notificación a sólo el medio por el cual realizó su reclamo, se considera necesario abrir la posibilidad de utilizar mensajería mediante Aplicaciones Móviles</p>	<p>Debe decir:</p> <p>Para cumplir con las exigencias de información establecidas en el primer y segundo inciso del presente artículo, las Empresa Distribuidoras podrán implementar las siguientes formas de comunicación:</p> <p>4.- Cliente recibe un correo electrónico-alerta mediante la Aplicación Móvil de la Empresa Distribuidora con información general o específica del estado de suministro correspondiente a su número de cliente. Lo dispuesto en este numeral es aplicable sólo si el cliente ingresó el Reclamo por este medio o si el cliente ha elegido este canal como medio de contacto con la Empresa Distribuidora.</p> <p>"Excepcionalmente en el estado anormal, las Empresas Distribuidoras podrán informar a sus Clientes afectados de los pares Comuna-Empresa respectivas, por Interrupciones de Suministro los tiempos esperados de reposición, a través de medios masivos de comunicación, tales como: redes sociales, avisos radiales y televisivos, entre otros una vez agotados en lugar de las formas de comunicación individual establecidas en el presente artículo."</p>	Se acoge parcialmente.	Se acepta la propuesta, pero se modifica la redacción.
22	EEAG	5-9	<p>El primer inciso indica que las empresas distribuidoras deben cumplir con las exigencias de calidad de gestión comercial. Sin embargo, no considera que en meses puntuales se puedan dar condiciones de no cumplimiento por factores externos como temporales, fallas masivas, entre otros. Estas exigencias deben considerar excepciones justificadas adecuadamente.</p>	<p>Se sugiere la siguiente redacción:</p> <p>"Las Empresas Distribuidoras deberán dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas para los indicadores de Calidad de Gestión Comercial establecidos en la Tabla 21, y en los meses que no se cumpla, las empresas distribuidoras tendrán la posibilidad de justificar dicho incumplimiento mediante el envío de un informe a la superintendencia."</p>	No se acoge.	La Superintendencia, dentro de sus funciones, le corresponde fiscalizar el cumplimiento de los índices de gestión comercial de la NTD, por lo que si se produce un incumplimiento de estos podrá justificarlo ante ella.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
23	EEAG	5-9	Se debe especificar cuáles son "todas las acciones necesarias", a las consensuadas con la industria transversalmente: campañas publicitarias (generales, incentivadas), habilitar canal de actualización, entregar información en la boleta, y enriquecer la Base de Datos de Contactos.	<p>Donde dice:</p> <p>Lo anterior, no libera a las Empresas Distribuidoras de hacer todas las gestiones necesarias para mantener actualizada una base de datos con los contactos de cada Cliente.</p> <p>Debe decir:</p> <p>Lo anterior, no libera a las Empresas Distribuidoras de hacer todas las gestiones necesarias (campañas de actualización de datos de contacto, informarlo en la boleta, y enriquecimiento de la base de datos), para mantener actualizada una base de datos con los contactos de cada Cliente.</p>	No se acoge.	Cada Empresa Distribuidora tiene la potestad para determinar qué tipo de gestiones realizará.
24	EEAG	5-10	<p>En el artículo 5-10 se indica que en caso de que un Sistema de Distribución se encuentre en Estado Anormal Agravado, y siempre que sea posible, las Empresas Distribuidoras deberán comunicar la información respecto de la reposición de suministro en los plazos y formas que defina la Superintendencia al momento de declarar que un Sistema de Distribución determinado se encuentra en Estado Anormal Agravado.</p> <p>Al respecto, consideramos necesario explicitar que por defecto la mecánica de información definida para el estado anormal es suficiente para la operatoria definida en estado anormal agravado, por lo que esta debiese ser la máxima exigible. En este sentido, se solicita establecer con anticipación un formato de información y una periodicidad de entrega tentativa, tomando como referencia lo que se entrega en Estado Anormal.</p>	<p>Propuesta de texto:</p> <p><i>"En caso de que un Sistema de Distribución se encuentre en Estado Anormal Agravado, y siempre que sea posible, las Empresas Distribuidoras deberán comunicar la información respecto de la reposición de suministro a los clientes. La Superintendencia definirá de forma previa los plazos y formas de comunicación, considerando que las exigencias establecidas en el artículo 5-9 constituyen el estándar máximo exigible."</i></p>	No se acoge.	Este artículo no es objeto de la modificación sometido a consulta pública.
25	EEAG	5-11	"En el actual artículo 5-11 se definen ciertos indicadores comerciales, los cuales no tienen límites establecidos en la regulación. Dicho lo anterior, para lograr la coherencia regulatoria, es necesario que los límites sean establecidos desde el próximo VAD, de tal modo, que las tarifas reflejen los requerimientos regulatorios. Además, por ser la primera fijación de límites, es	<p>Se propone el siguiente artículo transitorio:</p> <p>Artículo 7-x</p> <p><i>Las exigencias contenidas en la Tabla 21 del artículo 5-11 se aplicarán gradualmente, conforme se muestra continuación:</i></p> <p><i>Para el primer año, a contar de la publicación en el diario oficial del nuevo decreto de fijación de tarifas de distribución que considere los niveles de</i></p>	Se acoge parcialmente.	Se incluye un artículo transitorio de acuerdo a lo indicado, pero se modifican los plazos exigidos.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>necesario que el requerimiento sea paulatino, por lo cual, es necesario para el correcto cumplimiento, una gradualidad.</p> <p>De esta forma, en el entendido que los indicadores serán incorporados en la siguiente fijación tarifaria de noviembre de 2020, se propone realizar las siguientes adecuaciones."</p>	<p>exigencia de indicadores de calidad de gestión comercial, se debe aplicar un factor de 90% a las exigencias establecidas en la Tabla 21.</p> <p>Para el segundo año, a contar de la publicación en el diario oficial del nuevo decreto de fijación de tarifas de distribución que considere los niveles de exigencia de indicadores de calidad de gestión comercial, se debe aplicar un factor de 95% a las exigencias establecidas en la Tabla 21.</p> <p>A contar del tercer año de la publicación en el diario oficial del nuevo decreto de fijación de tarifas de distribución que considere los niveles de exigencia de indicadores de calidad de gestión comercial, se debe cumplir las exigencias establecidas en la Tabla 21.</p>		
26	EEAG	5-11	<p>El indicador número 6 de facturas emitidas (IFE), corresponde a facturas o boletas emitidas con lecturas de consumos estimados, lo cual debiera homologarse con el nombre del indicador que se establece en el OC 3345 del 23.feb.18 en el formato Excel solicitado, en el cual se describe el indicador como IFLE y de esa forma se hace una distinción respecto del indicador de facturas y boletas emitidas con consumos estimados que también se llama IFE</p>	<p>Se solicita para el indicador número 6 en la columna 2 diga: ""Indicador de Facturas Emitidas con Lecturas Estimadas (IFLE)"" , al igual que en la columna 3, la formula del indicador debería decir IFLE. Así también, tanto el numerador de la formula como la definición deberían decir FLE (""FLE: Cantidad de boletas y facturas emitidas con lecturas de consumo estimadas durante el periodo de evaluación"")</p>	Se acoge.	
27	EEAG	5-11	<p>El indicador número 7, Indicador de Facturas Emitidas con Consumos Estimados (IFEEs), fija una exigencia de 98%, lo que resulta un objetivo que en una parte importante de los meses no es posible cumplir dadas condiciones climáticas (vidrios empañados), estacionales (zonas vacacionales) y dificultades operativas de terreno como clientes que cierran los frontis de sus domicilios por motivos de seguridad, condominios que no permiten accesos, zonas de alto riesgo por delincuencia, riesgos por mordeduras de perros callejeros, entre otros.</p>	<p>Se debe reemplazar por IFEEs=97%</p>	Se acoge.	

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
28	EEAG	5-11	<p>El indicador número 8, Errores en Emisión de Facturas por Errores de Lectura (EFerL), fija una exigencia de 0,999, lo que resulta un objetivo muy exigente, dadas las condiciones del proceso que es altamente manual que depende de los lectores en terreno, donde pueden cometer errores al visualizar o al digitar la lectura. Además, condiciones climáticas (vidrios empañados), lluvias extremas en ciertas zonas, reflejo generado por el sol, clientes que cierran los frontis de sus domicilios por motivos de seguridad, condominios que no permiten accesos, zonas de alto riesgo por delincuencia, riesgos por mordeduras de perros callejeros, entre otros.</p>	Se debe reemplazar por EFERL=0,995	Se acoge.	
29	EEAG	5-11	<p>El indicador número 4, en relación con el Tiempo Medio de Resolución de Reclamos, Consultas y Solicitudes (TRR), la modificación de la NTD se propone un plazo de 8 días, que es mucho más exigente a los niveles efectivos en que actualmente se responde.</p> <p>En atención a lo señalado, y sin perjuicio que se debe considerar llegar a los 8 días de plazo en un tiempo razonable, se propone comenzar con un plazo de 30 días.</p>	Se debe reemplazar por TRRSolicitudes=30 días	Se acoge parcialmente.	Se amplía el plazo, pero con miras a llegar a un mejor desempeño, el plazo es mayor al propuesto.
