

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

RESPUESTAS a los comentarios recibidos respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica- Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad, publicado el 15 de enero de 2018.

Al margen un logotipo, que dice: Comisión Reguladora de Energía.

LUIS GUILLERMO PINEDA BERNAL, Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico, en cumplimiento con lo establecido en los artículos 47, fracción III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y

CONSIDERANDO

Que con fecha 15 de enero de 2018, en cumplimiento a lo previsto en el artículo 47, fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica - Medidores y transformadores de instrumento - Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad, a efecto de que dentro de los 60 días naturales siguientes a dicha publicación, los interesados presentaran sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico.

Que en la Segunda Sesión Extraordinaria, celebrada el 29 de noviembre de 2018, el Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico, una vez analizados y estudiadas las observaciones recibidas en el plazo antes señalado, aprobó la respuesta a los comentarios formulados al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica - Medidores y transformadores de instrumento - Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad, con fundamento en lo previsto en los artículos 47, fracción II y 64 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Que en la Primera Sesión Ordinaria, celebrada el 24 de abril de 2019, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía aprobó la respuesta a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica - Medidores y transformadores de instrumento - Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad, con fundamento en lo previsto en los artículos 47, fracción II y 64 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Que los artículos 44 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 31 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización establecen que las dependencias cuyo ámbito de competencia sea concurrente deberán coordinarse para elaborar, expedir y publicar de manera conjunta una sola norma oficial mexicana por sector o materia.

Que en atención a las anteriores Consideraciones y en cumplimiento a lo previsto en los artículos 47, fracción III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se publican las siguientes:

RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS RECIBIDOS RESPECTO DEL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA - MEDIDORES Y TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO - ESPECIFICACIONES METROLÓGICAS, MÉTODOS DE PRUEBA Y PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

No.	PROMOVENTE/PROPUESTA	RESOLUCIÓN DEL CCNNE y CCONNSE																												
1	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S. A. DE C. V. <u>NUMERAL:</u> <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> <u>PROPUESTA:</u> Comentario general a todo el documento: Se refiere a los transformadores de medida en plural, y se usan dos términos: "transformadores de medida" y "transformadores de instrumento". Cambiar a singular y uniformizar la terminología. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Mejorar la redacción.</p>	<p>Procede comentario. En todo el documento, en donde aplique, incluyendo el título se escribirá en singular y se empleará el término "transformador de medida"</p>																												
2	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S. A. DE C. V. <u>NUMERAL:</u> General <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> <u>PROPUESTA:</u> Indicar en la placa de datos de los transformadores de medida con aislamiento en aceite los valores en ppm de humedad y gases disueltos (hidrogeno, etileno y acetileno) de conformidad con la IEC60599. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Derivado a la problemática detectada recientemente en transformadores de corriente y transformadores de potencial inductivo, se solicita se indicar en la placa de datos de los transformadores de medida con aislamiento en aceite los valores en ppm de humedad y gases disueltos (hidrogeno, etileno y acetileno).</p>	<p>Procede comentario. Se escribirá como sigue: 9.3.1.2. El transformador de medida inmerso en aceite, debe tener un sistema que permita la contracción y expansión del volumen de aceite por cambio de temperatura. No se permiten sistemas de expansión de materiales elastoméricos. 9.3.1.3. El transformador de medida inmerso en aceite mineral, debe cumplir con las pruebas de rutina siguientes, las cuales deben realizarse de acuerdo a la NMX-J-109-ANCE-2018: a) Pruebas al aceite: AGD, contenido de humedad y valor de la tangente delta a 90 °C (tan δ) de acuerdo con la NMX-J-123-ANCE-2008. Los valores de AGD deben cumplir con lo establecido en la Tabla 3.2. El fabricante debe registrar los valores a que se refiere la tabla 3.2, en los informes correspondientes de pruebas de rutina. El valor de la tangente delta a 90 °C (tan δ), debe tener un valor < 0.015 para equipos de 170 kV y menores y < 0.010 para equipos mayores que 170 kV.</p> <p align="center">Tabla 3.2 - Valores máximos permisibles de concentración de gases disueltos en transformadores de corriente</p> <table border="1" data-bbox="1150 1003 1871 1089"> <thead> <tr> <th>H₂</th> <th>CO</th> <th>CO₂</th> <th>CH₄</th> <th>C₂H₆</th> <th>C₂H₄</th> <th>C₂H₂</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>300 µg/ml</td> <td>300 µg/ml</td> <td>900 µg/ml</td> <td>30 µg/ml</td> <td>50 µg/ml</td> <td>10 µg/ml</td> <td>2 µg/ml</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">NOTA: La humedad máxima permitida es 10 µg/ml.</p> <table border="1" data-bbox="1150 1117 1871 1382"> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>Hidrogeno</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>Monóxido de Carbono</td> </tr> <tr> <td>CO₂</td> <td>Dióxido de Carbono</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>Metano</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>Etano</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>Etileno</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>Acetileno</td> </tr> </tbody> </table>	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	300 µg/ml	300 µg/ml	900 µg/ml	30 µg/ml	50 µg/ml	10 µg/ml	2 µg/ml	H ₂	Hidrogeno	CO	Monóxido de Carbono	CO ₂	Dióxido de Carbono	CH ₄	Metano	C ₂ H ₆	Etano	C ₂ H ₄	Etileno	C ₂ H ₂	Acetileno
H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂																								
300 µg/ml	300 µg/ml	900 µg/ml	30 µg/ml	50 µg/ml	10 µg/ml	2 µg/ml																								
H ₂	Hidrogeno																													
CO	Monóxido de Carbono																													
CO ₂	Dióxido de Carbono																													
CH ₄	Metano																													
C ₂ H ₆	Etano																													
C ₂ H ₄	Etileno																													
C ₂ H ₂	Acetileno																													

3	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S. A. DE C. V.</p> <p><u>NUMERAL:</u> General</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p> <p><u>PROPUESTA:</u></p> <p>Los transformadores de medida con aislamiento en aceite deben de contar con válvula de muestreo localizada en la parte inferior para realizar pruebas de rigidez dieléctrica, humedad y análisis de gases disueltos.</p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u></p> <p>Derivado a la problemática detectada recientemente en transformadores de corriente y transformadores de potencial inductivo, se solicita instalar válvula de muestreo para analizar la parte activa de los transformadores de medida con enfriamiento en aceite</p>	<p>Procede comentario parcialmente, se escribirá como se menciona a continuación</p> <p>9.1 Requisitos adicionales</p> <p>9.1.1 Adicional al cumplimiento con las normas indicadas en la Tabla 3.1, el transformador de medida, según su tipo, debe cumplir con los requisitos indicados el presente capítulo.</p> <p>NOTA: De acuerdo a su construcción, aplica para todos los transformadores de medida: transformadores de potencial inductivo, transformadores de potencial capacitivo, transformadores de corriente y transformadores combinados.</p> <p>Las especificaciones de construcción para gabinetes de transformadores combinados para distribución subterránea y aérea, deberán referirse a las especificaciones técnicas generales autorizadas por la CRE.</p> <p>9.1.1.1 El transformador de medida inmerso en aceite, debe contar con una válvula de muestreo de aceite, ubicado en la parte inferior. La válvula de muestreo debe tener un mecanismo de seguridad que imposibilite su apertura accidental.</p> <p>9.1.1.2 El transformador de medida inmerso en aceite, debe tener un sistema que permita la contracción y expansión del volumen de aceite por cambio de temperatura. No se permiten sistemas de expansión de materiales elastoméricos.</p> <p>9.1.1.3 El transformador de medida inmerso en aceite mineral, debe cumplir con las pruebas de rutina siguientes, las cuales deben realizarse de acuerdo a la NMX-J-109-ANCE-2018:</p> <p>b) Pruebas al aceite: AGD, contenido de humedad y valor de la tangente delta a 90 °C (tan δ) de acuerdo con la NMX-J-123-ANCE-2008.</p> <p>Los valores de AGD deben cumplir con lo establecido en la Tabla 3.2. El fabricante debe registrar los valores a que se refiere la tabla 3.2, en los informes correspondientes de pruebas de rutina.</p> <p>El valor de la tangente delta a 90 °C (tan δ), debe tener un valor < 0.015 para equipos de 170 kV y menores y < 0.010 para equipos mayores que 170 kV.</p> <p>Tabla 3.2 - Valores máximos permisibles de concentración de gases disueltos en transformadores de corriente</p> <table border="1" data-bbox="1241 886 1776 1182"> <thead> <tr> <th>H₂</th> <th>CO</th> <th>CO₂</th> <th>CH₄</th> <th>C₂H₆</th> <th>C₂H₄</th> <th>C₂H₂</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>300 µg/ml</td> <td>300 µg/ml</td> <td>900 µg/ml</td> <td>30 µg/ml</td> <td>50 µg/ml</td> <td>10 µg/ml</td> <td>2 µg/ml</td> </tr> <tr> <td colspan="7">NOTA: La humedad máxima permitida es 10 µg/ml.</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td colspan="6">Hidrogeno</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td colspan="6">Monóxido de Carbono</td> </tr> <tr> <td>CO₂</td> <td colspan="6">Dióxido de Carbono</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td colspan="6">Metano</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td colspan="6">Etano</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td colspan="6">Etileno</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td colspan="6">Acetileno</td> </tr> </tbody> </table>	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	300 µg/ml	300 µg/ml	900 µg/ml	30 µg/ml	50 µg/ml	10 µg/ml	2 µg/ml	NOTA: La humedad máxima permitida es 10 µg/ml.							H ₂	Hidrogeno						CO	Monóxido de Carbono						CO ₂	Dióxido de Carbono						CH ₄	Metano						C ₂ H ₆	Etano						C ₂ H ₄	Etileno						C ₂ H ₂	Acetileno					
H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂																																																																		
300 µg/ml	300 µg/ml	900 µg/ml	30 µg/ml	50 µg/ml	10 µg/ml	2 µg/ml																																																																		
NOTA: La humedad máxima permitida es 10 µg/ml.																																																																								
H ₂	Hidrogeno																																																																							
CO	Monóxido de Carbono																																																																							
CO ₂	Dióxido de Carbono																																																																							
CH ₄	Metano																																																																							
C ₂ H ₆	Etano																																																																							
C ₂ H ₄	Etileno																																																																							
C ₂ H ₂	Acetileno																																																																							
4	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE)</p> <p><u>NUMERAL:</u> General</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Disturbio</p> <p><u>PROPUESTA:</u> Perturbación o perturbaciones</p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u> Disturbio es una castellanización de <i>Disturbed</i>, se sugiere modificar el término en toda la Norma.</p>	<p>Procede comentario.</p> <p>En todo donde aplique se sustituirá por "perturbación" o "perturbaciones" según corresponda.</p>																																																																						

<p>5</p>	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) <u>NUMERAL:</u> 1.3 Exclusiones <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, establece los requisitos mínimos para regular las características metrológicas de los medidores de energía eléctrica y transformadores de instrumento, así como las funciones básicas que impacta en las mediciones según su aplicación; no considera otras especificaciones o características funcionales particulares, tales como diseño, tecnologías, algoritmos, entre otras. Por lo anterior, para la correcta utilización y desempeño de los medidores y transformadores de instrumento, adicional al cumplimiento con este Proyecto, deben observarse otras regulaciones técnicas aplicables autorizadas por la autoridad competente. <u>PROPUESTA:</u> El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, no considera otras especificaciones o características funcionales particulares, tales como diseño, tecnologías, algoritmos, entre otras de los medidores de energía ni de los transformadores. Para la correcta utilización y desempeño de los medidores y transformadores de instrumento, adicional al cumplimiento con este Proyecto, deben observarse las regulaciones técnicas aplicables que determine la autoridad competente. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> La redacción de las Exclusiones en el Proyecto es reiterativa, por lo que se sugiere, modificar el texto para brindar mayor claridad a la NOM</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como se indica a continuación: 1. Objetivo y campo de aplicación 1.1. Objetivo Establecer las especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad que deben cumplir los medidores y transformadores de medida que se emplean para el suministro eléctrico. 1.2. Campo de aplicación 1.2.1 Esta Norma Oficial Mexicana es aplicable a los medidores y transformadores de medida que se emplean en procesos con fines de liquidación y facturación, así como para la medición de magnitudes instantáneas y parámetros de calidad de la potencia, que intervienen en la evaluación del cumplimiento de obligaciones y Reglas del Mercado. 1.2.2 Esta Norma Oficial Mexicana aplica a los transformadores de medida para fines de protección. Para la correcta utilización y desempeño de los medidores y transformadores de medida, adicional al cumplimiento con la presente Norma Oficial Mexicana, deben observarse las regulaciones técnicas aplicables que determine la autoridad competente. 1.3. Exclusiones Quedan excluidas del campo de aplicación de la presente Norma Oficial Mexicana, las especificaciones o características funcionales particulares de los medidores o transformadores de medida, tales como diseño, tecnologías, algoritmos, entre otras, diferentes de las metrológicas.</p>
<p>6</p>	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) <u>NUMERAL:</u> Tabla 1.7 (2 de 2) Requisitos metrológicos para los medidores <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Amplitud $\leq 10V$ <u>PROPUESTA:</u> Amplitud $\leq 10V_{r\text{cm}}$ <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se sugiere utilizar la abreviatura $V_{r\text{cm}}$, ya que ellos se prueban, en la norma de perturbaciones conducidas</p>	<p>Procede parcialmente. Se agrega al capítulo 3, Términos y definiciones las siguientes: 3.15. Corriente (I) valor de corriente eléctrica que fluye a través del medidor o transformador de medida. NOTA: La "Corriente" en esta norma, se refiere al valor raíz cuadrática media RCM (r.m.s <i>root mean square</i> por sus siglas en inglés.) 3.70. Tensión eléctrica Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos o conductores cualesquiera pertenecientes a un circuito. NOTA: El o los valores(es) de tensión en esta norma, se refiere al valor raíz cuadrática media RCM (r.m.s <i>root mean square</i> por sus siglas en inglés.) 3.71. Tensión nominal (U_{nom}) Valor de la raíz cuadrática media (RCM) de tensión especificado por el fabricante para el funcionamiento normal del medidor. NOTA: los medidores diseñados para funcionar en un intervalo de valores de tensión, se pueden denominar como medidores multirango.</p>
<p>7</p>	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) <u>NUMERAL:</u> 2 Referencias Normativas <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Para los fines de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, es indispensable aplicar las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas y Normas Internacionales que se indican a continuación, o las que las sustituyan: ... NMX-J-648/3-1-ANCE-2012 Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 3-1: Información básica-Pruebas de frío y de calor seco, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014. IEC 61850-6:2009 Communication networks and systems for power utility automation- Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs. Por lo anterior, para la correcta utilización y desempeño de los medidores y transformadores de</p>	<p>Procede comentario: Se escribirá como sigue: En tanto no se publiquen las Normas Mexicanas, adopciones de las IEC que se refieren a continuación, se aplicarán también, para los fines de esta NOM las normas internacionales siguientes:</p>

	<p>instrumento, adicional al cumplimiento con este Proyecto, deben observarse otras regulaciones técnicas aplicables autorizadas por la autoridad competente.</p> <p>PROPUESTA: Para los fines de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, es indispensable aplicar las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas que se indican a continuación, o las que las sustituyan: ... NMX-J-648/3-1-ANCE-2012 Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 3-1: Información básica-Pruebas de frío y de calor seco, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014. En tanto no se publiquen las Normas Mexicanas, adopciones de las IEC que se refieren a continuación, se aplicarán también, para los fines de esta NOM las normas internacionales siguientes: IEC 61850-6:2009 Communication networks and systems for power utility automation- Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs.</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Con fundamento en el artículo 28, fracción IV, del RLFMN, que dice a la letra: <i>"...El comité consultivo nacional de normalización, o la dependencia, tratándose de casos de emergencia, al elaborar o modificar la norma oficial mexicana conforme al procedimiento establecido en los artículos 46, 47, 48, 64 y demás aplicables de la Ley y este Reglamento, podrán resolver que se prescindan de la traducción a que se refiere el párrafo anterior en aquellos casos en que la norma, lineamiento o regulación técnica, internacional o extranjera sea reconocida como práctica internacional por las industrias, sectores o subsectores que por su naturaleza o nivel de especialización pueden entenderlas en su idioma original..."</i> Se sugiere adicionar una redacción específica para las referencias a las Normas Internacionales, a partir de la cual, se prevea la necesaria y correspondiente adopción de las mismas, como Normas Mexicanas.</p>	
8	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 3 Términos y definiciones TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Se sugiere revisar que todos los términos y definiciones efectivamente, se utilicen en el cuerpo de la Norma esto, de conformidad con el inciso 6.3.1 de la Norma Mexicana "NMX-Z-013-SCFI-2015, Guía para la estructuración y redacción de Normas": "...Este es un elemento condicional que establece las definiciones necesarias para la comprensión de ciertos términos usados en la norma..." A manera de ejemplo, se mencionan los incisos con definiciones, que no se observan en el cuerpo del Proyecto, publicado para consulta pública: 3.4, 3.7, 3.11, entre otros.</p>	<p>Procede comentario. Se realizó una revisión de los Términos y definiciones de la norma quedando como siguen: 3. Términos y definiciones Para los propósitos de esta Norma Oficial Mexicana, se aplican los términos y definiciones establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica, en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en las Bases del Mercado, en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y las siguientes: 3.1. Autenticidad Resultado del proceso de autenticación. 3.2. Autenticación Comprobación de la identidad declarada o presunta de un usuario o sujeto. 3.3. Bidireccional Cualidad de un instrumento que tiene capacidad de medir el flujo de energía, en un punto determinado y en ambos sentidos, almacenando los datos de medición de forma separada. 3.4. Calidad de la potencia Características de la electricidad en un punto específico en un sistema eléctrico y evaluado en relación con un conjunto de parámetros técnicos de referencia. Estos parámetros se relacionan, en algunos casos, con la compatibilidad entre las características de la electricidad en un punto de entrega-recepción de la red y los generadores o cargas conectadas a ésta. 3.5. Calibración: conjunto de operaciones que tiene por finalidad determinar los errores de un instrumento para medir y, de ser necesario, otras características metroológicas. 3.6. Cantidades de influencia Es la cantidad que, en una medición directa, no afecta la cantidad real que se está midiendo, pero</p>

		<p>afecta la relación entre la indicación y el resultado de la medición.</p> <p>3.7. Característica particular Función específica de los medidores y transformadores de medida que están fuera del campo de aplicación de la presente Norma Oficial Mexicana.</p> <p>3.8. Carga Potencia eléctrica absorbida o transmitida en todo instante por una instalación eléctrica o por un elemento específico de cualquier instalación.</p> <p>3.9. Clase de exactitud Grupo de instrumentos de medida que satisfacen determinadas exigencias metroológicas destinadas a conservar los errores dentro de límites especificados.</p> <p>3.10. Clase A Método de medición de parámetros cuando son necesarias mediciones exactas para aplicaciones contractuales, evaluación de la conformidad con normas, resolución de disputas y/o similares.</p> <p>3.11. Compensación de pérdidas función que adiciona o resta, en las integraciones de energía del medidor.</p> <p>3.12. Compensación por pérdidas en transformación Función específica del medidor, para la estimación de las pérdidas por transformadores. Se da cuando se aplican los factores de corrección para errores de relación y de ángulo de fase de los transformadores de medida. Esta corrección reduce o elimina la necesidad de reemplazar los transformadores de medida.</p> <p>3.13. Compensación por pérdidas en líneas de transmisión o distribución Función específica del medidor, para la estimación de las pérdidas por líneas de transmisión o líneas de distribución.</p> <p>3.14. Condiciones de referencia</p>
		<p>Es la condición de operación establecida para evaluar el desempeño de un instrumento o sistema de medición o para comparar resultados de medición.</p> <p>NOTA: Las condiciones operativas de referencia especifican intervalos de valores del mensurando y de las cantidades de influencia.</p> <p>3.15. Corriente (I) valor de corriente eléctrica que fluye a través del medidor o transformador de medida. NOTA: La "Corriente" en esta norma, se refiere al valor raíz cuadrática media RCM (r.m.s <i>root mean square</i> por sus siglas en inglés.)</p> <p>3.16. Corriente de arranque (I_{st}) Valor mínimo de corriente en el cual el medidor empieza a integrar pulsos en la memoria masiva y energía en kilowatt hora en la clase de exactitud.</p> <p>3.17. Corriente máxima (I_{max}) Valor máximo de corriente marcada en la placa de datos que admite el medidor en régimen permanente en la clase de exactitud. NOTA 1: Este valor de corriente lo declara el fabricante. NOTA 2: Algunas empresas de transporte o distribución o suministro eléctrico, refieren a la corriente máxima como corriente de clase.</p> <p>3.18. Corriente mínima (I_{min}) Valor mínimo de corriente que admite el medidor en régimen permanente en la clase de exactitud. NOTA: Este valor de corriente lo declara el fabricante</p> <p>3.19. Corriente nominal (I_{nom}) corriente existente en condiciones normales de operación del equipo de medición y corresponde con la corriente marcada en la placa de datos por el fabricante.</p> <p>3.20. Corriente de transición (I_{tr}) Valor de corriente que separa el campo de medición inferior (donde se permite un error superior</p>

		<p>al de clase de exactitud), del campo de medición superior (donde el error máximo permitido corresponde al error de la clase de exactitud).</p> <p>3.21. Demanda Valor del promedio móvil de la potencia activa evaluado en intervalos de quince minutos mediante series de tres registros o subintervalos continuos cincominutales. Se refiere a la potencia que se necesita aplicar en el punto de entrega, medido en kilowatt (kW).</p> <p>3.22. Decremento repentino de tensión Disminución entre el 10% y 90%, de la tensión nominal a la frecuencia del sistema, con intervalos de duración de desde 0.5 ciclos y hasta 3 600 ciclos en un sistema de 60 Hz.</p> <p>3.23. Energía Cantidad de flujo energético, expresada en kilowatt hora (kWh).</p> <p>3.24. Error intrínseco El error de un instrumento de medida, determinado en las condiciones de referencia.</p> <p>3.25. Error intrínseco inicial Es el error intrínseco de un instrumento de medición, según se determine antes de las pruebas, para mantener sus características de funcionamiento durante un cierto periodo de tiempo.</p> <p>3.26. Error máximo permisible (mpe) (máximo permisible error por sus siglas en inglés), valor extremo del error de medición con respecto al valor conocido de la magnitud de referencia, permitido por especificaciones o regulaciones para una medición, instrumento o sistema de medición.</p> <p>3.27. Estampa de tiempo</p>
		<p>Registro de la fecha y hora de acuerdo con el huso horario (con referencia al tiempo universal coordinado UTC, por sus siglas en inglés) en que se ubica el medidor. La estampa de tiempo proviene del reloj interno del medidor.</p> <p>3.28. Ethernet Estándar de redes de área local para computadoras.</p> <p>3.29. Evento Dato que se genera al cumplir una condición preestablecida y que cuenta con una estampa de tiempo.</p> <p>3.30. Factor de distorsión (d) Relación del valor de la raíz cuadrática media del contenido armónico del valor de la raíz cuadrática media del término fundamental. NOTA 1: El contenido de armónico se obtiene substrayendo el término fundamental a una cantidad alterna no sinusoidal. NOTA 2: El factor de distorsión se expresa como un porcentaje. Es equivalente a THD, siglas en inglés para distorsión armónica total.</p> <p>3.31. Falla Diferencia entre el error de indicación y el error intrínseco de un instrumento de medición. Nota 1: Una falla es principalmente, el resultado de un cambio no deseado de datos contenido en o fluyendo a través de un instrumento de medición Nota 2: De la definición se sigue que una "falla" es un valor numérico que es expresado, ya sea en una unidad de medida o como un valor relativo, por ejemplo como un porcentaje. Nota 3: En esta NOM, la definición anterior no aplica al término "falla de tierra", en el cual la palabra "falla" tiene su significado usual de diccionario.</p> <p>3.32. Falla significativa Falla que excede los valores límites aplicables a la clase del medidor. NOTA: también se consideran las siguientes fallas significativas: un cambio mayor que el valor de cambio crítico que ha ocurrido en los registros de medición debido a perturbaciones; la funcionalidad del medidor se ha deteriorado.</p> <p>3.33. Firmware</p>

		<p>Programa informático que establece la lógica de más bajo nivel que controla los circuitos electrónicos de un dispositivo de cualquier tipo.</p> <p>3.34. Fluctuación de tensión Oscilaciones en el nivel de tensión, debidas a la conexión de cargas cíclicas o por oscilaciones subarmónicas.</p> <p>3.35. Hardware Conjunto de elementos físicos de un dispositivo electrónico de propósito específico.</p> <p>3.36. Incremento repentino de tensión Incremento entre el 110% y 180%, de la tensión nominal a la frecuencia del sistema, con intervalo de duración desde 0.5 ciclos, hasta 3 600 ciclos, en una frecuencia de 60 Hz.</p> <p>3.37. Integridad de los datos Garantía de que los programas, datos y parámetros no han sido modificados o alterados sin autorización durante su uso, transferencia, almacenamiento, reparación o mantenimiento.</p> <p>3.38. Interoperabilidad Capacidad de dos o más elementos técnicos, sistemas, dispositivos, redes, aplicaciones o componentes para trabajar juntos, comunicarse o intercambiar información y datos entre sí, con objetivos comunes, garantizando el significado preciso de la información comunicada, para que ésta pueda ser utilizada.</p>
		<p>3.39. IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group – Format B, por sus palabras en inglés), es un formato estándar para hacer referencia al tiempo que utiliza una señal portadora de 1 kHz; este formato codifica 100 pulsos por segundo (resolución de 1 ms para señal modulada y 10 ms para señal demodulada).</p> <p>3.40. Laboratorio de calibración acreditado y aprobado Laboratorio de calibración reconocido por una entidad de acreditación para la evaluación de la conformidad y aprobado por la dependencia correspondiente.</p> <p>3.41. Liquidación Cálculo de pagos y cobros para definir en cantidad líquida las operaciones realizadas en el mercado eléctrico.</p> <p>3.42. Límite de rango de operación o funcionamiento. Condiciones de operación límite que un medidor puede soportar sin presentar daño ni degradación de sus características metrológicas y este, subsecuentemente, se encuentre operando dentro de las condiciones nominales de operación. NOTA: El medidor debe ser capaz de funcionar dentro del rango límite de operación.</p> <p>3.43. Medidor Instrumento que mide y registra la integral de la potencia eléctrica con respecto al tiempo del circuito eléctrico al cual está conectado.</p> <p>3.44. Medidor autoalimentado Medidor que toma la alimentación auxiliar directamente del circuito de medición de tensión.</p> <p>3.45. Medidor autocontenido Medidor en el que las terminales están arregladas para conectarse directamente al circuito que está siendo medido sin el uso de transformadores de medida externos, para aplicaciones que no requieren el uso de transformadores de medida externo.</p> <p>3.46. Medidor de referencia Medidor utilizado para la medida de la energía eléctrica. Diseñado y operado para la obtención de la más alta exactitud y estabilidad en un ambiente controlado de laboratorio.</p> <p>3.47. Medidor tipo enchufe (socket, por su palabra en idioma inglés) Medidor que cuenta con terminales, tipo bayoneta, dispuestas en su parte posterior para insertarse en las mordazas de una base tipo enchufe.</p>