30	EEAG	5-11	<p>Tal como se señala en el primer inciso del artículo 5-11 de propuesta de modificación NTD sometida a consulta pública el periodo de evaluación corresponde al periodo de 12 meses inmediatamente anteriores al mes que se realiza la actualización mensual del indicador.</p> <p>Por otra parte, en la propuesta de modificación de Norma, se identifican los “Niveles de Exigencias de indicadores de Calidad de Gestión Comercial” como Tabla 5, debiendo ser la Tabla 21.</p> <p>De esta forma, de debe corregir el número de la tabla y, para evitar confusiones en la</p>	<p>"Se debe corregir el número de la tabla:</p> <p>“Tabla 215: Niveles de Exigencia de indicadores de Calidad de Gestión Comercial”</p> <p>Se deben eliminar el texto “mensual” de la columna “Exigencia” de los indicadores 1, 2, 3, 6, 7, 8, 9 y 10.”</p>	Se acoge.	

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			interpretación de los indicadores de dicha la tabla 21, en la columna "Exigencias" se debe eliminar los términos "Mensual"			
31	Colbún S.A.	5-11	Solicitamos que todos los índices a los que hace referencia el Capítulo 5 de Calidad Comercial, sean monitoreados y publicados distinguiendo entre clientes libres suministrados por terceros de los clientes suministrados directamente por la Distribuidora. Las Empresas Distribuidoras podrían tener incentivos a degradar la calidad del servicio prestado a clientes libres que no son atendidos por ellas, lo que es de difícil monitoreo por el cliente. Una mayor desagregación de esa información permitirá un control más efectivo de ese riesgo, lo que irá en beneficio de una mejor atención para el cliente.	Al final del Artículo 5-11 agregar el siguiente párrafo: "Adicionalmente, los indicadores establecidos en el presente Artículo, serán determinados distinguiendo entre clientes libres y regulados y también entre libres suministrados por la Distribuidora y libres suministrados por terceros. Las Empresas Distribuidoras deberán publicar mensualmente estos indicadores para el completo y oportuno conocimiento de usuarios, clientes y suministradores."	No se acoge.	Cada uno de los Indicadores de Calidad de Gestión Comercial se genera en base a la actuación de la Empresa Distribuidora frente a cada uno de los usuarios o clientes, por lo que en caso de incumplir algún plazo dispuesto, el usuario o cliente puede denunciar a la Superintendencia el incumplimiento.
32	Fenacopel	5-11	La exigencia establecida para el parámetro TRR de la Tabla 5 no es realista. En la práctica la resolución de reclamos no puede ser inferior a 3,5 días. La resolución normalmente implica una solución técnica, que implica visitas a terrenos. Probablemente existe un error de redacción y se debe aumentar a 30 días.	Modificar plazo de 3,5 días a 30 días.	Se acoge parcialmente.	Se amplía el plazo, pero con miras a llegar a un mejor desempeño, éste será menor al propuesto por FENACOPEL.
33	EEAG	5-16	Se debe modificar segundo párrafo y agregar al final del mismo " La Operación dependerá de la Factibilidad Técnica del SMMC Homologado por la Empresa Distribuidora según lo que estipula el AT SMMC."	Debe decir: "Realizada la solicitud indicada en el inciso precedente, la Empresa Distribuidora estará obligada a instalar y operar la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, de conformidad con lo establecido en la presente NT. La operación dependerá de la factibilidad técnica según lo indicado en el Anexo Técnico."	No se acoge.	Una vez solicitada por el cliente una UM del SMMC, la empresa distribuidora deberá instalarla, de acuerdo a lo dispuesto en la NTD y AT SMMC.
34	Fenacopel	5-16	Debe existir una evaluación de factibilidad técnica de comunicaciones de acuerdo a la ubicación geográfica en donde se encuentra el cliente que solicita de manera voluntaria la instalación de la Unidad de Medida, y que esto este de acuerdo al	El Cliente o Usuario, podrá de manera voluntaria, solicitar la instalación y operación de la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control a la Empresa Distribuidora, la cual realizará una factibilidad técnica de acuerdo a las redes de comunicaciones existentes que maneja o posee	Se acoge parcialmente.	Si bien no se acoge la observación de acuerdo a lo propuesto, sí se modifica el protocolo de voluntariedad en el sentido de que si un

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			avance real en la implementación de los sistemas de comunicaciones mencionados en el AT SMMC.	implementada la Distribuidora en dicha zona de cobertura.		cliente manifiesta intención de contar con una UM del SMMC, la respuesta de la Empresa Distribuidora podrá ser que debe esperar al SGC cuando corresponda.
35	Surenergia	5-16	<p>Para la entrada en vigencia de este nuevo artículo, es necesario que previamente se encuentren definidos los valores de los equipos de medida así como la forma mediante la cual esos valores serán cobrados a los clientes, incluyendo el plazo del cobro. No se dispone de información al respecto.</p> <p>Suponemos que la intención es incluir este aspecto en la próxima determinación de las fórmulas tarifarias para clientes regulados, la que se realizará durante 2020. Sin perjuicio del texto propuesto a continuación para este artículo 5-16, en nuestra opinión la solución del tema Unidades de Medida quedaría mejor encaminada como se recomienda en la siguiente fila.</p>	<p>Artículo 5-16 Voluntariedad de la Unidad de Medida</p> <p>Una vez que se encuentren legalmente en vigencia los valores de las Unidades de Medida así como las modalidades mediante las cuales estos valores podrán ser cobrados a los clientes o usuarios, el Cliente o Usuario, podrá de manera voluntaria, solicitar la instalación y operación de la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control a la Empresa Distribuidora.</p> <p>Realizada la solicitud indicada en el inciso precedente, la Empresa Distribuidora estará obligada a instalar y operar la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, de conformidad con lo establecido en la presente NT.</p>	No se acoge.	El inicio de las exigencias asociadas a la instalación de las unidades de medida para clientes regulados ya está considerado en los artículos transitorios de la modificación de la NTD.
36	Surenergia	5-16		<p>En nuestra opinión, la alternativa de solución que se desarrolla en la presente Norma para conseguir que se instalen los instrumentos de medida, no resuelve el problema de credibilidad o confianza que se ha instalado en la ciudadanía en relación con los medidores inteligentes y en consecuencia tiene escasa probabilidad de éxito para obtener el reemplazo de los actuales medidores por nuevas Unidades de Medida. En especial entre aquellos usuarios que actualmente son dueños de su equipo de medida. Porque al final de cuentas de ese tema intentan hacerse cargo los artículos 5-16 al 5-20 de esta Norma. ¿Por qué los usuarios pedirían que se reemplace su actual medidor por un medidor inteligente y pagar por ello? Solamente si para los usuarios los beneficios del medidor inteligente son</p>	No se acoge.	No se acoge atendido a que no efectúa una propuesta de texto específica.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
				<p>ampliamente mayores que sus costos. Tanto los beneficios económicos, cuantificables, como los beneficios intangibles. Además, es necesario que el costo resulte totalmente confiable para el Usuario.</p> <p>Acerca del primer aspecto, los beneficios para el cliente, en nuestra opinión, derivarían fundamentalmente de dos fuentes: a) la posibilidad de acceder a una tarificación horaria de sus consumos, siempre que esa tarificación entregue señales económicas del uso de los recursos en toda la cadena, desde generación hasta distribución, y b) que la instalación del medidor inteligente deja al Usuario más cerca de la posibilidad de aprovechar los beneficios de los recursos dispersos en distribución. El segundo aspecto, cómo despejar un precio confiable del nuevo medidor instalado, tiene solución mediante una licitación pública internacional por la totalidad de los nuevos medidores necesarios para reemplazar los existentes, así como también los que requieran los futuros Clientes o Usuarios. El volumen de recursos alcanza la magnitud suficiente como para licitar este servicio a un nuevo prestador de servicios en distribución. Una solución como la propuesta requiere un articulado distinto al presentado en la presente Norma entre 5-16 y 5-20.</p>		
37	Solarity	5-16	<p>Creemos necesario observar todo este articulado, considerando un cambio en la modalidad en que se gestionan las unidades de medida. Se debe apuntar a que todos los usuarios posean unidades de medida inteligente para aprovechar los beneficios que esto conlleva y que se verán plasmados en en proyecto de nueva ley de distribución. La implementación masiva de medidores inteligentes es el pilar fundamental para el desarrollo de nuevos modelos de negocios que harán del mercado de la distribución más competitivo, traduciéndose en más y mejores</p>	<p>Título 5-4 Procedimiento para cambio de Unidad de Medida</p> <p>22. -Incorporación del Artículo 5-16 Cambio de la Unidad de Medida</p> <p>Mediante licitación pública nacional e internacional se adjudicará la instalación, operación y mantenimiento de las Unidades de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, de conformidad con lo establecido en la presente NT, a los usuarios finales, sean estos sometidos o no a regulación de precios. La empresa adjudicataria será responsable también de la recopilación de la</p>	No se acoge.	<p>La propuesta no se ajusta a la definición de que instalar una UM es de carácter voluntario.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>servicios y en mejores y más transparentes tarifas. Se propone que mediante una licitación nacional e internacional se adjudique la instalación, control y monitoreo de las unidades de medida inteligentes en usuarios sujetos o no a regulación de precios. De esta manera, se podrán obtener los mejores precios para las unidades de medida, de forma transparente frente a los usuarios. Está empresa entregará también la información necesaria a la empresa propietaria de la infraestructura de distribución para realizar la facturación de sus servicios. De la misma manera, la empresa adjudicada podrá entregar la información a instituciones públicas y privadas debidamente autorizadas para la entrega de otros servicios a los usuarios de las redes de distribución distribución. Esta modificación obliga a cambiar de forma sustancial los artículos 5-18, 5-19 y 5-20, toda vez que los propuestos hacen siempre referencia a la empresa distribuidora como la que se encarga del proceso completo, desde la instalación hasta la gestión de reclamo, consultas y solicitudes.</p>	<p>información de consumo eléctrico, medido en intervalos de 15 minutos, administrándola con los más altos estándares de seguridad para entregarla a los usuarios finales, sean o no sometidos a regulación de precios, y a los distintos actores que presten servicios electricos a estos. Los usuarios finales tendrán el derecho de conocer las tarifas de las unidades de medida inteligente y la forma de pago de manera clara, simple y transparente.</p>		
38	Solarity	5-16	<p>Sin perjuicio que se considere o no la propuesta de adjudicar a un tercero la instalación, operación, mantenimiento y gestión de información , cualquier articulado debe considerar que se muestre de forma clara y transparente los costos y forma de pago a los usuarios finales.</p>	<p>Agregar: Los usuarios finales tendrán el derecho de conocer las tarifas de las unidades de medida inteligente y la forma de pago de manera clara, simple y transparente.</p>	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción.