		<p>3.48. Medidor tipo tablero extraíble Medidor cuyo montaje tiene la capacidad o función de extracción segura sin desconectar cables, haciendo cortocircuito en los circuitos de corriente y aislando de partes vivas al operador. NOTA: Este tipo de montaje es de uso común en subestaciones de alta tensión.</p> <p>3.49. Medidor tipo gabinete. Medidor que tiene sus dispositivos de conexión en su parte posterior sin requerir accesorios adicionales para su conexión. El montaje es en un tablero o gabinete de uso específico.</p> <p>3.50. Multirango Medidor capaz de operar en uno o varios intervalos de tensión dentro de la clase de exactitud. NOTA: Ver definición de tensión nominal.</p> <p>3.51. Operación en modo de prueba o verificado Modo de operación para calibración en el que se verifica la respuesta del medidor sin alterar los valores integrados hasta el momento de cambio a otro modo.</p> <p>3.52. Patrón Medida materializada, aparato de medición o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores conocidos de una magnitud para transmitirlos por comparación a otros instrumentos de medición.</p> <p>3.53. Patrón de medida de referencia, patrón de referencia Patrón designado para la calibración de patrones de magnitudes de la misma naturaleza, en una organización o lugar dado.</p> <p>3.54. Patrón de medida de trabajo, patrón de trabajo Patrón utilizado habitualmente para calibrar o verificar instrumentos o sistemas de medida.</p> <p>3.55. Perfil de carga</p>
		<p>Son los valores de demanda correspondientes a todos los intervalos consecutivos del lapso especificado, para un periodo determinado.</p> <p>3.56. Protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol, por sus palabras en inglés) Protocolo utilizado en las comunicaciones entre estaciones maestras, unidades remotas (UTR) y otros dispositivos electrónicos inteligentes (DEI), que son componentes de un sistema SCADA.</p> <p>3.57. Puerto de comunicación Interfaz del equipo con otros aparatos o con el operador, para tener intercomunicación directa o remota.</p> <p>3.58. Punto de entrega – recepción Lugar específico de la red en donde se mide y registra la energía entregada o recibida por cada una de las partes.</p> <p>3.59. Rango de operación nominal Rango de valores de una sola cantidad de influencia que forma parte de la condición de operación nominal NOTA: La incertidumbre requerida deben encontrarse dentro de las condiciones del rango de operación nominal</p> <p>3.60. Registro Localidad de memoria en la que se almacena un dato.</p> <p>3.61. Registro auditable Archivo de datos continuo que incluye un registro de información histórica de sucesos, modificaciones en los valores de los parámetros de un medidor o actualizaciones del software, así como otras actividades legalmente relevantes que influyen en las características metrológicas.</p> <p>3.62. Reloj interno</p>

		<p>Base de tiempo del medidor.</p> <p>3.63. Sellos Medios físicos o electrónicos que impiden la modificación no autorizada del instrumento o sistema de medición. NOTA 1: Los medios físicos pueden ser medios mecánicos, electrónicos (incluido programas o software) o una combinación de ambos. NOTA 2: Las entidades responsables del mantenimiento y actualización de los sistemas de medición instalados en sitio, pueden hacer uso de sellos.</p> <p>3.64. Sistema de sincronía de tiempo Funcionalidad del medidor para sincronizarse con la referencia de tiempo que rige las liquidaciones del mercado.</p> <p>3.65. SNTP (simple network time protocol, por sus palabras en inglés) protocolo simple de tiempo de red. Protocolo de internet utilizado para sincronizar los relojes de sistemas informáticos a través de ruteo de paquetes de redes con latencia variable. El SNTP es una adaptación del ntp (network time protocol, por sus palabras en inglés) y se utiliza en dispositivos que no requieren de gran precisión.</p> <p>3.66. Socket Base con mordazas para recibir las terminales de un medidor enchufable el cual tiene terminales de conexión para la línea de suministro eléctrico.</p> <p>3.67. Software legalmente relevante Software o parte del mismo que interviene en las características metrológicas de un instrumento de medición.</p> <p>3.68. Software propietario Aplicaciones de software cuyo diseño está orientado a la explotación de hardware y el firmware del medidor. Generalmente este software es producido por el mismo fabricante del medidor.</p> <p>3.69. Tarifa horaria Función del medidor para contener los registros de memoria necesarios para registrar y almacenar valores de energía asociados a una estructura tarifaria. NOTA: La estructura tarifaria aplicable será definida por la autoridad competente.</p> <p>3.70. Tensión eléctrica Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos o conductores cualesquiera pertenecientes a un circuito. NOTA: El o los valores(es) de tensión en esta norma, se refiere al valor raíz cuadrática media RCM (r.m.s <i>root mean square</i> por sus siglas en inglés.)</p>
		<p>3.71. Tensión nominal (U_{nom}) Valor de la raíz cuadrática media (RCM) de tensión especificado por el fabricante para el funcionamiento normal del medidor. NOTA: los medidores diseñados para funcionar en un intervalo de valores de tensión, se pueden denominar como medidores multirango.</p> <p>3.72. Transformador de medida Transformador que se diseña para transmitir una señal de información (tensión o corriente eléctrica) a instrumentos de medición, medidores y dispositivos de protección o control, o aparatos similares.</p> <p>3.73. Transformador de corriente Transformador de medida en el cual la corriente secundaria es, en las condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la corriente primaria y desfasada con relación a ésta, en un ángulo próximo a cero grados eléctricos, para un sentido apropiado de las conexiones.</p> <p>3.74. Transformador de potencial, transformador de potencial inductivo Transformador de medida en el cual se asume que la tensión secundaria, en condiciones</p>

		<p>normales de uso, es proporcional a la tensión primaria y difiere de ella en fase por ángulo de aproximadamente a cero grados eléctricos, en el caso de conexiones específicas.</p> <p>3.75. Transformador de potencial capacitivo Transformador de potencial que incluye un divisor capacitivo y una magnitud electromagnética que se diseña e interconecta, de forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética es proporcional a la tensión primaria y nominalmente difiere de ella en fase por ángulo de cero grados eléctricos en el caso de conexiones específicas.</p> <p>3.76. Transformador combinado de medida: Transformador de medida que consiste de un transformador de corriente y un transformador de potencial en la misma envolvente.</p> <p>3.77. Transformador de baja potencia (transformador óptico, LPIT): Arreglo consistente de uno o más transformadores de corriente o tensión, los cuales pueden ser conectados a sistemas de transmisión y convertidores secundarios, todos con el propósito de transmitir baja potencia análoga o señal digital de salida a instrumentos de medición, medidores o dispositivos de control, protección o equipos similares.</p> <p>3.78. Visualización de valores instantáneos Despliegue del promedio del valor eficaz de la variable medida, obtenido para un intervalo de 1 segundo o menor.</p> <p>3.79. Autoridad competente La Comisión Reguladora de Energía o la Secretaría de Economía, dentro de sus respectivas atribuciones.</p>
9	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) <u>NUMERAL:</u> 3.7 Términos y definiciones <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> 3.7 características particulares: son aquellas funciones adicionales de los medidores que el Cenace podrá solicitar a los participantes del mercado. Estos requerimientos deben realizarse por escrito y ser notificados al usuario solicitante del medidor y forman parte de la infraestructura requerida para la interconexión de la central eléctrica o la conexión del centro de carga, según corresponda <u>PROPUESTA:</u> 3.7 características particulares: son aquellas funciones adicionales de los medidores que el Cenace puede solicitar a los participantes del mercado. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Realizar una revisión integral al capítulo de términos y definiciones, debido a que algunas definiciones contienen disposiciones o especificaciones. Por ejemplo: 3.7 características particulares, 3.15 corriente de arranque (ist), 3.16 corriente máxima (imax), 3.17 corriente mínima (imin). Lo anterior, con base en el Apéndice D inciso D.1.6.2, de la NMX-Z-013-SCFI-2017, que indica: "...D.1.6.2 Una definición no debe tomar la forma de, o contener, un requisito..."</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue: 3.7. Característica particular Función específica de los medidores y transformadores de medida que están fuera del campo de aplicación de la presente Norma Oficial Mexicana.</p>
10	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME <u>NUMERAL:</u> 3.9 Términos y definiciones <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> 3.9 clase de exactitud: el dato que indica, en los medidores, los límites del porcentaje de error permisible a la lectura, para todos los valores descritos en las gráficas de las "figuras x y x" de esta norma oficial mexicana, cuando el medidor se prueba bajo condiciones de referencia <u>PROPUESTA:</u> <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se solicita aclarar el término "figuras x y y". No se localizan en el cuerpo del proyecto de norma.</p>	<p>Procede parcialmente: Se escribirá como sigue: 3.9. Clase de exactitud Grupo de instrumentos de medida que satisfacen determinadas exigencias metrológicas destinadas a conservar los errores dentro de límites especificados.</p>

	Se solicita revisar todo el documento y corregir las referencias a las figuras y tablas	
11	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 3.15 Términos y definiciones TEXTO DEL PROYECTO: 3.15 corriente de arranque (ist): es el valor mínimo de corriente en el cual el medidor debe empezar a integrar pulsos en la memoria masiva o energía en kilowatt hora en pantalla. PROPUESTA: 3.15 corriente de arranque (ist): es el valor mínimo de corriente en el cual el medidor empieza a integrar pulsos en la memoria masiva o energía en kilowatt hora en pantalla JUSTIFICACIÓN: Realizar una revisión integral al capítulo de términos y definiciones, debido a que algunas definiciones contienen disposiciones o especificaciones. Lo anterior, con base en el Apéndice D inciso D.1.6.2.de la NMX-Z-013-SCFI-2017.</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue: 3.16. Corriente de arranque (I_{st}) Valor mínimo de corriente en el cual el medidor empieza a integrar pulsos en la memoria masiva y energía en kilowatt hora en la clase de exactitud.</p>
12	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 3.17 Términos y definiciones TEXTO DEL PROYECTO: 3.17 corriente mínima (imin): es el valor mínimo de corriente que admite el medidor en régimen permanente y que debe satisfacer los requerimientos de exactitud establecidos en esta norma oficial mexicana. PROPUESTA: 3.17 corriente mínima (imin): es el valor mínimo de corriente que admite el medidor en régimen permanente. JUSTIFICACIÓN: Realizar una revisión integral al capítulo de términos y definiciones, debido a que algunas definiciones contienen disposiciones o especificaciones. Lo anterior, con base en el Apéndice D inciso D.1.6.2.de la NMX-Z-013-SCFI-2017.</p>	<p>Procede parcialmente: Se escribirá como sigue: 3.18. Corriente mínima (I_{min}) Valor mínimo de corriente que admite el medidor en régimen permanente en la clase de exactitud. NOTA: Este valor de corriente lo declara el fabricante Adicionalmente se agrega la siguiente definición: 3.15 Corriente (I) valor de corriente eléctrica que fluye a través del medidor o transformador de medida. NOTA: La "Corriente" en esta norma, se refiere al valor raíz cuadrática media RCM (r.m.s root mean square por sus siglas en inglés.)</p>
13	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S. A. DE C. V. NUMERAL: 3.64 Definiciones TEXTO DEL PROYECTO: 3.64 transformadores de medida: se refiere a los transformadores de potencial o de tensión y a los transformadores de corriente. NOTA - El término "tensión" en esta norma oficial mexicana indica el valor cuadrático medio (RCM) a menos que se especifique lo contrario. PROPUESTA: 3.64 transformador de medida: transformador que se diseña para transmitir una señal de información (tensión o corriente) a instrumentos de medición, medidores y dispositivos de protección o control, o aparatos similares. NOTA: Al transformador de medida también se le conoce como transformador de instrumento. JUSTIFICACIÓN: Definir correctamente el transformador de medida.</p>	<p>Procede parcialmente Se escribirá como sigue: 3.72. Transformador de medida Transformador que se diseña para transmitir una señal de información (tensión o corriente eléctrica) a instrumentos de medición, medidores y dispositivos de protección o control, o aparatos similares.</p>
14	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. NUMERAL: Definiciones TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: 3.76 transformador combinado de medida: transformador de medida que consiste de un transformador de corriente y un transformador de potencial en la misma envolvente. JUSTIFICACIÓN: Agregar definición, ya que se menciona en el documento.</p>	<p>Procede comentario: Se escribirá como sigue: 3.76. Transformador combinado de medida: Transformador de medida que consiste de un transformador de corriente y un transformador de potencial en la misma envolvente.</p>

15	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 4 Términos Abreviados TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Se sugiere analizar la conveniencia de integrar, en un solo capítulo, el Capítulo 3 Términos y definiciones y el Capítulo 4 Términos abreviados. Adicionalmente también se recomienda, revisar que todos los términos abreviados, efectivamente, se utilicen en el cuerpo de la Norma. Los términos abreviados siguientes, no se utilizan en el cuerpo del proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ascii - CBTL - csv - error relativo con carga alta - %ERCA - carga inductiva - %ERCI - carga baja - %ERCB <p>Todo esto, de conformidad con el inciso 6.3.2 (términos abreviados que no aparecen en cuerpo de la Norma) y el Apéndice D, inciso D.1.3. (integración de los Capítulos de la Norma Mexicana NMX-Z-013-SCFI-2015: “...6.3.2 Símbolos y términos abreviados <i>Este es un elemento condicional que proporciona una lista de los símbolos y términos abreviados necesarios para la comprensión de la norma...</i> ... D.1.3 Formas de publicación <i>La terminología podría presentarse en forma de una norma de terminología independiente (un vocabulario, nomenclatura, o lista de términos equivalentes en diferentes lenguas), o estar incluida en el capítulo “Términos y definiciones”, dentro de una norma que abarca también otros aspectos. La terminología también se puede incluir en una base de datos...</i> Finalmente, existe un error en la Tabla que genera, normalmente Word, corregir en todas las tablas que sea necesario.</p>	<p>Procede comentario El capítulo 4, Términos abreviados se escribe como sigue: 4. Términos abreviados</p> <ul style="list-style-type: none"> ° grados eléctricos (a menos que se indique otra cosa) A ampere. AD análisis de la documentación y validación del diseño. AM amplitud modulada A/D analógico - digital. Ángulo de prueba ángulo de desfaseamiento entre la tensión y corriente de calibración. Autocontenido sistema de medición que no incluye transformadores de corriente y de potencial. Bit unidad de medida de cantidad de información. Burden carga conectada en el secundario de un TC o un TP. <i>b</i> error máximo permisible expresado como porcentaje. C.A. corriente alterna. C.C. corriente continua. CENACE Centro Nacional de Control de Energía. CISPR International Special Committee on Radio Interference, por sus palabras en inglés. CIWT inspección del código y revisión. CRE Comisión Reguladora de Energía. <i>c</i> coeficiente de temperatura promedio. °C grados Celsius (también conocidos como grados centígrados). <i>d</i> factor de distorsión. DFA análisis de flujo metrológico de datos. DP demanda promedio del periodo cincominutal. DNP Protocolo para Red Distribuida (Distributed Network Protocol, por sus palabras en inglés). <i>E</i> energía. E/S entrada - salida. ECM Equipo combinado de medición. EMC compatibilidad electromagnética (Electromagnetic compatibility, por sus palabras en inglés). <i>E_{min}</i> energía mínima. <i>e_i</i> error en la temperatura inferior en el intervalo de temperatura de interés. <i>e_u</i> error en la temperatura superior en el intervalo de temperatura de interés. <i>f</i> frecuencia. f.p. factor de potencia. <i>f_{nom}</i> frecuencia nominal. <i>h</i> hora. <i>h</i> número de armónicas.
----	---	--