39	EEAG	5-17	<p>Se debe modificar primer párrafo y agregar al final del mismo " La Operación dependerá de la Factibilidad Técnica del SMMC Homologado por la Empresa Distribuidora según lo que estipula el AT SMMC"</p>	<p>El Usuario que instale un EG de conformidad con la normativa vigente deberá contar con la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control. La Empresa Distribuidora estará obligada a instalar y operar la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, de conformidad con lo establecido en la presente NT. La operación dependerá de la factibilidad técnica según lo indicado en el Anexo Técnico.</p>	No se acoge.	La Empresa Distribuidora debe cumplir con la exigencia de instalar la unidad de medida.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
40	Fenacopel	5-17	Eliminar la incorporación del Art 5-17 debido a que no concuerda con lo expuesto en la incorporación del Art 7-17, que indica en el punto 2, en caso de no contar con factibilidad técnica la empresa Distribuidora deberá informar al solicitante o Usuario que instale un EG la fecha con mes y año, que no podrá exceder los 90 días hábiles, en que el territorio tendrá factibilidad técnica.	Quedarse con la incorporación del Art 7-17	No se acoge.	De acuerdo a lo indicado en la observación anterior, se modifica la disposición lo que también afecta a este artículo transitorio.
41	Surenergia	5-17	Para la entrada en vigencia de este nuevo artículo, es necesario que previamente se encuentren definidos los valores de los equipos de medida así como la forma mediante la cual esos valores serán cobrados a los clientes, incluyendo el plazo del cobro. Sin perjuicio del texto propuesto para este artículo 5-17, en nuestra opinión la solución del tema Unidades de Medida quedaría mejor encaminada como se recomienda en la fila anterior.	Artículo 5-17 Unidad de Medida de los EG Una vez que se encuentren legalmente en vigencia los valores de las Unidades de Medida así como las modalidades mediante las cuales estos valores podrán ser cobrados a los clientes o usuarios, el Usuario que instale un EG de conformidad con la normativa vigente deberá contar con la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control. La Empresa Distribuidora estará obligada a instalar y operar la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, de conformidad con lo establecido en la presente NT.	No se acoge.	El inicio de las exigencias asociadas a la instalación de las unidades de medida para clientes regulados ya está considerado en los artículos transitorios de la modificación de la NTD.
42	EEAG	5-18	Se debe considerar como medio de comunicación al cliente un mensaje promoviendo el reemplazo de unidad de medida en la boleta de consumo.	Se debe modificar el inciso N°2 del artículo 5-18, de la siguiente manera: “La Empresa Distribuidora deberá ofrecer a los Clientes o Usuarios, la instalación de la Unidad de Medida al menos cada 12 meses. Para ello, podrá realizar llamadas telefónicas, enviar un mensaje en boleta de suministro o comunicación presencial ya sea en el respectivo inmueble o en las sucursales de la Empresa Distribuidora. En caso que el Cliente o Usuario, según corresponda, acepte la instalación de la Unidad de Medida, la Empresa Distribuidora deberá proceder conforme lo dispuesto en el inciso precedente. Para estos efectos, los plazos señalados en el inciso precedente se contabilizarán a partir de la aceptación de la instalación de la Unidad de Medida.”	No se acoge.	La Superintendencia regula el contenido de la boleta a través de Instructivos, por lo que es de opinión de la Comisión que no es necesario incluirlo en la NTD.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
43	EEAG	5-18	Este artículo menciona el plazo en que la distribuidora debe efectuar el cambio de medidor, sin discriminar la factibilidad técnica de comunicaciones en el sector o si se trata de una zona de baja densidad o no. Estos aspectos determinan que tecnología que se utilizará para establecer la comunicación con la unidad de medida, por lo que 20 días es muy poco y debería definirse de acuerdo a la factibilidad de comunicación existente en el punto de conexión del cliente o permitir que la habilitación de las comunicaciones sea un proceso paralelo.	Se debe establecer que el plazo para realizar la instalación de la unidad de medida se definirá en base a la factibilidad de la distribuidora de tener comunicaciones en el sector solicitado, por lo que deberá ser acordado por las partes.	No se acoge.	Una vez solicitada por el cliente una UM del SMMC, la Empresa Distribuidora deberá instalarla, de acuerdo a lo dispuesto en la NTD y AT SMMC.
44	EEAG	5-18	No se indica la dependencia de la existencia de factibilidad técnica, de acuerdo al art 7-17. Se solicita adaptar para definir explícitamente esa dependencia	El Cliente o Usuario, según corresponda, podrá solicitar, a través de un formulario definido por la Superintendencia, a la Empresa Distribuidora la instalación de la Unidad de Medida en cualquier momento. La Empresa Distribuidora deberá habilitar canales de comunicación para estos efectos, debiendo considerar, al menos, plataforma digital y atención presencial en sucursales. La Empresa Distribuidora, dentro del plazo máximo de 5 días hábiles contados desde la solicitud, deberá coordinar con el solicitante, a través de los medios que éste señale, la fecha y hora para realizar la instalación de la Unidad de Medida. El plazo para realizar la instalación de la Unidad de Medida, en caso de existir factibilidad técnica, de acuerdo al artículo 7-17 de la presente NT , no podrá exceder de 20 días hábiles contados desde la fecha de la solicitud, salvo que se solicite la instalación para una fecha posterior, de lo que se deberá dejar constancia por parte de la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora deberá ofrecer a los Clientes o Usuarios, la instalación de la Unidad de Medida al menos cada 12 meses, en las zonas en que exista factibilidad técnica, de acuerdo al artículo 7-17 de la presente NT . Para ello, podrá realizar llamadas telefónicas o comunicación presencial ya	No se acoge.	Una vez solicitada por el cliente una UM del SMMC, la Empresa Distribuidora deberá instalarla, de acuerdo a lo dispuesto en la NTD y AT SMMC.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
				<p>sea en el respectivo inmueble o en las sucursales de la Empresa Distribuidora. En caso que el Cliente o Usuario, según corresponda, acepte la instalación de la Unidad de Medida, la Empresa Distribuidora deberá proceder conforme lo dispuesto en el inciso precedente. Para estos efectos, los plazos señalados en el inciso precedente se contabilizarán a partir de la aceptación de la instalación de la Unidad de Medida.</p> <p>En caso de solicitud de conexión o solicitud de ampliación de servicios conforme lo dispuesto en el artículo 5-1 de la NT, y de acuerdo a la existencia de factibilidad técnica, de acuerdo al artículo 7-17 de la presente NT, la Empresa Distribuidora deberá ofrecer la instalación de la Unidad de Medida junto con el envío del Informe de Condiciones Previas o Factibilidad Técnica de Suministro. En caso que se acepte dicha instalación, la Empresa Distribuidora deberá instalar la Unidad de Medida dentro del plazo máximo establecido en el artículo 5-2 cuando se trate de solicitudes de conexión; o en los plazos señalados en el inciso primero cuando se trate de solicitudes de ampliación de servicio.</p> <p>El Usuario que instale un EG deberá contar con la Unidad de Medida de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, en caso de existir factibilidad técnica, de acuerdo al artículo 7-17 de la presente NT. La Empresa Distribuidora deberá realizar la instalación de la Unidad de Medida dentro del plazo máximo establecido en el inciso primero contado desde la Notificación de Conexión a la Empresa Distribuidora.</p>		
45	EEAG	5-18	No se especifica a contar de cuando se hace exigible lo definido en este artículo.	Se debe establecer que esta exigencia es a partir de la actualización de las tarifas de distribución	No se acoge.	La disposición de este artículo ya está ligada a un artículo transitorio.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
46	Fenacopel	5-18	La Empresa Distribuidora, dentro del plazo máximo de 5 días hábiles contados desde la solicitud, deberá coordinar con el solicitante, a través de los medios que éste señale	La Empresa Distribuidora, dentro del plazo máximo de 5 días hábiles contados desde la solicitud, deberá coordinar con el solicitante, a través de los medios de comunicación digitales o telefónicos,...	No se acoge.	La observación carece de justificación, sin embargo, es de opinión de la Comisión que el cliente es quien indica el medio por el cual la Empresa Distribuidora puede responderle.