		<p>m metro.</p> <p><i>m</i> número de elementos.</p> <p>min minuto.</p> <p>mm milímetro.</p> <p>mpe error máximo permisible (maximum permissible error, por sus palabras en inglés).</p> <p>ms milisegundos.</p> <p>mT militesla.</p> <p>NCA nivel de calidad aceptable.</p> <p>NMX Norma Mexicana.</p> <p>NOM Norma Oficial Mexicana.</p> <p>NTP Protocolo de Tiempo de Red (Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>nm nanómetro.</p> <p>PEC procedimiento para la evaluación de la conformidad.</p> <p>ppm partes por millón.</p> <p>P_{st} fluctuación de tensión.</p> <p>P1 terminal primaria 1.</p> <p>P2 terminal primaria 2.</p> <p><i>R</i> resolución aparente del registro de energía básico expresado en Wh.</p> <p>RCM raíz cuadrática media.</p> <p>RF radiofrecuencia.</p> <p>S clase de exactitud S.</p> <p>s segundo.</p> <p>SMT Ensayo del módulo de software.</p> <p>SNTP Protocolo Simple de Tiempo de Red (Simple Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>S1 terminal secundaria 1.</p> <p>T tesla.</p> <p><i>T</i> periodo.</p> <p>TC transformador de corriente.</p> <p>TCP/IP Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet (Transmission Control Protocol/Internet Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>THD Distorsión Armónica Total (Total Harmonic Distortion, por sus palabras en inglés).</p> <p>TIM transformador integrado de medición TC-TP (transformador combinado).</p> <p>TP transformador de potencial o tensión.</p> <p>t_i temperatura más baja en el intervalo de temperatura de interés.</p>
--	--	---

		<p>t_u temperatura más alta en el intervalo de temperatura de interés.</p> <p>U tensión eléctrica.</p> <p>UTC Tiempo Universal Coordinado (Universal Time Coordinated, por sus palabras en inglés).</p> <p>UTR Unidad Terminal Remota (RTU, por sus siglas en inglés).</p> <p>U_c tensión entre fase c y el neutro.</p> <p>U_{ab} tensión entre fases a y b.</p> <p>U_{bc} tensión entre fase b y c.</p> <p>U_{bn} tensión entre fase b y el neutro.</p> <p>U_{ca} tensión entre fases c y a.</p> <p>U_{cn} tensión entre la fases c y el neutro.</p> <p>U_{din} valor de la tensión nominal de suministro eléctrico obtenido por un transductor de relación.</p> <p>U_{nom} tensión nominal (también citado como voltaje nominal).</p> <p>U_1 componente fundamental de la señal de tensión.</p> <p>U_5 5ª componente armónica de la señal de tensión.</p> <p>V volt.</p> <p>VFTM validación mediante ensayo funcional de las funciones metrológicas.</p> <p>VFTSw validación mediante prueba funcional de las funciones de software.</p> <p>var_a potencia reactiva en la fase a</p> <p>var_b potencia reactiva en la fase b.</p> <p>var_c potencia reactiva en la fase c.</p> <p>varh volt-ampere reactivo hora.</p> <p>W watt.</p> <p>Wh wathora.</p> <p>W_a potencia activa en la fase a.</p> <p>W_b potencia activa en la fase b.</p> <p>W_c potencia activa en la fase c.</p> <p>Δt periodo de tiempo.</p> <p>Ω ohm.</p> <p>% representa una cantidad dada como una fracción en 100 partes iguales.</p>
16	CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME	Procede comentario

<p>NUMERAL: Capítulo 4 Términos Abreviados</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO: $\%ER_{kVA}$, $\%ER_{kvar}$, $\%ER_{kW}$, $\%ERRTC$, $\%ERR_{TP}$, entre otros.</p> <p>PROPUESTA: Eliminar los que no se utilicen en la norma e incluir los que no están definidos.</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Existen términos abreviados que no se utilizan en el cuerpo de norma. Se solicita homologar la utilización de los términos y definiciones en todo el documento.</p>	<p>El capítulo 4, Términos abreviados se escribe como sigue:</p> <p>4. Términos abreviados</p> <ul style="list-style-type: none"> ° grados eléctricos (a menos que se indique otra cosa) A ampere. AD análisis de la documentación y validación del diseño. AM amplitud modulada A/D analógico - digital. Ángulo de prueba ángulo de desfaseamiento entre la tensión y corriente de calibración. Autocontenido sistema de medición que no incluye transformadores de corriente y de potencial. Bit unidad de medida de cantidad de información. Burden carga conectada en el secundario de un TC o un TP. <i>b</i> error máximo permisible expresado como porcentaje. C.A. corriente alterna. C.C. corriente continua. CENACE Centro Nacional de Control de Energía. CISPR International Special Committee on Radio Interference, por sus palabras en inglés. CIWT inspección del código y revisión. CRE Comisión Reguladora de Energía. <i>c</i> coeficiente de temperatura promedio. °C grados Celsius (también conocidos como grados centígrados). <i>d</i> factor de distorsión. DFA análisis de flujo metrológico de datos. DP demanda promedio del periodo cincominutal. DNP Protocolo para Red Distribuida (Distributed Network Protocol, por sus palabras en inglés). <i>E</i> energía. E/S entrada - salida. ECM Equipo combinado de medición. EMC compatibilidad electromagnética (Electromagnetic compatibility, por sus palabras en inglés). E_{min} energía mínima. e_l error en la temperatura inferior en el intervalo de temperatura de interés. e_u error en la temperatura superior en el intervalo de temperatura de interés. <i>f</i> frecuencia. f.p. factor de potencia. f_{nom} frecuencia nominal. h hora.
	<ul style="list-style-type: none"> <i>h</i> número de armónicas. Hz hertz.

		H1	clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
		H2	clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
		H3	clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
		<i>I</i>	corriente eléctrica.
		IEC	International Electrotechnical Commission, por su nombre en inglés.
		IRIG-B	Inter-Range Instrumentation Group - Format B, por sus palabras en inglés.
		ISO	International Organization for Standardization, por sus palabras en inglés.
		<i>I_a</i>	corriente en la fase a.
		<i>I_b</i>	corriente en la fase b.
		<i>I_b</i>	corriente de base en medidores que se conectan directamente.
		<i>I_c</i>	corriente en la fase c.
		<i>I_n</i>	Corriente de referencia en medidores conectados a través de transformador
		<i>I_{max}</i>	corriente máxima.
		<i>I_{min}</i>	corriente mínima.
		<i>I_{nom}</i>	corriente nominal.
		<i>I_{prom}</i>	corriente promedio de las fases a, b y c.
		<i>I_{st}</i>	corriente de arranque.
		<i>I_{tr}</i>	corriente de transición.
		<i>I₁</i>	componente fundamental de la señal de corriente.
		IP51	grado de protección conforme a la IEC 60529.
		IP54	grado de protección conforme a la IEC 60529.
		J	joule.
		K	kelvin.
		<i>k</i>	número de pulsos por el dispositivo de salida del medidor.
		kh	watthoras por pulso del medidor.
		kHz	kilohertz.
		kPa	kilopascal.
		kV	kilovolt.
		kvarh	kilovolt-ampere reactivo hora.
		kW	kilowatt.
		kWh	kilowatt hora.
		LFMN	Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
		L1	línea eléctrica 1.
		L2	línea eléctrica 2.
		L3	línea eléctrica 3.
		m	metro.

		<p><i>m</i> número de elementos.</p> <p>min minuto.</p> <p>mm milímetro.</p> <p>mpe error máximo permisible (máximum permissible error, por sus palabras en inglés).</p> <p>ms milisegundos.</p> <p>mT militesla.</p> <p>NCA nivel de calidad aceptable.</p> <p>NMX Norma Mexicana.</p> <p>NOM Norma Oficial Mexicana.</p> <p>NTP Protocolo de Tiempo de Red (Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>nm nanómetro.</p> <p>PEC procedimiento para la evaluación de la conformidad.</p> <p>ppm partes por millón.</p> <p>P_{st} fluctuación de tensión.</p> <p>P1 terminal primaria 1.</p> <p>P2 terminal primaria 2.</p> <p><i>R</i> resolución aparente del registro de energía básico expresado en Wh.</p> <p>RCM raíz cuadrática media.</p> <p>RF radiofrecuencia.</p> <p>S clase de exactitud S.</p> <p>s segundo.</p> <p>SMT Ensayo del módulo de software.</p> <p>SNTP Protocolo Simple de Tiempo de Red (Simple Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>S1 terminal secundaria 1.</p> <p>T tesla.</p> <p><i>T</i> periodo.</p> <p>TC transformador de corriente.</p> <p>TCP/IP Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet (Transmission Control Protocol/Internet Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>THD Distorsión Armónica Total (Total Harmonic Distortion, por sus palabras en inglés).</p> <p>TIM transformador integrado de medición TC-TP (transformador combinado).</p> <p>TP transformador de potencial o tensión.</p> <p>t_i temperatura más baja en el intervalo de temperatura de interés.</p>
		<p>t_u temperatura más alta en el intervalo de temperatura de interés.</p> <p>U tensión eléctrica.</p> <p>UTC Tiempo Universal Coordinado (Universal Time Coordinated,</p>

		<p>por sus palabras en inglés).</p> <p>UTR Unidad Terminal Remota (RTU, por sus siglas en inglés).</p> <p>U_c tensión entre fase c y el neutro.</p> <p>U_{ab} tensión entre fases a y b.</p> <p>U_{bc} tensión entre fase b y c.</p> <p>U_{bn} tensión entre fase b y el neutro.</p> <p>U_{ca} tensión entre fases c y a.</p> <p>U_{cn} tensión entre la fases c y el neutro.</p> <p>U_{din} valor de la tensión nominal de suministro eléctrico obtenido por un transductor de relación.</p> <p>U_{nom} tensión nominal (también citado como voltaje nominal).</p> <p>U_1 componente fundamental de la señal de tensión.</p> <p>U_5 5ª componente armónica de la señal de tensión.</p> <p>V volt.</p> <p>VFTM validación mediante ensayo funcional de las funciones metrológicas.</p> <p>VFTSw validación mediante prueba funcional de las funciones de software.</p> <p>var_a potencia reactiva en la fase a</p> <p>var_b potencia reactiva en la fase b.</p> <p>var_c potencia reactiva en la fase c.</p> <p>varh volt-ampere reactivo hora.</p> <p>W watt.</p> <p>Wh wathhora.</p> <p>W_a potencia activa en la fase a.</p> <p>W_b potencia activa en la fase b.</p> <p>W_c potencia activa en la fase c.</p> <p>Δt periodo de tiempo.</p> <p>Ω ohm.</p> <p>% representa una cantidad dada como una fracción en 100 partes iguales.</p>
<p>17</p>	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: Título cuarto, Transformadores de medida TEXTO DEL PROYECTO: A lo largo del Proyecto las referencias a las NMX se manejan indistintamente, sin y con el año en la clave de las Normas. PROPUESTA: Se propone que, en el documento, se haga la referencia a las NMX agregando el año. JUSTIFICACIÓN: Para homologar la redacción de las referencias.</p>	<p>Procede comentario. En todo el documento se escribirá la referencia a las Normas Mexicanas incluyendo su año</p>
<p>18</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 5 Tabla 1.1-Medidores y sus transformadores de instrumento para el Mercado Eléctrico Mayorista y Suministro Básico</p>	<p>Procede parcialmente. Se eliminó la tabla 1.1, ello con objeto de mejorar el entendimiento de la norma. Se escribirá como sigue: 9.21 La clase de exactitud del transformador de medida para propósitos de facturación de</p>

	<p>TEXTO DEL PROYECTO: Columna de Clase 0.2</p> <p>PROPUESTA: 0.2 S</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Se sugiere homologar la clase de exactitud a la redacción de uso internacional.</p>	<p>energía eléctrica, como se indica en capítulo 1.2 de la presente norma, debe ser 0.2S o mejor para el transformador de corriente, y 0.2 o mejor para el transformador de potencial inductivo o capacitivo; el transformador combinado debe cumplir los requisitos de exactitud del transformador de potencial y de corriente.</p> <p>Deben cumplirse los requisitos particulares para cada clase, según corresponda, de acuerdo con lo que establecen las normas indicadas en la Tabla 3.1.</p>																																																		
19	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p>NUMERAL: Capítulo 6.</p> <p>Tabla 1.2 Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>Fila: Energía activa y aparente. La intersección con las columnas indica 0.2</p> <p>Fila: Energía reactiva con transformador de medición. La intersección con las columnas indica 0.5</p> <p>PROPUESTA: Aclarar</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Se solicita aclarar la redacción sobre el significado de 0.2 y 0.5</p>	<p>Procede parcialmente.</p> <p>Las tablas 1.2 y 1.3 se unifican en una sola tabla. Se escribirá como sigue: "Clase 0.5" y "Clase 0.2"</p>																																																		
20	<p>OMAR DÍAZ CALVETE</p> <p>ENL REN ENERGI</p> <p>NUMERAL: Tabla 1.2</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (3 de 6)</p> <p>PROPUESTA:</p> <p>En la columna donde indica Características no se especifica bajo alternativa para puerto RF la frecuencia y de tecnologías de datos móviles el rango de frecuencia respectivo.</p> <p>JUSTIFICACIÓN:</p> <p>Es importante definir el tipo de frecuencias ya que unas son de licencia de uso libre como la de 900 MHz con una potencia de ¼ watt y para el caso de tecnologías de datos móviles existen las tecnologías 3G, 4G y LTD en ambos casos se requiere para su utilización certificación de COFETEL para hacer uso de estas bandas de frecuencia por lo tanto se debe de aclarar este punto.</p>	<p>Procede parcialmente.</p> <p>Las tablas 1.2 y 1.3 se unifican en una sola tabla. Se escribirá como sigue:</p> <p>Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 1 de 9)</p> <table border="1" data-bbox="1157 696 1873 1206"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Funcionalidades</th> <th rowspan="2">Características</th> <th colspan="5">Tipo de medición</th> </tr> <tr> <th>MCCP CT</th> <th>MSCP CT</th> <th>MSCP ST</th> <th>MB2</th> <th>MB1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">Medición instantánea para monitoreo ^{ab.0} Exactitud en %</td> <td>Intensidad de corriente $I_{tr} < I < I_{max}$</td> <td></td> <td>±0.4</td> <td></td> <td colspan="2">±0.7</td> </tr> <tr> <td>Tensión eléctrica $0.9 U_{nom} < U < 1.1 U_{nom}$</td> <td></td> <td>±0.4</td> <td></td> <td colspan="2">±0.7</td> </tr> <tr> <td>Potencia activa instantánea $P = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \cos\theta$ Donde $\theta=0^\circ$</td> <td></td> <td>±0.4</td> <td></td> <td colspan="2">±0.7</td> </tr> <tr> <td>Potencia reactiva instantánea $Q = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \sin\theta$ Donde $\theta=90^\circ$</td> <td></td> <td>±0.4</td> <td></td> <td>±0.7</td> <td>n/a</td> </tr> <tr> <td>Factor de potencia instantáneo $f.p. = P/U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max})$ Para 60° en atraso o adelanto</td> <td></td> <td>±1</td> <td></td> <td>±2</td> <td>n/a</td> </tr> <tr> <td>Frecuencia $0.98 f_{nom} < f < 1.02 f_{nom}$ Para U_{nom}</td> <td></td> <td></td> <td>±0.15 Hz</td> <td></td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> </tr> </tbody> </table>	Funcionalidades	Características	Tipo de medición					MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1	Medición instantánea para monitoreo ^{ab.0} Exactitud en %	Intensidad de corriente $I_{tr} < I < I_{max}$		±0.4		±0.7		Tensión eléctrica $0.9 U_{nom} < U < 1.1 U_{nom}$		±0.4		±0.7		Potencia activa instantánea $P = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \cos\theta$ Donde $\theta=0^\circ$		±0.4		±0.7		Potencia reactiva instantánea $Q = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \sin\theta$ Donde $\theta=90^\circ$		±0.4		±0.7	n/a	Factor de potencia instantáneo $f.p. = P/U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max})$ Para 60° en atraso o adelanto		±1		±2	n/a	Frecuencia $0.98 f_{nom} < f < 1.02 f_{nom}$ Para U_{nom}			±0.15 Hz		n/a	n/a
Funcionalidades	Características	Tipo de medición																																																		
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1																																														
Medición instantánea para monitoreo ^{ab.0} Exactitud en %	Intensidad de corriente $I_{tr} < I < I_{max}$		±0.4		±0.7																																															
	Tensión eléctrica $0.9 U_{nom} < U < 1.1 U_{nom}$		±0.4		±0.7																																															
	Potencia activa instantánea $P = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \cos\theta$ Donde $\theta=0^\circ$		±0.4		±0.7																																															
	Potencia reactiva instantánea $Q = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \sin\theta$ Donde $\theta=90^\circ$		±0.4		±0.7	n/a																																														
	Factor de potencia instantáneo $f.p. = P/U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max})$ Para 60° en atraso o adelanto		±1		±2	n/a																																														
	Frecuencia $0.98 f_{nom} < f < 1.02 f_{nom}$ Para U_{nom}			±0.15 Hz		n/a	n/a																																													