47	Fenacopel	5-18	El plazo para realizar la instalación de la Unidad de Medida no podrá exceder de 20 días hábiles contados desde la fecha de la solicitud	El plazo para realizar la instalación de la Unidad de Medida no podrá exceder de 20 días hábiles contados desde la fecha de presentación de la documentación del servicio, ...salvo que se solicite...	No se acoge.	En el entendido que la observación se refiere a que se pueden solicitar tiempos mayores, el artículo ya contempla que, en acuerdo con el cliente, la instalación de la UM podrá ser mayor a 20 días.
48	Fenacopel	5-18	La Empresa Distribuidora deberá ofrecer a los Clientes o Usuarios, la instalación de la Unidad de Medida al menos cada 12 meses. Para ello, podrá realizar llamadas telefónicas o comunicación presencial ya sea en el respectivo inmueble o en las sucursales de la Empresa Distribuidora.	La Empresa Distribuidora deberá ofrecer a los Clientes o Usuarios, la instalación de la Unidad de Medida al menos cada 12 meses. Para ello, podrá realizar llamadas telefónicas, comunicación digital o comunicación presencial ya sea en el respectivo inmueble o en las sucursales de la Empresa Distribuidora.	Se acoge.	
49	Fenacopel	5-18	La Empresa Distribuidora deberá elaborar y mantener un registro de las solicitudes o aceptación de cambio de Unidad de Medida a que se refiere el presente artículo, el que contendrá, al menos, el número de la solicitud, el nombre de los clientes o usuarios del literal q) del artículo 225 de la Ley y a los Clientes y Usuarios, comuna en que se ubica el respectivo inmueble, fecha de realización de la solicitud, fecha acordada o fecha máxima para la instalación de la Unidad de Medida y fecha en que se realizó la instalación de la Unidad de Medida.	La Empresa Distribuidora deberá elaborar y mantener un registro de las solicitudes o aceptación de cambio de Unidad de Medida a que se refiere el presente artículo, el que contendrá, al menos, el número de la solicitud, el nombre de los clientes o usuarios del literal q) del artículo 225 de la Ley (Especifique Ley) y a los Clientes y Usuarios, comuna en que se ubica el respectivo inmueble, fecha de realización de la solicitud, fecha acordada o fecha máxima para la instalación de la Unidad de Medida y fecha en que se realizó la instalación de la Unidad de Medida.	No se acoge.	En el artículo 1-1, se especifica que se utilizará como abreviatura "Ley" a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
50	EEAG	5-19	Se debe modificar el párrafo sexto debido a que la operación dependerá del tipo de solución implementada por la Distribuidora, de la cobertura y de los cambios realizados en la zona con el fin de crear la red de repetición entre Unidades de Medida, de acuerdo a la solución Homologada y presentada.	Se debe modificar de la siguiente forma: "La Unidad de Medida instalada deberá operar con todas las funcionalidades establecidas en la NT y en el AT SMMC, a más tardar, al quinto quinto-vigésimo día hábil corrido contado desde su instalación. En caso que la Unidad de Medida presente problemas para el correcto desempeño de sus funcionalidades, la Empresa Distribuidora deberá adoptar todas las medidas que aseguren que contará con la información necesaria para efectos de facturación y Calidad de Servicio. La operación dependerá de la Factibilidad Técnica del SMMC Homologado por la Empresa Distribuidora según lo que estipula el AT SMMC. "	Se acoge parcialmente.	Se modificará artículo en relación al plazo definido para que las unidades de medida instaladas operen con todas las funcionalidades establecidas en la NTD y AT SMMC.
51	EEAG	5-19	Se debe modificar párrafo quinto con el fin de clarificar la utilización del formulario definido por la Superintendencia, y así dicho formulario pueda ser en formato papel o digital.	Finalizada la instalación, el funcionario, en el formulario definido por la Superintendencia, deberá dejar constancia de la correcta instalación y operación de la Unidad de Medida. Para ello, el funcionario deberá verificar que la Unidad de Medida realice las mediciones de las variables eléctricas correspondientes. Posteriormente, el Cliente o Usuario o persona mayor de edad deberá firmar un formulario, que será definido por la Superintendencia, en el que constará la fecha y hora de la instalación de la Unidad de Medida y contendrá información sobre las funcionalidades y beneficios de los SMMC. En caso que el funcionario identifique errores o problemas que impidan la correcta operación de la Unidad de Medida y que no sean asociados a la seguridad eléctrica o metrológicas, deberá dejar constancia de dicha circunstancia en el formulario que defina la Superintendencia, indicando las gestiones realizadas para corregir esa situación y el hecho de que la corrección no fue posible realizarla durante la misma visita. En este último caso, la instalación de la Unidad de Medida no será considerada en el cómputo de Unidades de Medida debidamente	Se acoge parcialmente.	Se acoge la observación, pero se modifica la redacción.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
				instalados que deberán ser informados a la Superintendencia. Para todos los efectos, el formulario a utilizar podrá ser digital, considerando la entrega de constancia al cliente por algún medio.		
52	Fenacopel	5-19	En caso que en el domicilio no se encuentre el Usuario o una persona mayor de edad, los funcionarios respectivos deberán dejar un aviso en lugar visible del domicilio que dé cuenta de su concurrencia y de que se coordinará una nueva visita.	En caso que en el domicilio no se encuentre el Usuario o una persona mayor de edad, los funcionarios respectivos deberán dejar un aviso en lugar visible del domicilio que dé cuenta de su concurrencia y de que se coordinará una nueva visita, siendo el costo de la nueva visita del Cliente o Usuario.	No se acoge.	Los Decretos tarifarios respectivos determinarán los montos asociados a la implementación de los SMMC.
53	Fenacopel	5-19	Finalizada la instalación, el funcionario, en el formulario definido por la Superintendencia, deberá dejar constancia de la correcta instalación y operación de la Unidad de Medida. Para ello, el funcionario deberá verificar que la Unidad de Medida realice las mediciones de las variables eléctricas correspondientes	Finalizada la instalación, el funcionario, en el formulario definido por la Superintendencia, deberá dejar constancia de la correcta instalación y operación de la Unidad de Medida. Para ello, el funcionario deberá verificar que la Unidad de Medida realice las mediciones de las variables eléctricas correspondientes (especificar variables).	No se acoge.	Las variables se encuentran especificadas en el AT SMMC.
54	Fenacopel	5-19	Cliente debe estar en conocimiento que se realizarán pruebas de control con la unidad de medida, que afectarían su suministro por un corto período de tiempo, en particular aplicado al sistema de corte y reposición de suministro.	La Unidad de Medida instalada deberá operar con todas las funcionalidades establecidas en la NT y en el AT SMMC, a más tardar, al quinto día hábil corrido contado desde su instalación, en donde la Distribuidora en coordinación con el Cliente o Usuario efectuará un procedimiento de verificación de funciones de medición monitoreo y control. En caso que la Unidad de Medida presente problemas para el correcto desempeño de sus funcionalidades, la Empresa Distribuidora deberá adoptar todas las medidas que aseguren que contará con la información necesaria para efectos de facturación y Calidad de Servicio.	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación en el sentido que se debe informar al cliente de una interrupción en el suministro para comprobar las funcionalidades de la Unidad de Medida.
55	EEAG	5-20	El plazo para atender reclamos, consultas o solicitudes asociados a la instalación u operación de la Unidad de Medida de los SMMC debería ser consistente con el de todos los restantes tipos de reclamos, consultas o solicitudes. Se solicita mantener el plazo estándar de atención	Se debe establecer que: "El Usuario podrá realizar los Reclamos, Consultas o Solicitudes asociados a la instalación u operación de la Unidad de Medida que forma parte de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, conforme a las disposiciones establecidas en la NT.	No se acoge.	Es de opinión de esta Comisión que la relevancia de este tema, requiere de mayor celeridad en la respuesta a este reclamo.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			de reclamos/consultas/solicitudes. Se propone mantener los 30 días corridos para esta solicitud de acuerdo con el artículo 5-5 de la NTD vigente.	Para estos efectos, el plazo de respuesta de la Empresa Distribuidora será de 15 30 días corridos contados desde la recepción del Reclamo, Consulta o Solicitud.”.		
56	Fenacopel	5-20	Para estos efectos, el plazo de respuesta de la Empresa Distribuidora será de 15 días corridos contados desde la recepción del Reclamo, Consulta o Solicitud.	Para estos efectos, el plazo de respuesta de la Empresa Distribuidora será de 30 días corridos contados desde la recepción del Reclamo, Consulta o Solicitud.	Se acoge.	
57	Enor	5-21	La información o datos estadísticos y Datos individual o personal de medidores debe ser pública, de esta forma se abre el mercado a oferentes de mejoras en eficiencia y consumo (incluso para áreas de negocio como el net billing u otros áreas que puedan haber en el futuro). Por tanto, se dinamizan las ofertas y análisis de terceros para eficientar la red. En caso de ser únicamente de la distribuidora, esta sería el único ente con acceso a la información, con lo cual no concordamos. Para fomentar la competencia es necesario que los distintos actores puedan acceder esta información. En términos de la ley 19.628 se entiende que la información estadística o dato estadístico corresponde a "Dato estadístico, el dato que, en su origen, o como consecuencia de su tratamiento, no puede ser asociado a un titular identificado o identificable." en la misma ley "Dato individual" corresponde a "Datos de carácter personal o datos personales, los relativos a cualquier información concerniente a personas naturales, identificadas o identificables".	Los datos e información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de cada Cliente o Usuario deberá ser utilizada por la Empresa Distribuidora conforme lo dispuesto en el AT SMMC, en la Ley N° 19.628 o aquella que la reemplace y demás normativa vigente. Lo datos Estadísticos de los consumos en redes y alimentadores deberá ser de acceso público. Los datos individuales serán publicos a menos que el consumidor exprese lo contrario.	No se acoge.	El AT SMMC regula qué información, de la obtenida por el SMMC, puede ser publicada y además la presente NTD en el Capítulo 1, indica qué información será de carácter público y cuál previa autorización del cliente. Lo anterior según lo dispuesto en la Ley 19.628.
58	Surenergia	5-21	En este artículo faltan los demás posibles usuarios de la información.	Artículo 5-21 Uso de la Información Obtenida o Generada por los SMMC Los datos e información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de cada Cliente o Usuario deberá ser utilizada por la Empresa Distribuidora y otros debidamente autorizados	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción en NTD.



Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
				conforme lo dispuesto en el AT SMMC, en la Ley N° 19.628 o aquella que la reemplace y demás normativa vigente.		
59	Solarity	5-21	La información obtenida o generada por los SMMC deberá ser utilizada por le Empresa Distribuidora y otros debidamente autorizados.	27. -Incorporación del Artículo 5-21 Uso de la Información Obtenida o Generada por los SMMC Los datos e información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de cada Cliente o Usuario deberá ser utilizada por la Empresa Distribuidora y otros debidamente autorizados, conforme lo dispuesto en el AT SMMC, en la Ley N° 19.628 o aquella que la reemplace y demás normativa vigente.	Se acoge parcialmente.	Se acepta la observación, pero se modifica la redacción.



Observaciones Capítulo 6:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
1	EEAG	6-4	<p>El Artículo 6-4 de la NTD establece la obligación que transductores de medida (TTPP y TTCC) cumplan las exigencias de la norma IEC 61000-4-30: 2015. La implementación de medida presenta una serie de inconvenientes:</p> <p>§ El beneficio de la medida no es claro, ya que se deberán realizar significativas inversiones cuyos efectos dependerán de la existencia o no de armónicos de alto orden.</p> <p>§ Impacto en clientes por desconexiones asociadas a intervenciones en subestaciones de poder. Los equipos transductores forman parte integral de los paños de media tensión de las subestaciones de poder y, por tanto, deben tratarse como instalaciones de transmisión, mientras no se adecúe el resto de la normativa.</p>	Se debe eliminar el artículo 6-4 de la NTD.	No se acoge.	El artículo indicado no fue sometido a consulta pública ya que no presenta modificaciones respecto de la versión vigente.
2	EEAG	6-8	<p>La NTD vigente exige que los medidores de clientes no sometidos a regulación de precios, de baja potencia, tengan ciertas características, entre las cuales están: Disponer de tres elementos y cuatro hilos, parámetros para la corriente de carga máxima secundaria, etc. Con estas exigencias, las empresas comenzaron a comprar equipos de medición que cumplieran con lo requerido. La modificación de este artículo relaja algunas características, en particular la de la medición de 3 elementos, por lo cual, se generarán impactos económicos en cuanto a que estos requerimientos no serán reconocidos en los procesos de tarificación venideros.</p> <p>Desde este punto de vista, se solicita que pueda ser elegible por la empresa distribuidora el tipo de medidor a instalar y que, de este modo, el reconocimiento en los futuros procesos de tarificación sea consistente con lo instalado realmente en la red.</p> <p>Además, la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, de acuerdo a lo dispuesto en el Título "Sistemas de Medición, Monitoreo y Control" de la NT, para clientes libres con baja potencia instalada, solo será posible de realizar cuando exista factibilidad técnica, de acuerdo al artículo 7-17 de la presente NT. Por ello, se propone dejar como segunda opción, lo establecido en la norma técnica vigente.</p>	<p>Se solicita incorporar un transitorio respecto a las órdenes de compra de las distribuidoras de medidores con la exigencia anterior, sean reconocidas.</p> <p>Además, se solicita modificar el artículo a lo siguiente: "Los Empresas Distribuidoras que cuenten con Clientes Libres conectados en sus redes cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, deberán implementar para dichos consumos los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, de acuerdo a lo dispuesto en el Título "Sistemas de Medición, Monitoreo y Control" de la presente NT, en la medida que exista factibilidad técnica de acuerdo al artículo 7-17 de la presente NT. En caso de no existir factibilidad, se deberá instalar un sistema de acuerdo al artículo 6-8 de la norma técnica publicada en diciembre de 2017"</p>	Se acoge parcialmente.	Se incorporará un artículo transitorio que defina los plazos para la implementación de estos sistemas de medida.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
3	Colbún S.A.	6-8	<p>Se debería exigir el mismo estándar del sistema de medida que se exige a clientes libres para los clientes regulados que, dada su potencia conectada, sean potencialmente libres.</p> <p>Es decir, la exigencia del estándar de medidas debería ser por potencia conectada y no por categoría o tipo de cliente (libre o regulado). Lo anterior, con objeto de homologar condiciones para eliminar barreras a la elegibilidad del régimen de precios a que puede optar un cliente.</p>	<p>Se solicita analizar la forma de homologar el estándar de los sistemas de medida de clientes, el que, como principio, debería estar vinculado a la potencia conectada y no al estatus comercial de los clientes.</p>	No se acoge.	<p>La incorporación de los clientes libres menores a 1,5MW al SMMC, iguala las exigencias respecto del sistema de medición para todos los clientes hasta la mencionada potencia independiente de si estos son libres o regulados.</p>
4	Coordinador Eléctrico Nacional	6-8	<p>Dada la modificación que se plantea realizar al artículo 6-8 donde se indica que los clientes libres conectados en sus redes cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, proponemos modificar el primer inciso del actual artículo 6-7 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución:</p> <p>"Los Empresas Distribuidoras que cuenten con Clientes Libres o con otras Empresas Distribuidoras conectadas en sus redes, deberán implementar para dichos consumos un sistema de medida, de acuerdo a lo dispuesto en el Título "Sistema de Medidas de Transferencias Económicas" de la NTSyCS vigente".</p>	<p>Las Empresas Distribuidoras que cuenten con Clientes Libres o con otras Empresas Distribuidoras conectadas en sus redes, con excepción de los clientes libres cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, deberán implementar para dichos consumos un sistema de medida, de acuerdo a lo dispuesto en el Título "Sistema de Medidas de Transferencias Económicas" de la NTSyCS vigente.</p>	Se acoge.	
5	Coordinador Eléctrico Nacional	6-8	<p>Dada la modificación que se plantea realizar al artículo 6-8, donde se indica que los clientes libres conectados en sus redes cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, se deben conectar a SMMC y No a la PRMTE, proponemos eliminar el último inciso del actual artículo 6-7 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, que señala:</p> <p>Excepcionalmente, para aquellos Clientes Libres y Empresas Distribuidoras cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, las Empresas Distribuidoras a las cuales se conectan dichos consumos podrán implementar sistemas de medida que cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 6-8 del presente Título.</p>	<p>Eliminar el último inciso del actual artículo 6-7 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.</p>	Se acoge.	
6	Coordinador Eléctrico Nacional	6-8	<p>Dada la modificación que se plantea realizar al artículo 6-8, donde se indica que los clientes libres conectados en sus redes cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, se deben conectar a SMMC y No a la PRMTE, proponemos eliminar los puntos 1 al 5 del artículo 6-8</p>	<p>Eliminar.</p>	Se acoge.	