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 2 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Medición para liquidación y facturación ^{a)}	Energía activa en kWh	Clase 0.2			Clase 0.5	
	Energía reactiva sin transformador de medición en kVarh	n/a	n/a	Clase 0.5	Clase 1.0	
	Energía reactiva con transformador de medición en kVarh	Clase 0.5		n/a	n/a	n/a
	Demanda rolada en kW	✓	✓	✓	✓	n/a

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 3 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Registros de medición acumulada en el intervalo de medición de cinco minutos o <u>cincominutal</u> . ^{a)}	Energía activa	✓	✓	✓	✓	n/a
	Energía reactiva	✓	✓	✓	✓	n/a
	Energía aparente	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Potencia activa, reactiva y aparente. Registros máximos, mínimos y promedios ^{b)}	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Corrientes máximas, mínimas y promedio ^{b)}	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Tensiones máximas, mínimas y promedio ^{b)}	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Factor de potencia promedio de cinco minutos	✓	✓	✓	n/a	n/a

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 4 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Medición de calidad de la potencia Clase A ^{a)}	Eventos de decremento repentino de la tensión (<i>sag</i>)	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Eventos de incremento repentino de la tensión (<i>swell</i>)	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Parpadeo de tensión (<i>flicker</i>)	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Interrupción momentánea, temporal y sostenida	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Desbalance de tensión	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Variación de frecuencia	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Armónicas de tensión y corriente	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Inter-armónicas de tensión y corriente	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
Distorsión armónica de subgrupo (tensión y corriente)	✓	n/a	n/a	n/a	n/a	

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 5 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Puerto de comunicación ^{c)}	Puerto óptico ^{b)}	✓	✓	✓	✓ ^{b),c)}	✓
	Puerto RS 485	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Puerto Ethernet TCP/IP	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a
	Puerto de radiofrecuencia (RF), incluye tecnologías de datos móviles. ^{d)}	n/a	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}
	Puerto serial digital	n/a	n/a	n/a	✓ ^{b),h)}	✓ ^{b),h)}
Protocolos de comunicaciones	DNP3 sobre puerto RS485 ^{a),c)}	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	DNP3 sobre puerto TCP/IP ^{a),c)}	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Para el puerto serial digital interno ^{b),d)}	n/a	n/a	n/a	✓ ^{b),h)}	✓ ^{b),h)}
	Protocolo para el puerto óptico ^{d)}	n/a	✓	✓	✓	✓
	Lo que se establece en la Norma Internacional IEC 61850 ^{e)}	✓	✓	n/a	n/a	n/a

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 6 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Registros y reportes	Registro de almacenamiento de perfil de carga ^{a)}	✓	✓	✓	✓	n/a
	Registros horarios de parámetros eléctricos ^{a)}	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Registro de valores promedio	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Registro de parámetros de calidad de la potencia ^{a)}	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Registro de formas de onda	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Reportes de eventos de calidad de la potencia ^{a)}	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Registro de tarifa horaria ^{a)}	✓	✓	✓	✓ ^{b)}	n/a
Reinicio de demanda ^{a)}	Alternativa 1: Botón manual	n/a	✓	✓	n/a	n/a
	Alternativa 2: Local puerto óptico	✓	✓	✓	✓	n/a
	Alternativa 3: Remoto puertos de comunicación	n/a	✓	✓	✓	n/a
	Automático	✓	✓	✓	✓	n/a

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 7 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Despliegue de datos en pantalla ^{a)}	Alternativa 1: Pantalla integrada en el medidor con botones de navegación	✓	✓ ^{b)}	n/a	n/a	n/a
	Alternativa 2: Pantalla integrada en el medidor sin botones de navegación	n/a	✓ ^{b)}	✓	✓	✓
	Alternativa 3: Pantalla remota	n/a	n/a	n/a	✓	n/a
Sincronía de tiempo ^{a)}	Vía sistema de adquisición de datos del medidor	n/a	✓	✓	✓	✓
	Vía IRIG-B	✓	✓	n/a	n/a	n/a
	Vía DNP3	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Vía NTP/SNTP	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
Estampa de tiempo ^{a)}	Estampa de tiempo	✓	✓	✓	✓	✓
Montaje ^{a), b)}	Tipo tablero Extraíble	✓	✓	n/a	n/a	n/a
	Tipo socket	✓ ^{b)}	✓	✓	✓	✓
	Tipo gabinete	n/a	n/a	n/a	✓	n/a

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 8 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Alimentación	Alimentación externa de Corriente continua/Corriente alterna (C.C./C.A.) ⁸⁾	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Autoalimentado	n/a	✓	✓	✓	✓
Modo de medición ⁹⁾	Polifásica	✓	✓	✓	✓	✓
	Bidireccional	✓	✓	✓	✓	✓
Otras funciones ¹⁰⁾	Compensación de transformadores de medida	✓	✓	n/a	n/a	n/a
	Compensación por pérdidas por transformación	✓	✓	n/a	n/a	n/a
	Compensación por pérdidas en líneas de transmisión o distribución	✓	✓	n/a	n/a	n/a
	Dispositivo de conexión / desconexión	n/a	n/a	n/a	✓	✓
	Software propietario para extracción, procesamiento y análisis de registros de energía y donde aplique, calidad de la potencia. ¹¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 9 de 9)

⁸⁾	Funcionalidad o característica sujeta a la validación de software legalmente relevante.
⁹⁾	Funcionalidad o característica opcional. Corresponde a la autoridad o entidad facultada para definir infraestructura para medición de energía eléctrica, determinar la funcionalidad o característica aplicable. Ver apéndice I como referencia de aplicación.
¹⁰⁾	El puerto óptico es obligatorio para todos los tipos de medición. Se debe incluir otro puerto de comunicación, el cual puede ser puerto ethernet. Por excepción, para los medidores tipo MB2 con montaje tipo gabinete, corresponde a la entidad facultada para definir infraestructura para medición de energía eléctrica o Transportista o Distribuidor señalar el requerimiento de esta característica o funcionalidad alternativa como característica particular.
¹¹⁾	Requerido para medición en Centrales Eléctricas. En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se debe cumplir los requisitos que se establecen en la norma internacional IEC 61850 partes 6; 7-1; 7-2; 7-3; 7-4 y 8-1.
¹²⁾	Véase el Apéndice D. Parámetros para el protocolo DNP3
¹³⁾	El tipo de montaje será el adecuado con las características de la instalación, como es el nivel de tensión y de corriente, seguridad de la instalación, así como la especificación técnica autorizada aplicable. Para mayor referencia, ver el Apéndice H.
¹⁴⁾	Otras funciones o características no señaladas podrán ser indicadas como características particulares, tal y como lo defina esta norma. Las características particulares de la tecnología RF, serán las definidas por cada Transportista o Distribuidor.
¹⁵⁾	Ver Apéndice J.
¹⁶⁾	Los valores máximos, mínimos y promedios se refieren a los valores en el periodo de cinco minutos, los valores de tensión y corriente deben ser por fase y los valores de potencia deben ser totales y por fase.
¹⁷⁾	Protocolo para el intercambio de datos. En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se debe cumplir con los requisitos que se establecen en la norma internacional IEC 62056, partes 5-3, 6-2 y 21 o con el estándar ANSI C12.18 (ver bibliografía número 2). Corresponde a la entidad facultada, transportista o distribuidor la administración del servicio, seguridad y de acceso a los datos de acuerdo a las características requeridas por el tipo de medición.
¹⁸⁾	Características del puerto óptico. En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se debe cumplir con los requisitos que se establecen en el estándar ANSI C12.18 (Ver bibliografía número 2)
¹⁹⁾	Los límites de error para la medición instantánea se encuentran definidas en la Tabla 1.4
	n/a no aplica

		<p>Adicionalmente, se integra en 6.1, una descripción de las funcionalidades como sigue:</p> <p>6.1 Funcionalidades.</p> <p>El medidor debe ser capaz de realizar las funcionalidades, así como la característica (s) de la función, dentro de la clase de exactitud declarada por el fabricante del medidor, sin alterar los registros de medición y la transmisión de estas. La descripción de las funciones requeridas son las siguientes:</p> <p>a) Medición instantánea para monitoreo. Capacidad de medir en un instante de tiempo tensión, corriente, frecuencia, potencia eléctrica y factor de potencia, con las características señaladas en las Tablas 1.1 y 1.4.</p> <p>b) Medición para liquidación y facturación. Capacidad para medir energía eléctrica con las características señaladas en la Tabla 1.1 en intervalos de medición de cinco minutos o cincominutal.</p> <p>c) Registros de medición acumulada en el intervalo de medición de cinco minutos o cincominutal. Capacidad para almacenar internamente las mediciones del intervalo de medición cincominutal durante un tiempo determinado. El tiempo mínimo es de 35 días. El almacenamiento debe mantenerse aún con la pérdida de alimentación.</p> <p>d) Medición de calidad de la potencia Clase A Capacidad de medir en tiempo real, parámetros de calidad de la potencia Clase A. La Tabla 1.1 indica las características requeridas para la calidad de la potencia sujeta a medición.</p> <p>e) Puerto de comunicación Interfaz del medidor con otros aparatos, sistemas o con el operador. El medidor es capaz de mantener intercomunicación por medios físicos, electrónicos de manera local o remota. El puerto de comunicación debe ser un elemento que permita la interoperabilidad entre dispositivos.</p> <p>f) Protocolo de comunicación. Capacidad del medidor para manejar y administrar correctamente las reglas de un formato determinado, así como la transmisión y recepción de datos. Los protocolos de comunicación cubren aspectos como autenticación, detección y corrección de errores, señalizaciones y sincronización en formatos digitales y analógicos. El protocolo debe ser un elemento que permita la interoperabilidad entre dispositivos y sistemas. Los protocolos no definidos en esta norma, el Transportista o Distribuidor, debe especificar o definir al menos, las características asociadas a la capa física o capa 1 y la capa de enlace de datos o capa 2 o equivalentes, respecto a la norma oficial mexicana o norma mexicana y en ausencia de estas, la norma internacional o norma extranjera del protocolo de comunicación, para la extracción de datos.</p>
		<p>NOTA: Las capas mencionadas, se encuentran definidas en la norma internacional ISO / IEC 7498 -1: 1994 Tecnología de la información. Interconexión de sistemas abiertos. Modelo de referencia básico: el modelo básico, <i>Information technology -- Open Systems Interconnection -- Basic Reference Model: The Basic Model</i>).</p> <p>g) Registros y reportes Es la capacidad del medidor para alojar, en el número necesarios de localidades de memoria (registros), la información de las mediciones: para liquidación y facturación, instantánea y las de calidad de la potencia. La información almacenada en los registros de medición debe ser accesible mediante el software de extracción de datos con los permisos y niveles de acceso correspondiente a la protección de las propiedades metroológicas (pudiendo ser a través de hardware o software o ambos) tal que, permita generar: reportes de datos continuos, información histórica y consultas de información, todas asociadas con una estampa de tiempo. Los registros de medición para liquidación y facturación, deben incluir la configuración de las mediciones asociadas a una estructura tarifaria. Ver registro de tarifa horaria.</p>

		<p>Pueden generarse otros tipos de reportes, por ejemplo: acerca del funcionamiento del medidor.</p> <p>h) Registro de tarifa horaria. Es la capacidad del medidor para configurar y asociar con la estampa de tiempo, uno o varios intervalos de tiempo asociados a una estructura tarifaria. NOTA: Por ejemplo, la estructura tarifaria puede requerir cuatro tarifas y cuatro estaciones meteorológicas.</p> <p>i) Reinicio de demanda Es la capacidad del medidor para restaurar el registro de demanda a "ceros". Se deberán proveer los medios, a través de los niveles de acceso, para que solo el Transportista o Distribuidor, tengan acceso a esta función. NOTA: En el contexto de esta norma, se entenderá que son las empresas productivas subsidiarias del Estado que presten el servicio público de Transmisión y Distribución quienes administran los medidores para liquidación y facturación objeto de esta norma.</p> <p>j) Despliegue de datos en pantalla Es la capacidad del medidor para desplegar y permitir la lectura de información, en una pantalla con caracteres alfanuméricos, la pantalla deberá cumplir con las características de legibilidad de los resultados (7.7.1) de esta norma. La información que se despliegue debe ser visible al usuario final. No debe ser posible la modificación de esta información. Puede presentarse el despliegue de menús de navegación o de configuración, siempre que se tengan con los niveles de acceso correctos que no vulneren la protección de los datos de medición y funciones metrológicas.</p> <p>k) Estampa de tiempo La estampa de tiempo se usa para indicar un momento en el tiempo. La información mínima requerida son la fecha y hora; el tiempo se especifica en una marca de tiempo que incluye horas, minutos y segundos. La estampa de tiempo que genere el medidor, debe ser funcionalmente compatible con los husos horarios en los Estados Unidos Mexicanos, el horario de verano y la legislación aplicable.</p> <p>l) Sincronía de tiempo La sincronización y formato deben permitir la interoperabilidad con los sistemas informáticos del Transportista, Distribuidor y CENACE.</p> <p>m) Montaje Característica física del medidor que permite el acoplamiento con una base, soporte, u otro componente según su diseño, en una instalación de propósito específico.</p>
		<p>El montaje debe ser el adecuado con la instalación y aplicación del usuario final. Las especificaciones técnicas que emita la autoridad o las especificaciones técnicas autorizadas al CENACE, definirán la aplicación específica del tipo de montaje. NOTA: Los Apéndices informativos H e I, sirve de orientación respecto a la aplicación del montaje.</p> <p>n) Alimentación. Característica del medidor para operar normalmente con tensión de corriente alterna o corriente continua. Los medidores denominados autocontenidos, tienen la capacidad de operar con la tensión del circuito de suministro de corriente alterna, sin la necesidad de sensores, transformadores de medida o fuentes de alimentación externas. Se debe cumplir con alguno de los intervalos de tensión definidos en la Tabla 1.2.</p> <p>o) Modo de medición. Capacidad del medidor para medir energía y parámetros de calidad de la potencia en sistemas eléctricos de una, dos o tres fases (monofásico, bifásico o trifásico) o polifásico, el registro de la energía debe ser bidireccional.</p> <p>p) Otras funciones.</p>

		<p>Los medidores pueden tener capacidades funcionales adicionales; cuando existan estas, no deben modificar los datos de las mediciones o funciones legalmente relevantes. Son aquellas necesarias que permiten el adecuado funcionamiento y administración del medidor, distintas a las metrológicas. Otras funciones requeridas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. General para todos los tipos de medición. <ol style="list-style-type: none"> a) Software propietario para la extracción, almacenamiento, procesamiento y análisis de los registros de energía y de calidad de la potencia según corresponda. 2. Medición con transformadores de medida. <ol style="list-style-type: none"> a) Compensación por pérdidas en líneas de transmisión o distribución. b) Compensación por pérdidas por transformadores de medida. 3. Medición en devanado secundario de un transformador de distribución (devanado primario en media tensión y secundario en baja tensión). <ol style="list-style-type: none"> a) Compensación por transformación. <p>Las funciones distintas a las metrológicas, pueden ser solicitadas o configuradas por el Transportista o Distribuidor como una característica particular, para efectos de esta norma la Tabla 1.1, las funciones distintas a las metrológicas requeridas, son las siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Conexión / desconexión. Es la capacidad del medidor para conectar o desconectar el circuito de la instalación del usuario final con la red general de distribución; la instrucción puede ser vía remota o local, a través de un puerto y protocolo de comunicación, o configuradas, Esta función está destinada a Centros de Carga., 2. Modos de operación. Es la capacidad del medidor para configurar uno o más modos de operación, estos pueden ser operación normal, modo prueba o verificado, Esta función está destinada para Centros de Carga, el medidor debe tener la capacidad para almacenar y configurar información relacionada a montos económicos tales como saldos (prepago por consumo de energía en kWh) o monto asociado a un consumo de energía (postpago por consumo de energía en kWh). El Transportista o Distribuidor definirán a través de una característica particular o especificación técnica autorizada, el requisito específico de comunicación, (puerto de comunicación y protocolo de comunicación) además de las características de interoperabilidad. <p>No se permiten otras funciones que alteren, modifiquen los datos de las mediciones o funciones legalmente relevantes.</p>
<p>21</p>	<p>OMAR DÍAZ CALVETE ENL REN ENERGI NUMERAL: Tabla 1.2 <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Tabla 1.2 Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centrales Eléctricas (6 de 6) <u>PROPUESTA:</u> <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Donde se indica en la columna de Funciones "Alimentación" no se menciona los rangos de CD / CA, favor de aclarar.</p>	<p>No procede. La característica particular de la alimentación en corriente continua o corriente alterna, estar determinada por el Transportista o Distribuidor, como lo indica el inciso g) de la Tabla 1.1.</p>
<p>22</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 6. Tabla 1.3 Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Fila: Energía activa. La intersección con las columnas indica 0.2 Fila: Energía reactiva con transformador de instrumento. La intersección con las columnas indica 0.5 <u>PROPUESTA:</u> Aclarar <u>JUSTIFICACIÓN:</u></p>	<p>Procede parcialmente: Las tablas 1.2 y 1.3 se unifican en una sola tabla. Se escribirá como sigue: "Clase 0.5" y "Clase 0.2"</p>

	<p>Se solicita aclarar la redacción sobre el significado de 0.2 y 0.5 Se solicita aclarar y homologar el término para los transformadores.</p>							
<p>23</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 6. Tabla 1.2 y 1.3 TEXTO DEL PROYECTO: Encabezados de las tablas 1.2 y 1.3 PROPUESTA: Aclarar JUSTIFICACIÓN: El objetivo del proyecto indica que el empleo de los medidores y transformadores de medida es para el Mercado Eléctrico Mayorista y Suministro. Se solicita aclarar la aplicación de la tabla para aquellos casos que no estén señalados en los encabezados de las columnas al momento de publicar la norma o por modificación de las disposiciones del sector eléctrico.</p>	<p>Procede parcialmente Se unifican tablas 1.2 y 1.3. Se agrega un Apéndice informativo I, que correlaciona la regulación técnica vigente con la instalación de sistemas de medición.</p> <p style="text-align: center;">APÉNDICE I (Informativo)</p> <p>TIPO DE MEDICIÓN DE ACUERDO A LAS CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE CARGA O CENTRAL ELÉCTRICA</p> <p>Para la correcta aplicación de esta norma, se debe consultar la regulación aplicable vigente de la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y cualquier otra disposición que emita la autoridad competente en la materia.</p> <p>El medidor y transformadores de medida, deben ser los correctos para asegurar la medición en las actividades de suministro eléctrico y actividades del mercado eléctrico mayorista, así como de las necesarias para las actividades de operación y monitoreo en los puntos de conexión o interconexión de centros de carga y centrales, así como de los puntos de intercambio de energía eléctrica entre redes eléctricas.</p> <p>NOTA: El termino Contratista se refiere a la atribución definida en el artículo 30 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).</p> <p>1.2 Instalación de los sistemas de medición.</p> <p>La instalación del sistema de medición debe cumplir con las Especificaciones técnicas del suministrador vigentes, según corresponda con el nivel de tensión, tamaño de la carga y de las características del suministro. Dichas especificaciones se enlistan en la Tabla I-1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla I-1. Especificaciones Técnicas para la instalación del sistema de medición</p> <table border="1" data-bbox="1150 878 1871 1339"> <thead> <tr> <th data-bbox="1150 878 1199 927">No.</th> <th data-bbox="1199 878 1738 927">Documento</th> <th data-bbox="1738 878 1871 927">Fecha de publicación ^{a)}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1150 927 1199 1339" style="text-align: center;">1</td> <td data-bbox="1199 927 1738 1339"> <p>Especificaciones Técnicas del Suministrador:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) DCMBT100 Medición para acometidas monofásicas b) DCMBT200 Medición para acometidas bifásicas c) DCMBT300 Medición para acometidas trifásicas d) DCMBT400 Medición para acometidas en concentraciones e) DCMIA100 Medición al inicio de la acometida para servicios monofásicos f) DCMIA200 Medición al inicio de la acometida para servicios bifásicos g) DCMIA300 Medición al inicio de la acometida para servicios trifásicos h) DCMIARAS Instalación de equipos de medición al inicio de la acometida en red aérea y subterránea. i) DCMMT100 Medición para acometida con subestación tipo poste j) DCMMT200 Medición para acometida con subestación en azotea k) DCMMT300 Medición para acometida con subestación compacta l) DCMMT400 Medición para acometida con subestación tipo pedestal. m) DCMMT500 Medición para acometida con equipo combinado n) DCMMT600 Medición para acometidas en subestación compartida con servicios medidos en baja tensión o) DCSEEEGA Suministro de energía eléctrica en edificios de gran altura </td> <td data-bbox="1738 927 1871 1339" style="text-align: center;">2014</td> </tr> </tbody> </table> <p>^{a)} Autorizadas por la Secretaría de Energía. Vigentes mediante el artículo transitorio vigésimo de la Ley de la Industria Eléctrica, y en tanto la CRE emite nuevos estándares que las sustituyan</p>	No.	Documento	Fecha de publicación ^{a)}	1	<p>Especificaciones Técnicas del Suministrador:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) DCMBT100 Medición para acometidas monofásicas b) DCMBT200 Medición para acometidas bifásicas c) DCMBT300 Medición para acometidas trifásicas d) DCMBT400 Medición para acometidas en concentraciones e) DCMIA100 Medición al inicio de la acometida para servicios monofásicos f) DCMIA200 Medición al inicio de la acometida para servicios bifásicos g) DCMIA300 Medición al inicio de la acometida para servicios trifásicos h) DCMIARAS Instalación de equipos de medición al inicio de la acometida en red aérea y subterránea. i) DCMMT100 Medición para acometida con subestación tipo poste j) DCMMT200 Medición para acometida con subestación en azotea k) DCMMT300 Medición para acometida con subestación compacta l) DCMMT400 Medición para acometida con subestación tipo pedestal. m) DCMMT500 Medición para acometida con equipo combinado n) DCMMT600 Medición para acometidas en subestación compartida con servicios medidos en baja tensión o) DCSEEEGA Suministro de energía eléctrica en edificios de gran altura 	2014
No.	Documento	Fecha de publicación ^{a)}						
1	<p>Especificaciones Técnicas del Suministrador:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) DCMBT100 Medición para acometidas monofásicas b) DCMBT200 Medición para acometidas bifásicas c) DCMBT300 Medición para acometidas trifásicas d) DCMBT400 Medición para acometidas en concentraciones e) DCMIA100 Medición al inicio de la acometida para servicios monofásicos f) DCMIA200 Medición al inicio de la acometida para servicios bifásicos g) DCMIA300 Medición al inicio de la acometida para servicios trifásicos h) DCMIARAS Instalación de equipos de medición al inicio de la acometida en red aérea y subterránea. i) DCMMT100 Medición para acometida con subestación tipo poste j) DCMMT200 Medición para acometida con subestación en azotea k) DCMMT300 Medición para acometida con subestación compacta l) DCMMT400 Medición para acometida con subestación tipo pedestal. m) DCMMT500 Medición para acometida con equipo combinado n) DCMMT600 Medición para acometidas en subestación compartida con servicios medidos en baja tensión o) DCSEEEGA Suministro de energía eléctrica en edificios de gran altura 	2014						

I.3 Factor de forma

El factor de forma es la designación alfanumérica, denotando el arreglo del circuito para el cual es aplicable el medidor y su arreglo específico de terminales. El factor de forma podrá ser distinto a los indicados en este apéndice informativo según las necesidades de las Empresas Productivas Subsidiarias de Estado que presten el servicio público de Transmisión, Distribución y de Suministro eléctrico. En la Tabla I-2 se enlistan, de manera enunciativa más no limitativa, los factores de forma comúnmente utilizados.

Tabla I-2 Factor de forma.

Forma	Monofásico	Polifásico	Autocontenido	A través de Transformador de medida
1S	✓	---	✓	---
9S	---	✓	---	✓
12S	---	✓	✓	---
16S	---	✓	✓	---

I.4 Tipo de medición de acuerdo con las características de la demanda del Centro de Carga y nivel de tensión del punto de medición

Las Tabla I-3, I-4, I-5 e I-6, presentan las características que permiten determinar el tipo de medición, de acuerdo con la norma, respecto a la demanda del Centro de Carga y el nivel de tensión en donde se ubicará el punto de medición. Los casos no considerados en la siguiente tabla serán definidos en el momento que se defina la infraestructura para la conexión de centros de carga por la entidad responsable.