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Características Generales de los Sistemas de Medición. 2. Memoria de Masa para los Sistemas de Medición. 3. Registro de Variables. 4. Estampa de Tiempo. 5. Comunicaciones y envío de datos de los Equipos de Medida. 			
7	Fenacopel	6-8	<p>Para clientes libres < 1,5 MW, no se especifica si se requiere o no tener un enlace dedicado a PRMT, y si hace exigible o no medidor clase 0.2</p>	<p>Los Empresas Distribuidoras que cuenten con Clientes Libres conectados en sus redes cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, deberán implementar para dichos consumos los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, pudiendo utilizar equipos de medida clase 0.5, no siendo exigible establecer conexión a PRMT del CEN.</p>	Se acoge parcialmente.	<p>Las exigencias para los cliente libres con potencia menor a 1,5MW están disponibles en el AT SMMC, en él podrán encontrar todas las especificaciones que le son exigibles.</p>
8	EEAG	6-9	<p>Se establece que: "Los sistemas de medición de los Clientes Libres conectados en redes de distribución que hace referencia el Artículo 6-7de la presente NT solo podrán ser intervenidos por Organismos autorizados por la Superintendencia para tales efectos a solicitud de la Empresa Distribuidora correspondiente, previa coordinación con los Clientes Libres y el Coordinador, para ejecutar las verificaciones y auditorías técnicas establecidas en el Título VI "Verificaciones y Auditorías Técnicas" del Anexo Técnico Sistemas de Medida para Transferencias Económicas de la NTSySC."</p>	<p>Se debe reemplazar por el siguiente texto: "Los sistemas de medición de los Clientes Libres conectados en redes de distribución que hace referencia el Artículo 6-7de la presente NT <u>sólo</u> podrán ser intervenidos por la Empresa Distribuidora o por Organismos autorizados por la Superintendencia para tales efectos a solicitud de la Empresa Distribuidora correspondiente, previa coordinación con los Clientes Libres y el Coordinador, para ejecutar las verificaciones y auditorías técnicas establecidas en el Título VI "Verificaciones y Auditorías Técnicas" del Anexo Técnico Sistemas de Medida para Transferencias Económicas de la NTSySC."</p>	No se acoge.	<p>Los medidores solo pueden ser intervenidos conforme se contempla en la normativa vigente.</p>
9	Colbún S.A.	6-9	<p>Solicitamos excluir a las Empresas Distribuidoras de la intervención sobre los sistemas de medición de los Clientes Libres, entendiéndose por esto la instalación de medidores y las verificaciones y auditorías técnicas para los sistemas de medición de clientes libres. Con el texto actual cabría la posibilidad que sea la Empresa Distribuidora la que intervenga el medidor contando con la autorización de la Superintendencia. Lo anterior, considerando el conflicto de interés que podría haber en las funciones de la Empresa Distribuidora, puesto que se le permitiría a una parte interesada (la empresa distribuidora) la facultad de intervenir el sistema de medida, lo cual claramente presenta riesgos de conflicto de interés, y otorga a la empresa distribuidora la condición de fiscalizador de su competencia, lo que no</p>	<p>El texto del Artículo 6-9 debería quedar como sigue: <i>"Los sistemas de medición de los Clientes Libres conectados en redes de distribución solo podrán ser intervenidos por Organismos autorizados por la Superintendencia para tales efectos, distintos a la Empresa Distribuidora correspondiente, previa coordinación con los Clientes Libres y el Coordinador, para ejecutar las verificaciones y auditorías técnicas establecidas en el Título VI "Verificaciones y Auditorías Técnicas" del Anexo Técnico Sistemas de Medida para Transferencias Económicas de la NTSySC"</i></p>	No se acoge.	<p>El texto al que hace referencia la observación no es el que fue sometido a consulta pública. Cabe destacar que el texto propuesto indica que es la Superintendencia la encargada de autorizar un organismo para verificar el sistema de medición de un cliente libre.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			es consistente con la adecuada independencia que debe existir, y más aún refuerza la condición de "gatekeeper" de la distribuidora.			
10	EEAG	6-11	En el punto 3, se propone modificar el párrafo, debido a que el SMMC registra las inyecciones no pudiendo limitarlas.	Se debe establecer: "3. Control: El sistema deberá permitir la conexión y desconexión y limitación de consumos y/o inyecciones y/o Usuarios de manera remota."	No se acoge.	La disposición permite utilizar una UM que no tenga esta característica, pero se entiende que si el Cliente o Usuario requiere limitación de inyecciones, la UM que se instale debe permitirlo
11	EEAG	6-11	La notificación de las desconexiones de los Clientes y/o Usuarios debe ser respecto de aquellas mayores a 3 minutos, debido a lo indicado en artículo 1-4 definición N° 24 de la NTD.	Se debe modificar el ítem N° 2 del artículo 6-11, de la siguiente forma: "2. Monitoreo: El sistema deberá permitir el monitoreo remoto de las principales variables de Calidad de Suministro y de Calidad de Producto en el Sistema de Distribución, según se establezca en el Anexo Técnico "Sistemas de Medición, Monitoreo y Control". Sin perjuicio de lo anterior, se deberán monitorear, al menos, las siguientes variables: 2.1. Tensión. 2.2. Corrientes. 2.3. Estado de suministro. En particular, respecto del estado de suministro, el sistema deberá ser capaz de notificar las desconexiones de los Clientes y/o Usuarios mayores a 30 segundos 3 minutos en los tiempos que defina el AT SMMC."	No se acoge.	el AT SMMC hace la distinción entre interrupción y desconexión.
12	Fenacopel	6-11	Esta mal referenciado. Artículo 6-11 en NT se denomina: "Incorporación de clientes regulados".	Cambiar a Incorporación de clientes regulados.	Se acoge.	
13	Fenacopel	6-11	Se señala "En particular, respecto del estado de suministro, el sistema deberá ser capaz de notificar las desconexiones de los clientes y/o usuarios mayores a 30 segundos en los tiempos que defina el AT SMMC"	La norma define que son considerados desconexiones de suministro las que tienen una duración superiores a 3 minutos. Precisar lo anterior.	Se acoge parcialmente.	No es lo mismo una Desconexión que una Interrupción de Suministro, pero efectivamente en la presente NTD solo se encontraba la definición de la segunda por lo que se incluirá como dentro de las definiciones.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
14	EEAG	6-18	Se señala que con 11 meses de anticipación se debe enviar plan de medición a SEC. La anticipación es excesiva por las modificaciones que sufre la red.	Se solicita reemplazar "Antes del 31 de enero" por "90 días antes de iniciar la campaña".	No se acoge.	Es de opinión de la Comisión que reducir el plazo de 11 meses a 5 meses es un periodo de tiempo suficiente considerando el dinamismo de las redes y sus posibles modificaciones.
15	EEAG	6-18	Los planes anuales de campaña de medida son entregados a la SEC considerando las instalaciones en operación en el año N-1, estableciendo el año N como el año en que se ejecuta el plan. Considerando el dinamismo de las redes y sus posibles modificaciones, se propone cambiar la fecha de entrega del plan a la SEC para junio.	Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia, antes del 31° de junio Enero de cada año, un Plan Anual de Campañas de Medición para los Puntos de Consumo de Baja y Media Tensión. Dicho plan deberá contener, al menos, los siguientes antecedentes:	Se acoge.	
16	Colbún S.A.	6-18	Proponemos que el diseño del Plan Anual de las Campañas de Medición y la implementación de dichas Campañas deben ser realizados por un Organismo autorizado por la Superintendencia, distinto a la Concesionaria de Distribución. Lo anterior, para evitar conflictos de interés.	<p>El texto del Artículo 6-12 "Aspectos Generales de las Campañas de Medición", debería quedar como sigue: <i>"Las Empresas Distribuidoras deberán implementar Campañas de Medición, a través de un organismo autorizado por la Superintendencia, con el objetivo de verificar el cumplimiento de las exigencias de Calidad de Producto en distintos puntos de la Red de Distribución..."</i> <i>"Para la correcta implementación de las Campañas de Medición, las campañas de medición deberán considerar las siguientes tareas:"</i></p> <p>El texto del Artículo 6-18 "Plan Anual de Campañas de Medición", debería quedar como sigue: <i>"Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia, antes del último día hábil de enero de cada año, un Plan Anual de Campañas de Medición para los Puntos de Consumo de Baja y Media Tensión elaborado por un organismo autorizado por la Superintendencia."</i></p> <p>El texto del Artículo 6-20 "Informe de los Resultados de las Campañas de Medición", debería quedar como sigue: <i>"Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia, a más tardar el día 20 de cada mes, un informe preparado por un organismo autorizado por la Superintendencia, con los resultados obtenidos durante la Campaña de Medición realizada en el mes precedente, en el cual deberán incluirse las mediciones obtenidas a través de los equipos de medida ubicados en la Cabecera de los Alimentadores, según se establece en el Artículo 6-1 de la presente NT."</i></p>	No se acoge.	Las campañas de medición consideran una selección aleatoria (o bien donde se registre una mala calidad del producto eléctrico) de puntos de medición, esta selección es aprobada por la Superintendencia junto con el desarrollo de las Campañas. Es de opinión de la Comisión que las Campañas de Medición no tienen arbitrariedad en la selección de los puntos.



Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
17	EEAG	6-20	Se considera que los plazos para establecer los planes de normalización para subsanar los incumplimientos son muy acotados, al igual que el plazo de 120 día hábiles para corregir el incumplimiento. Las mejoras y adecuaciones pueden requerir el desarrollo de estudio e ingeniería para determinar la obra que se realizaran.	Las Empresas Distribuidoras deberán entregar a la Superintendencia, a más tardar el día 20 de cada mes, un informe con los resultados obtenidos durante la Campaña de Medición realizada en el mes precedente, en el cual deberán incluirse las mediciones obtenidas a través de los equipos de medida ubicados en la Cabecera de los Alimentadores, según se establece en el Artículo 6-1 de la presente NT. en el caso que dicho Plan de acción indicado en el punto 6, requiera la realización de estudios e ingeniería para determinar las obras necesarias, la Empresa Distribuidora deberá entregar, en dicho plazo, el cronograma de la ejecución de dicho estudio o ingeniería	No se acoge.	Este artículo no es objeto de la modificación sometido a consulta pública.



Observaciones Capítulo 7:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
1	EEAG	7-8	<p>El Artículo 1-10 establece la obligación de instalar equipos de medición en todas las cabeceras de alimentadores. Por otra parte, el Artículo 7-8 fija plazo de 18 meses contados desde la publicación de la NTD, es decir, hasta julio de 2019, para que el 80% de los alimentadores disponga de dicha medición y de 3 años, es decir, hasta diciembre de 2020, para el 100%. Se han presentado las siguientes dificultades en la implementación de la medida en cabecera de alimentadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reducida oferta de mercado de equipos medidores certificados clase A, según norma IEC 61000-4-30: Ed.3 (2015). - Dificultad para reemplazar el nuevo Medidor: existen medidores que tienen alambradas algunas operaciones y/o reporte de estados y funciones, lo que dificulta enormemente su reemplazo dado que el cambio no es directo, se requiere de contratistas especializados en Control y Protecciones para que al desalambrar no opere algún interruptor o protección. - Núcleo exclusivo para Medida: En subestaciones antiguas, no todos los Transformadores de Medida existentes cuentan con el núcleo de medida exclusivo, por lo que se ha debido realizar trabajos de ordenamiento de funciones, modificando el alambrado de controladores para dar exclusividad al medidor. - Se ha debido reemplazar los Transformadores de Corriente y Transformadores de Potencial tanto por clase de Precisión como por disponibilidad de núcleos. - Falta de espacio en armarios existentes: En general, la mayoría de los Armarios de Medida están con sus espacios ajustados para alambrados internos, servicios auxiliares, etc., lo que implica cambio de ellos, implicando un mayor tiempo de desarrollo, mayor costo, y ejecutar nuevos alambrados desde el Patio de Media Tensión hasta la Sala de Control. - Coordinación con Empresas Externas: En general, muchos de los alimentadores se encuentran en instalaciones de otras empresas. Lo anterior implica una coordinación interempresas para poder ejecutar las intervenciones de reemplazo de medidor. En algunos casos el medidor existente está siendo reportado, y sólo requiere una adecuación en las comunicaciones para la lectura del Coordinador. - Gestión con el Coordinador (cortes programados): En algunos casos, la medida está siendo reportada por el controlador de paño, por lo que el paño carece de Transformadores de Corriente. En estos casos se requiere realizar un proyecto para instalar TTCC, alambrarlos hasta su caja de resumen respectiva y de aquí hasta la sala de control, al armario de Medida. Lo anterior tiene dificultades para la ejecución por necesitar en la mayoría de los casos desconectar cada paño para la implementación de los TTCC, e intervenciones en los secundarios de los Transformadores de 	<p>Se debe eliminar esta exigencia de la NTD, ya que los medidores de cabeceras de alimentadores deberían tratarse como activos de transmisión.</p> <p>En su defecto, es necesario aumentar a 30 meses el plazo original para disponer medición en las cabeceras del 80% de los alimentadores.</p>	No se acoge.	<p>La observación no está dentro del alcance de la modificación normativa sometida a consulta pública. Adicionalmente, se puede mencionar que la NTD indica en su Título 6-1 sobre Sistema de Monitoreo que la Empresa Distribuidora debe disponer de equipos de medición en las cabeceras de todos los alimentadores de su Sistema de Distribución. La observación no justifica porque tales instalaciones deberían considerarse como un activo de transmisión. Por otra parte, se estima que no procede aumentar los plazos establecidos en la NTD, no obstante las Empresas Distribuidoras podrán justificar las razones por las que podrían presentar retrasos.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
			<p>Potencial.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Complejidad para realizar el montaje de los equipos en los plazos requeridos, debido a que se debe intervenir en subestaciones de poder en servicio, tanto en sus casetas de comando y control o gabinetes de control en patio, como en patios aéreos y celdas de media tensión. - Impacto en clientes por desconexiones asociadas a intervenciones en subestaciones de poder. - Desconocimiento y falta de soporte de los proveedores y representantes locales respecto a la forma de implementar requerimientos de la norma. - Plazos establecidos por norma no se ajustan al plan de adecuación que se requiere para cambiar los medidores. Entre las implicancias que presenta el cambio de medidores, se tiene lo siguiente: El cambio de TTPP requiere de la desconexión completa de la barra. En muy pocos casos se podría realizar este reemplazo con redes energizadas. El cambio de TTCC requiere de la desconexión completa del alimentador. La programación de cada alimentador va sujeta a las restricciones propias de una desconexión programada <p>Además, los equipos de medida forman parte integral de los paños de media tensión de las subestaciones de poder y, por tanto, deben tratarse como instalaciones de transmisión, mientras no se adecúe el resto de la normativa.</p> <p>Considerando los puntos antes señalados, se solicita ampliar el plazo establecido en los numerales 1 y 2 del presente artículo a partir de la publicación de la modificación de la presente NT.</p>			
2	EEAG	7-9	Dado que la instalación de medidores inteligentes es voluntario, debe eliminarse el artículo 7-9 de la Norma Técnica de Distribución de diciembre 2017, que definía plazos de implementación bajo el supuesto de la obligatoriedad	Eliminar artículo 7-9 de la NTDx 2017	Se acoge.	
3	EEAG	7-14	Se debe cambiar donde dice Artículo 1-14 por Artículo 1-20, siendo el último el relativo a "Sistema de Seguridad de la Información"	Se debe establecer: "Los sistemas de gestión de la seguridad de la información que implementen las Empresas Distribuidoras para los SMMC deberán contar con la certificación ISO 27.001, según se establece en el Artículo 1-20, a partir del 1° de enero del año 2026."	Se acoge parcialmente.	Se modificará referencia al artículo 1-14. No se incorporará mención a los "SMMC", pues se trata de una exigencia general para la Empresa Distribuidora y no limitada a los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
4	EEAG	7-17	<p>Se debe modificar el artículo 7-17, debido a que la instalación de las Unidades de Medida es de carácter "Voluntario" y la operación dependerá de la Factibilidad Técnica del SMMC. Esto último, sólo se logra con una alta instalación de este tipo de medidores (densificación), por lo cual, se debe dejar sin efecto el plazo de los 90 días para que exista factibilidad. En lugar de ello, se debe establecer que la Empresa Distribuidora notifique la existencia de factibilidad una vez que ella se alcance.</p>	<p>Se debe establecer lo siguiente: "A partir de 1 de julio de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2024, la solicitud de conexión de la Unidad de Medida a que se refiere el artículo 5-16 o la instalación de la Unidad de Medida a que se refiere el artículo 5-17 deberá seguir el mismo procedimiento indicado en el Título 5-4 de la presente NT, considerando lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En caso de factibilidad técnica, esto es, que la Empresa Distribuidora cuente con las instalaciones para permitir la operación de la Unidad de Medida con las funcionalidades que establece la presente NT y el AT SMMC en el territorio en que se ubique el inmueble, la coordinación e instalación de la Unidad de Medida se deberá realizar en los mismos plazos establecidos en los artículos 5-18 y 5-19. 2. En caso que no exista factibilidad técnica en los términos señalados en el numeral anterior, la Empresa Distribuidora deberá notificar dicha situación al solicitante respectivo o al Usuario que instale EG, según corresponda. Asimismo la Empresa Distribuidora deberá notificar al solicitante respectivo o al Usuario que instale EG, según corresponda, la existencia de factibilidad técnica en un plazo máximo de noventa días desde su ocurrencia. La fecha, con indicación de al menos mes y año, en que el territorio respectivo tendrá factibilidad técnica. La fecha informada no podrá exceder los 90 días hábiles. En la fecha informada por la Empresa Distribuidora como aquella en que se contará con factibilidad técnica, deberá contactar al cliente para coordinar la instalación de la Unidad de Medida, la cual deberá ser realizada en los mismos plazos establecidos en los artículos 5-18 y 5-19. Para estos efectos, se entenderá que existe factibilidad técnica cuando en un par 	No se acoge.	<p>La factibilidad técnica implica que la Empresa Distribuidora cuenta con las instalaciones que permiten la operación de la Unidad de Medida con funcionalidades remotas. La instalación masiva de Unidades de Medida no es condición necesaria para que exista factibilidad técnica, no obstante es posible que, dependiendo de la tecnología empleada por la Empresa Distribuidora, estos sistemas alcancen un mejor desempeño cuando existe cierta densidad de clientes con Unidades de Medida, circunstancia que la regulación reconoce.</p>

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
				Comuna-Empresa el 80% de Clientes se encuentren incorporados al SMMC y cuando al menos el 70% del total de los Clientes de la Empresa Distribuidora respectiva estén incorporados al SMMC.”		