Tabla I-3 BAJA TENSIÓN. Suministro en baja tensión 120, 127, 220 o 240 V. Medición en baja tensión

Demanda en kW	Tensión de medición en volts F-n / F-f	Número de Fases	Número de elementos - hilos - forma	Tensión de operación del medidor en volts de F-n	Corriente en amperes		Montaje	MCCP CT			MSCP ST	MB2	MB1
					Nom.	Máx.		TP	TC	TC			
Menor o igual a 5 kW	120 o 127	1	1E - 2H - 1S	120	15	100	Socket o Gabinete	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	✓
Mayor a 5 kW	120	1	1E - 2H - 1S	120	30	200	Socket o Gabinete	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	n/a
Menor o igual a 10 kW	127 / 220	2	2E - 3H - 12S	120	15	100	Socket o Gabinete	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	✓
	120 / 240						Socket o Gabinete	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	✓
Mayor a 10 kW	120 / 240	2	2E - 3H - 12S	120	30	200	Socket o Gabinete	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	n/a
Menor o igual a 25 kW	127 / 220	3	3E - 4H - 16S	120	15	100	Socket o Gabinete	n/a	n/a	n/a	✓	✓	✓
Mayor a 25 kW y hasta 60 kW	127 / 220	3	3E - 4H - 16S	120 - 277	30	200	Socket	n/a	n/a	n/a	✓	n/a	n/a
Mayor a 60 kW	127 / 220	3	3E - 4H - 16S	120 - 277	2.5	20	Socket	n/a	n/a	✓	n/a	n/a	n/a

f - n Tensión de fase a neutro.
 f - f Tensión entre fases o tensión fase a fase
 Nom. Valor nominal
 Máx. Valor máximo

		Tabla I-4 MEDIA TENSIÓN. Suministro en 13 800 o 23 000 o 34 500 volts. Medición en devanado secundario (baja tensión).												
Demanda en kW	Tensión de medición en volts F-n / F-f	Número de Fases	Número de elementos - hilos - forma	Tensión de operación del medidor en volts F-n	Corriente en amperes		Montaje	MCCP CT		MSCP CT		MSCP ST	MB2	MB1
					Nom.	Máx.		TP	TC	TP	TC			
Menor o igual a 60 kW	127 / 220						Socket	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	n/a	n/a
Menor o igual a 120 kW	254 / 440	3	3 - 4H - 16S	120 - 277	30	200	Socket	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	n/a	n/a
Menor o igual a 130 kW	277 / 480						Socket	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	n/a	n/a
Mayor a 60 kW	127 / 220						Socket	n/a	n/a	n/a	✓	n/a	n/a	n/a
Mayor a 120 kW	257 / 440	3	3E - 4H - 9S	120 - 277	2.5	20	Socket	n/a	n/a	n/a	✓	n/a	n/a	n/a
Mayor a 130 kW	277 / 480						Socket	n/a	n/a	n/a	✓	n/a	n/a	n/a

f - n Tensión de fase a neutro.
f - f Tensión entre fases o tensión fase a fase
Nom. Valor nominal
Máx. Valor máximo

Tabla I-5 MEDIA TENSIÓN. Suministro en 13 800 o 23 000 o 34 500 volts.														
Demanda en kW	Tensión de suministro en volts F-f	Número de Fases	Número de elementos - hilos - forma	Tensión de operación del medidor en volts F-n	Corriente en amperes		Montaje	MCCP CT ¹⁾		MSCP CT		MSCP ST	MB2	MB1
					Nom.	Máx.		TP	TC	TP	TC			
Cualquier demanda	13 800 23 000 34 500	3	3E - 4H - 9S	69 - 120	2.5	20	Socket o Tablero extraíble	*1)	*1)	✓	✓	n/a	n/a	n/a

¹⁾ Se instalarán medidores y transformadores de medida para medir parámetros de la calidad de la potencia cuando la regulación técnica así lo establezca.
f - n Tensión de fase a neutro.
f - f Tensión entre fases o tensión fase a fase
Nom. Valor nominal
Máx. Valor máximo

Intervalo de demanda contratada	Tensión de suministro en volts f-f	Número de Fases	Número de elementos hilos - forma	Tensión de operación del medidor en volts f-n	Corriente en amperes		Montaje	MCCP CT		MSCP CT		MSCP ST	MB2	MB1
					Nom.	Máx.		TP	TC	TP	TC			
								TP	TC	TP	TC			
Cualquier demanda	Mayores a 34.5 kV	3	3E - 4H - 9S	69 - 120	2.5	20	Tablero extraíble	✓	✓	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

f - n Tensión de fase a neutro.
f - f Tensión entre fases o tensión fase a fase
Nom. Valor nominal
Máx. Valor máximo

I.5 Tipo de medición para Centrales Eléctricas.

Las características que definen los distintos tipos de Centrales Eléctricas, se encuentran en el Código de Red y en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Generación Distribuida. En los procesos de interconexión, las Bases del Mercado establecen dos tipos de Centrales Eléctricas, las directamente modeladas y las indirectamente modeladas. La Tabla I – 7, muestra las funcionalidades y características que aplican para las Centrales Eléctricas directamente modeladas y las indirectamente modeladas.

Tabla I-7 Funcionalidades y características para Centrales Eléctricas. (1 de 3)

Funcionalidad	Característica	Directamente modeladas		Indirectamente modelada
		Con Calidad de la Potencia	Sin Calidad de la Potencia	
Medición instantánea para monitoreo	Intensidad de corriente	✓	✓	✓
	Tensión eléctrica	✓	✓	✓
	Potencia activa instantánea	✓	✓	✓
	Potencia reactiva instantánea	✓	✓	✓
	Factor de potencia instantáneo	✓	✓	✓
	Frecuencia	✓	✓	✓
Medición para liquidación y facturación	Energía activa en kWh	✓	✓	✓
	Energía reactiva con transformador de medición en kvarh	✓	✓	✓
Registros de medición acumulada en el intervalo de medición de cinco minutos o cincominutal	Energía activa	✓	✓	✓
	Energía reactiva	✓	✓	✓
	Energía aparente	✓	✓	✓
	Potencia activa, reactiva y aparente. Registros máximos, mínimos y promedios	✓	✓	✓
	Corrientes máximas, mínimas y promedio	✓	✓	✓
	Tensiones máximas, mínimas y promedio	✓	✓	✓
	Factor de potencia promedio de cinco minutos	✓	✓	✓

Tabla I-7 Funcionalidades y características para Centrales Eléctricas. (2 de 3)

Funcionalidad	Característica	Directamente modeladas		Indirectamente modelada
		Con Calidad de la Potencia	Sin Calidad de la Potencia	
Medición de calidad de la potencia Clase A ^{1),3)}	Eventos de decremento repentino de la tensión (<u>Sag</u>)	✓	n/a	n/a
	Eventos de incremento repentino de la tensión (<u>Swell</u>)	✓	n/a	n/a
	Parpadeo de tensión (<u>flicker</u>)	✓	n/a	n/a
	Interrupción momentánea, temporal y sostenida	✓	n/a	n/a
	Desbalance de tensión	✓	n/a	n/a
	Variación de frecuencia	✓	n/a	n/a
	Armónicas de tensión y corriente	✓	n/a	n/a
	Inter-armónicas de tensión y corriente	✓	n/a	n/a
	Distorsión armónica de subgrupo (tensión y corriente)	✓	n/a	n/a
Puerto de comunicación	Puerto óptico	✓	✓	✓
	Puerto RS 485	✓	✓	✓
	Puerto Ethernet TCP/IP	✓	✓	✓
	Puerto de radiofrecuencia (RF), incluye tecnologías de datos móviles. ^{1),2)}	n/a	n/a	✓
Protocolos de comunicación	DNP3 sobre puerto RS485	✓	✓	✓
	DNP3 sobre puerto TCP/IP	✓	✓	✓
	Lo que se establece en la Norma Internacional IEC 61850	✓	✓	✓
Registros y reportes	Registro de almacenamiento de perfil	✓	✓	✓
	Registros horarios de parámetros eléctricos	✓	✓	✓
	Registro de valores promedio	✓	✓	✓
	Registro de parámetros de calidad de la potencia	✓	n/a	n/a
	Registro de formas de onda	✓	n/a	n/a
	Reportes de eventos de calidad de la potencia	✓	n/a	n/a

Tabla I-7 Funcionalidades y características para Centrales Eléctricas. (3 de 3)

Funcionalidad	Característica	Directamente modeladas		Indirectamente modelada
		Con Calidad de la Potencia	Sin Calidad de la Potencia	
Despliegue de datos en pantalla	Alternativa 1: Pantalla integrada en el medidor con botones de navegación	✓	✓	✓
	Alternativa 2: Pantalla integrada en el medidor sin botones de navegación	n/a	✓	✓
	Alternativa 3: Pantalla remota	n/a	n/a	✓
Sincronía de tiempo	Vía sistema de adquisición de datos del medidor	n/a	✓	✓
	Vía IRIG-B	✓	✓	n/a
	Vía DNP3	✓	✓	n/a
	Vía NTP/SNTP	✓	✓	n/a
Estampa de tiempo	Estampa de tiempo	✓	✓	✓
Montaje	Tipo tablero Extraible	✓	n/a	n/a
	Tipo socket	✓ ¹⁾	✓	✓
	Tipo gabinete	n/a	n/a	✓
Alimentación	Alimentación externa de Corriente continua/Corriente alterna (C.C./C.A.)	✓	✓	n/a
	Autoalimentado	n/a	✓	✓
Modo de medición	Polifásica	✓	✓	✓
Otras funciones	Compensación de transformadores de medida	✓	✓	✓
	Compensación por pérdidas por transformación	✓	✓	✓
	Compensación por pérdidas en líneas de transmisión o distribución	✓	✓	✓
	Software propietario para extracción, procesamiento y análisis de registros de energía y donde aplique, calidad de la potencia.	✓	✓	✓

¹⁾ De manera análoga con los Centros de Carga, no se permite instalar medidores tipo Socket en tensiones superiores a 35 kV (alta tensión).
²⁾ Se deben observar las consideraciones para puertos de comunicación de RF de la Tabla 1.1 de esta Norma.
³⁾ De manera análoga a los Centros de Carga, la medición de la Calidad de la Potencia aplica para tensiones superiores a 35 kV. Se instalarán medidores y transformadores de medida para medir parámetros de la calidad de la potencia en media tensión (menores a 34.5 kV e igual o superiores a 1 kV), cuando la regulación técnica así lo establezca.

24 **CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME**
NUMERAL: Capítulo 6. Tablas 1.2 y 1.3
TEXTO DEL PROYECTO: Columna 1, Medición instantánea para monitoreo.
PROPUESTA: Aclarar
JUSTIFICACIÓN:

Procede parcialmente:
 Se unifican las tablas 1.2 y 1.3, siendo el apartado de medición instantánea como sigue:

Se sugiere especificar claramente los intervalos e incertidumbres para los errores de valores instantáneos.

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 1 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Medición instantánea para monitoreo ^{a)} (continuo en %)	Intensidad de corriente $I_T < I < I_{max}$	±0.4			±0.7	
	Tensión eléctrica $0.9 U_{nom} < U < 1.1 U_{nom}$	±0.4			±0.7	
	Potencia activa instantánea $P = U_{nom} * (I_T < I < I_{max}) * \cos\theta$ Donde $\theta = 0^\circ$	±0.4			±0.7	
	Potencia reactiva instantánea $Q = U_{nom} * (I_T < I < I_{max}) * \sin\theta$ Donde $\theta = 90^\circ$	±0.4			n/a	
	Factor de potencia instantáneo $f.p. = P/U_{nom} * (I_T < I < I_{max})$ Para 60° en atraso o adelante	±1			±2	
	Frecuencia $0.98 f_{nom} < f < 1.02 f_{nom}$ Para U_{nom}	±0.15 Hz			n/a	

Y se agrega la Tabla 1.4 Límites de error de valores instantáneos en un segundo o menos.

Tabla 1.4 Límites de error de valores instantáneos en un segundo o menos

Magnitud leída	Puntos de prueba			Límites de error en porcentaje	
	Valor de Tensión (V)	Valor de Corriente (A)	Angulo de fase (θ)	Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
Tensión V ^{a)} $0.9 U_{nom} < U < 1.1 U_{nom}$	$0.9 U_{nom}$	---	---	±0.4	±0.7
	$1.1 U_{nom}$	---	---	±0.4	±0.7
Intensidad de corriente por fase (A) $I_T < I < I_{max}$	I_T	---	---	±0.4	±0.7
	$I_{nom} \text{ o } I_b$	---	---	±0.4	±0.7
	I_{max}	---	---	±0.4	±0.7
Potencia activa por fase W ^{b)} $P = U_{nom} * (I_T < I < I_{max}) * \cos\theta$	U_{nom}	I_T	60° en atraso	±0.6	±1.2
	U_{nom}	$I_{nom} \text{ o } I_b$	60° en atraso	±0.6	±1.2
	U_{nom}	I_{max}	60° en atraso	±0.6	±1.2
	U_{nom}	I_T	0°	±0.4	±0.7
	U_{nom}	I_b	0°	±0.4	±0.7
	U_{nom}	I_{max}	0°	±0.4	±0.7
Potencia reactiva por fase var ^{b)} $Q = U_{nom} * (I_T < I < I_{max}) * \sin\theta$	U_{nom}	I_T	30° en adelanto	±0.6	±1.2
	U_{nom}	$I_{nom} \text{ o } I_b$	30° en adelanto	±0.6	±1.2
	U_{nom}	I_{max}	30° en adelanto	±0.6	±1.2
	U_{nom}	I_T	90° en adelanto	±0.4	±0.7
	U_{nom}	$I_{nom} \text{ o } I_b$	90° en adelanto	±0.4	±0.7
	U_{nom}	I_{max}	90° en adelanto	±0.4	±0.7
Factor de potencia por fase ^{b)} $f.p. = P/U_{nom} * (I_T < I < I_{max})$	U_{nom}	I_T	60° en atraso	±1	±2
	U_{nom}	I_{nom}/I_b	60° en atraso	±1	±2
	U_{nom}	I_{max}	60° en atraso	±1	±2
Frecuencia, Hz $0.98 f_{nom} < f < 1.02 f_{nom}$	Valor de Tensión (V)	Frecuencia (Hz)	n/a	Límite de desviación (Hz)	
	U_{nom}	58.8	---	±0.15 Hz	±0.15 Hz
	U_{nom}	60	---	±0.15 Hz	±0.15 Hz
	U_{nom}	61.2	---	±0.15 Hz	±0.15 Hz

^{a)} Para medidores multirango esta prueba debe realizarse a 0.9 del límite bajo del rango y 1.1 del límite alto del rango.
^{b)} Evaluar los cuadrantes en los cuales el medidor debe operar.

25

FRANCISCO MARES

NUMERAL:

Tabla 1.3 Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (5 de 9)

Procede parcialmente.

Se unifican las Tablas 1.2 y 1.3, considerando para el puerto óptico lo siguiente:

TEXTO DEL PROYECTO:

Puertos de comunicación	Puerto óptico	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Puertos RS 485	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Puerto ethernet TCP/IP	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓ ^{b)}
	Puerto RF (Incluye tecnología de datos móviles)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	✓	✓ ^{b)}

Tabla 1.3- Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (9 de 9)

^{a)} Ejemplos de centros de carga con demanda fluctuante o intermitente son: fundidoras y procesos electrolíticos.

^{b)} Para las cargas en baja y media tensión, demanda del centro de carga < 75 kW, el puerto óptico es obligatorio, adicionalmente, se debe incluir otro puerto de comunicación, el cual puede ser puerto ethernet TCP/IP o puerto RF.

^{c)} En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se deberán cumplir los requisitos que se establecen en la Norma Internacional IEC 61850 partes 6; 7-1; 7-2; 7-3; 7-4; 8-1.