5	EEAG	7-17	<p>Al considerar el 01 de Julio de 2021 como fecha de inicio de la vigencia de los procedimientos de solicitud de unidad de medida (según art 5-16) o la instalación de la unidad de medida (según art 5-17), se producen inconsistencias respecto de los plazos en el Art 7-15, que indica que el plan de implementación, incluyendo el cronograma, debe ser presentado a la Superintendencia, con copia a CNE, a más tardar, el último día hábil de diciembre de 2021.</p> <p>La disponibilidad para conexión de los clientes no debería ser anterior a la presentación del plan de implementación, de manera de garantizar la existencia de factibilidad técnica y asegurar la operación de las Unidades de Medida de acuerdo a las exigencias del AT-SMMC.</p> <p>Se solicita modificar esta exigencia, para hacerla válida a partir del establecimiento de la factibilidad técnica en el área geográfica correspondiente</p>	<p>A partir de 01 de julio de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2024 del establecimiento de la factibilidad técnica en un área geográfica, la solicitud de Unidad de Medida a que se refiere el artículo 5-16 o la instalación de la Unidad de Medida a que se refiere el artículo 5-17 deberá seguir el mismo procedimiento indicado en el Título 5-4 de la presente NT, considerando lo siguiente:</p>	Se acoge parcialmente.	Se modificarán fechas para dar consistencia a los hitos del proceso de implementación del Sistema de Gestión y Calidad y la solicitud y coordinación de la instalación de la Unidad de Medida.
6	EEAG	7-17	<p>Es importante considerar que el despliegue del Sistema de Gestión y Calidad tenga una lógica geográficamente eficiente. Considerar que un cliente de una zona sin factibilidad técnica tenga que ser atendido en un máximo de 90 días hábiles no permite definir una planificación lógica y eficiente, lo que significará un aumento de la complejidad y del costo total de la implementación de los SMMC. Es razonable programar un despliegue que permita avanzar en distintos frentes geográficos en paralelo, para maximizar la cobertura, pero la exigencia de atención en un máximo de 90 días no es eficiente y tampoco consistente con la gradualidad de los hitos de avance considerados en el Art 7-15.</p> <p>Se solicita eliminar esta exigencia.</p>	<p>2. En caso que no exista factibilidad técnica en los términos señalados en el numeral anterior, la Empresa Distribuidora deberá informar al solicitante respectivo o al Usuario que instale EG, según corresponda, la fecha, con indicación de al menos mes y año, en que el territorio respectivo tendrá factibilidad técnica. La fecha informada no podrá exceder los 90 días hábiles. En la fecha informada por la Empresa Distribuidora como aquella en que se contará con factibilidad técnica, deberá contactar al cliente para coordinar la instalación de la Unidad de Medida, la cual deberá ser realizada en los mismos plazos establecidos en los artículos 5-18 y 5-19.</p>	Se acoge parcialmente.	Se mantiene exigencia de informar una fecha de factibilidad técnica, pero se amplía el plazo.
7	Fenacopel	7-17	<p>Al final del párrafo se menciona un límite de plazo definido para el último día del mes de enero de 2025, lo que no concuerda con los 90 días hábiles que el territorio respectivo contará con factibilidad técnica.</p>	<p>Se deberá tener sistemas de comunicaciones implementados y operativos para dar cobertura a todos los Clientes y/o Usuarios de la red eléctrica de distribución de la Distribuidora el último día del mes de enero de 2025.</p>	No se acoge.	<p>La Empresa Distribuidora deberá dar cumplimiento al plazo que establece el inciso final del artículo observado. Por tanto, independiente de la fecha en que se solicitó la instalación de la Unidad de Medida, la Empresa</p>



Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
						Distribuidora deberá cumplir con la instalación, a más tardar, el último día del mes de enero de 2025.



Observaciones Anexo Clasificación de Redes:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación
1	EEAG	Anexo Empresa Comuna	Se hace referencia errónea a CGED	Se solicita reemplazar en columna empresa "CGED" por "CGE"	Se acoge.	
2	EEAG	Anexo Empresa Comuna	En tabla se omiten las provincias de Isla de Pascua y Valparaíso	Se solicita agregar las provincias de Isla de Pascua y Valparaíso a la tabla correspondiente.	Se acoge.	
3	EEAG	Anexo Empresa Comuna	En las tablas de densidades por provincias falta Valparaíso. Actualmente está clasificada con densidad alta.	Agregar la provincia de Valparaíso, con densidad alta.	Se acoge.	
4	Chilquinta	Anexo Empresa Comuna	Se solicita revisión de densidad de las comunas La Cruz y Cartagena, para Chilquinta, Cartagena de Compañía Eléctrica del Litoral, y Colbún de Luzlinares.	Se adjunta anexo.*	Se acoge parcialmente.	Se ajustan combinaciones de pares Comuna-Empresa en consistencia con la metodología considerada para la asignación de densidades.

*El adjunto enviado por la Empresa Chilquinta se encuentra disponible en el enlace de descarga del presente Informe.



Otras Observaciones:

Id	Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta	Justificación
1	EEAG	General	<p>Respecto al título 3-3 de la NTD, donde se señalan límites de armónicos en la red, se puede comentar lo siguiente:</p> <p>Las empresas distribuidoras no producen la contaminación armónica en cuestión, pues no tienen elementos no lineales que la produzcan. Son los consumidores los que la producen. Por lo tanto, el mayor problema de las armónicas reside en la detección de las fuentes emisoras de los clientes residenciales y comerciales, dada su condición de dispersión geográfica y eléctrica. En este caso la contaminación existente, puede ser disminuida mediante la instalación de filtros, podría costar alrededor de 100 USD para cada equipo electrónico, lo que técnica y económicamente es complejo.</p> <p>En el caso de los límites de BT1, de acuerdo con la tabla 11, se entiende que son valores de corriente máximos absolutos, a diferencia de los de media tensión y de los de otras tarifas BT, que son con respecto a la corriente de carga o la fundamental. Técnicamente no se entiende esta diferencia.</p> <p>Aún más, es muy difícil cumplir con estos límites absolutos, considerando que los principales contaminantes son los equipos electrónicos, cada uno de los cuales tiene su propia generación de espectro armónico. Para corregir esta situación, cada cliente deberá instalar filtros pasivos, lo que podría resultar costoso, sobre todo si se considera que, según las muestras obtenidas en las campañas de medida, entre el 70% al 90% de los clientes aparecen en incumplimiento. Adicionalmente, se dará la siguiente situación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Idealmente, en un momento inicial, se instalan filtros en todos los clientes BT. • Cada cliente, en el mediano o largo plazo adquirirá nuevos equipos, con componentes de emisión armónica. Pero, ¿qué ocurre con esos nuevos productos? Hoy no existe una normativa que defina cuáles son las distorsiones máximas de corriente que introducen a la red los equipos con fuentes conmutadas (IEC 1000-xx). <p>En consecuencia, todas las inversiones que se hagan serán de utilidad en el corto o medio plazo serán insuficientes, hasta que exista una norma que regule el ingreso de equipamiento electrónico al país. Con esto, y en consideración de la renovación de equipamiento electrónico será suficiente para el cumplimiento de los límites establecidos en la actual NTD.</p>		No se acoge.	La observación presentada no considera una propuesta al borrador de NTD sometido a consulta pública. Sin perjuicio de lo anterior, la NTD no indica que sea obligación de la Empresa Distribuidora cumplir con la exigencia en cuantos a niveles de armónicos.
2	Colbún S.A.	Anexo Empresa Comuna	Solicitamos incluir en la Norma Técnica un capítulo específico de “Comunicaciones y accesibilidad de la información” para incorporar obligaciones específicas de publicación de registros, periodicidad y materialidad de la información, accesibilidad para Suministradores y Usuarios, circuitos de comunicación, vías de comunicación, frecuencia de entrega de información, clasificación de la información (privada, confidencial y de acceso público), etc.	Crear nuevo capítulo	No se acoge.	Respecto de la información, el Anexo Técnico regula los registros que se obtendrán de las Unidades de Medidas de los clientes. La información privada está regulado en la Ley 19.628.