^{d)} El medidor debe tener al menos una de alternativas que se indican.

^{e)} Para los casos señalados con el superíndice ^{e)}, el medidor debe incluir alguna de las dos opciones señaladas.

^{f)} Véase Apéndice D, Parámetros para el protocolo DNP3.

n/a = No aplica

PROPUESTA:

- b) Para las cargas en baja y media tensión. Demanda del centro de carga < 75kW, el puerto de comunicación local es obligatorio; adicionalmente, se debe incluir por lo menos otro puerto para comunicación Remota que soporte asignación de direcciones IPv4 ó IPv6.
- g) Puerto de comunicación utilizado para asegura posibilidad de acceso al medidor de forma local y de modo seguro, considerando las mismas necesidades de seguridad utilizadas en el acceso remoto, sin establecer contacto eléctrico con el medidor. Se aceptan puertos ópticos, Bluetooth, WiFi u otra tecnología disponible basada en estándares internacionales y que cumpla con los requerimientos de aislamiento eléctrico y seguridad de acceso.
- h) Puerto de comunicación eléctrico tipo serie, para utilizar en comunicación de largas distancias, a través de la conexión de un equipo de comunicación en este puerto y/o un bus de comunicación. Se acepta tecnología RS485 u otro estándar abierto que soporte un bus de más de 500 metros y la conexión de más de 10 equipos en este bus.
- i) Puerto de comunicación inalámbrica para largas distancias, con objetivo de posibilitar el acceso al medidor a través de las distintas tecnologías de comunicación disponibles, como Celular, radiofrecuencia, WiMax u otras que cumplan con los requerimientos de acceso de largas distancias (sin estar en las cercanías del medidor).
- j) De ser compatible el medidor con puertos de comunicación alternos y que no estén enlistados en la Tabla 1.3, se deberá mencionar los protocolos de comunicación internacionales que lo avalen. De tal manera se podrá escalar y mejorar los productos evitando la exclusión de tecnologías con estándares internacionales, utilizando protocolos certificados a nivel global.

JUSTIFICACIÓN:

Observación: Se entiende que el texto tiene el objetivo de asegurar de que haya un módulo de comunicación para medición en campo y remoto, y que se requiere definir estándares para ello. Sería más factible solicitar que el medidor sea capaz de comunicar de forma local o remota indistintamente de las definiciones de capa física de comunicación y no cerrar a una tecnología específica. Así se deja la puerta abierta a nuevas tecnologías que optimicen la comunicación con los equipos y los deja en condiciones de participar de las evoluciones de IoT. Aceptar que se pueden utilizar medios inalámbricos de corto alcance (como Bluetooth, WiFi, etc), así como definir cuáles son

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga. (parte 5 de 9)

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Puerto de comunicación ^{c)}	Puerto óptico ^{b)}	✓	✓	✓	✓ ^{b),c)}	✓
	Puerto RS 485	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Puerto Ethernet TCP/IP	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a
	Puerto de radiofrecuencia (RF), incluye tecnologías de datos móviles. ^{d)}	n/a	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}
	Puerto serial digital	n/a	n/a	n/a	✓ ^{b),h)}	✓ ^{b),h)}
Protocolos de comunicación	DNP3 sobre puerto RS485 ^{a),c)}	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	DNP3 sobre puerto TCP/IP ^{a),c)}	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Para el puerto serial digital interno ^{b)}	n/a	n/a	n/a	✓ ^{b),h)}	✓ ^{b),h)}
	Protocolo para el puerto óptico ^{d)}	n/a	✓	✓	✓	✓
	Lo que se establece en la Norma Internacional IEC 61850 ^{e)}	✓	✓	n/a	n/a	n/a

Los incisos b), c), g), j) y k) de la tabla 1.1 señala lo siguiente:

- b) Funcionalidad o característica opcional. Corresponde a la autoridad o entidad facultada para definir infraestructura para medición de energía eléctrica, determinar la funcionalidad o característica aplicable. Ver apéndice I como referencia de aplicación.
- c) El puerto óptico es obligatorio para todos los tipos de medición. Se debe incluir otro puerto de comunicación, el cual puede ser puerto ethernet. Por excepción, para los medidores tipo MB2 con montaje tipo gabinete, corresponde a la entidad facultada para definir infraestructura para medición de energía eléctrica o Transportista o Distribuidor señalar el requerimiento de esta característica o funcionalidad alternativa como característica particular.
- g) Otras funciones o características no señaladas podrán ser indicadas como características particulares, tal y como lo defina esta norma. Las características particulares de la tecnología RF, serán las definidas por cada Transportista o Distribuidor.
- j) Protocolo para el intercambio de datos. En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se debe cumplir con los requisitos que se establecen en la norma internacional IEC 62056, partes 5-3, 6-2 y 21 o con el estándar ANSI C12.18 (ver bibliografía número 2). Corresponde a la entidad facultada, transportista o distribuidor la administración del servicio, seguridad y de acceso a los datos de acuerdo a las características requeridas por el tipo de medición.
- k) Características del puerto óptico. En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se debe cumplir con los requisitos que se establecen en el estándar ANSI C12.18 (Ver bibliografía número 2)
- De acuerdo a la Tabla 1.1, la Norma permite un segundo puerto de comunicaciones pudiendo ser:
- Puerto **Ethernet TCP/IP** (Opcional para MB2, MSCP ST, MSC CT)
 - Puerto de **radiofrecuencia (RF)**, incluye tecnologías de datos móviles. (Opcional parra MB1,

<p>los requerimientos mínimos que la tecnología debe de cumplir, permitirá que la norma siga válida, aunque la tecnología evolucione.</p> <p>Se debe especificar que los protocolos de comunicación que cumplan con normas internacionales aprobadas, limitando el acceso de las soluciones propietarias o sin el respaldo correspondiente, a fin de mantener México en la vanguardia de la tecnología.</p>	<p>MB2, MSCP ST, MSCP CT)</p> <p>El espectro radioeléctrico, el cual se encuentra regulado por el Instituto Federal de Telecomunicaciones, cubre una amplia gama de frecuencias (abiertas o libres, restringidas etc...), no se establece tecnología particular o alcance, evitando restricciones en la implementación de tecnologías existentes o en desarrollo.</p>
---	---

26	<p>FRANCISCO MARES</p> <p>NUMERAL:</p> <p>Reinicio de la demanda</p> <p>Tabla 1.3 Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (6 de 9)</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p style="text-align: center;">Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (6 de 9)</p> <table border="1" data-bbox="289 548 1052 902"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Funciones</th> <th rowspan="2">Características</th> <th>Entrega RNT a RGD y nodos para PML</th> <th>Cargas especiales</th> <th>Carga en alta tensión</th> <th>Carga en media tensión</th> <th>Carga en media tensión con demanda controlable</th> <th>Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión</th> <th>Carga en baja y media tensión</th> </tr> <tr> <th>Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión</th> <th>Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}</th> <th>Centro de carga con cualquier demanda</th> <th>Demanda del centro de carga ≥ 1000 KW</th> <th>$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 KW</th> <th>Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW, Baja tensión = demanda ≥ 75 kW</th> <th>Demanda del centro de carga < 75 kW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Registros y reportes</td> <td>Registro de Parámetros de calidad de energía</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> </tr> <tr> <td>Registro de formas de onda</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>n/a</td> <td>n/a</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Reinicio de demanda^{b)}</td> <td>Alternativa 1: Botón manual</td> <td>n/a</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>☞</td> </tr> <tr> <td>Alternativa 2: Local puerto óptico</td> <td>n/a</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>☞</td> </tr> <tr> <td>Alternativa 3: Remoto puertos de comunicación</td> <td>n/a</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>n/a</td> <td>☞</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabla 1.3-Aplicaciones y funcionalidades del medidor para Centros de Carga (9 de 9)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>^{a)} Ejemplos de centros de carga con demanda fluctuante o intermitente son: fundidoras y procesos electrolíticos.</p> <p>^{b)} Para las cargas en baja y media tensión, demanda del centro de carga < 75 kW, el puerto óptico es obligatorio; adicionalmente, se debe incluir otro puerto de comunicación, el cual puede ser puerto ethernet TCP/IP o puerto RF.</p> <p>^{c)} En tanto no exista Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana, se deberán cumplir los requisitos que se establecen en la Norma Internacional IEC 61850 partes 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4, 8-1.</p> <p>^{d)} El medidor debe tener al menos una de alternativas que se indican.</p> <p>^{e)} Para los casos señalados con el superíndice ^{f)}, el medidor debe incluir alguna de las dos opciones señaladas.</p> <p>^{f)} Véase Apéndice D, Parámetros para el protocolo DNP3.</p> <p>n/a = No aplica</p> </div> <p>PROPUESTA:</p> <p>d) El medidor debe ser capaz de realizar dicha función a través de alguno de los puertos de comunicación anteriormente mencionados.</p> <p>Si el medidor cubre la misma función por medio de puertos de comunicación alternativos a los listados, se debe especificar el medio de comunicación y los protocolos de seguridad que lo avalen.</p>	Funciones	Características	Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión	Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 KW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 KW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW, Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW	Registros y reportes	Registro de Parámetros de calidad de energía	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a	Registro de formas de onda	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a	Reinicio de demanda ^{b)}	Alternativa 1: Botón manual	n/a	✓	✓	✓	✓	✓	☞	Alternativa 2: Local puerto óptico	n/a	✓	✓	✓	✓	✓	☞	Alternativa 3: Remoto puertos de comunicación	n/a	✓	✓	✓	✓	n/a	☞
Funciones	Características			Entrega RNT a RGD y nodos para PML	Cargas especiales	Carga en alta tensión	Carga en media tensión	Carga en media tensión con demanda controlable	Carga en media tensión sin demanda controlable y baja tensión	Carga en baja y media tensión																																																	
		Alta a media tensión y nodos PML independiente de la tensión	Servicios conexos y centros de carga con demanda distorsionante, fluctuante o intermitente ^{a)}	Centro de carga con cualquier demanda	Demanda del centro de carga ≥ 1000 KW	$75 \text{ kW} \leq$ Demanda del centro de carga < 1000 KW	Media tensión = demanda de 75 kW a 1000 kW, Baja tensión = demanda ≥ 75 kW	Demanda del centro de carga < 75 kW																																																			
Registros y reportes	Registro de Parámetros de calidad de energía	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a																																																			
	Registro de formas de onda	✓	✓	✓	✓	✓	n/a	n/a																																																			
Reinicio de demanda ^{b)}	Alternativa 1: Botón manual	n/a	✓	✓	✓	✓	✓	☞																																																			
	Alternativa 2: Local puerto óptico	n/a	✓	✓	✓	✓	✓	☞																																																			
	Alternativa 3: Remoto puertos de comunicación	n/a	✓	✓	✓	✓	n/a	☞																																																			

<p>Procede parcialmente.</p> <p>Se unifican las Tablas 1.2 y 1.3, considerando para la funcionalidad de Reinicio de demanda lo siguiente:</p> <table border="1" data-bbox="1167 431 1871 583"> <thead> <tr> <th rowspan="4">Reinicio de demanda^{a)}</th> <th>Alternativa 1: Botón manual</th> <th>n/a</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>n/a</th> <th>n/a</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>Alternativa 2: Local puerto óptico</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>n/a</th> </tr> <tr> <th>Alternativa 3: Remoto por puertos de comunicación</th> <th>n/a</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>n/a</th> </tr> <tr> <th>Automático</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>✓</th> <th>n/a</th> </tr> </tbody> </table> <p>La Alternativa 2: Local puerto óptico, es consistente con los puertos de comunicación indicados en la Tabla 1.1, siendo el puerto óptico aplicable a los tipos de medición MB1. MB2, MSCP ST, MSCP CT y MCCP.</p> <p>La Alternativa 3, Remoto por puertos de comunicación, es consistente con los puertos de comunicación indicados en la Tabla 1.1, siendo el puerto TCP/IP aplicable a los tipos de medición MB2, MSCP ST, MSCP CT y MCCP, el puerto de radiofrecuencia (RF), incluye tecnologías de datos móviles, aplicable para los tipos de medición MB1, MB2, MSCP ST, MSCP CT y el puerto serial digital aplicable para MB1 y MB2.</p>	Reinicio de demanda ^{a)}	Alternativa 1: Botón manual	n/a	✓	✓	n/a	n/a	Alternativa 2: Local puerto óptico	✓	✓	✓	✓	n/a	Alternativa 3: Remoto por puertos de comunicación	n/a	✓	✓	✓	n/a	Automático	✓	✓	✓	✓	n/a
Reinicio de demanda ^{a)}		Alternativa 1: Botón manual	n/a	✓	✓	n/a	n/a																		
		Alternativa 2: Local puerto óptico	✓	✓	✓	✓	n/a																		
		Alternativa 3: Remoto por puertos de comunicación	n/a	✓	✓	✓	n/a																		
	Automático	✓	✓	✓	✓	n/a																			

Si el medidor no posee los puertos de comunicación para el acceso remoto, se deberá cubrir dicha función por medio de un botón manual.

Con esto se permite incluir distintos módulos de comunicación de tecnología inalámbrica de corto alcance.

JUSTIFICACIÓN:

Observaciones: Se excluye (o en el mejor de los casos se incluye cómo función adicional) la opción de reinicio de la demanda de forma remota y se limita a que sea de forma local por un medio físico (botón manual) y un módulo de comunicación específico. Un requisito así obliga (de forma indirecta e implícita) a seguir siendo compatible con tecnologías y protocolos de generaciones anteriores, además del costo asociado para llevar hasta el punto de medición un recurso humano que haga esta función. En el listado final de la Tabla 1.3 (pg. 35) se debería dar la pauta para cumplir con la misma función siempre y cuando se demuestre su viabilidad y la seguridad asociada.

CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME

NUMERAL: Capítulo 6.

Tabla 1.4 Condiciones nominales de operación

TEXTO DEL PROYECTO: Filas: Tensión y corriente

PROPUESTA: Aclarar.

JUSTIFICACIÓN:

En relación con los comentarios 6 y 7, la aplicación de los medidores y transformadores de instrumento, en la Tabla 1.4 debería reflejar claramente las condiciones nominales que se utilizan en el sistema eléctrico.

Se solicita aclarar las condiciones nominales para la correcta identificación de las características de aquellos medidores conectados directamente y aquellos conectados con transformador.

27

Procede parcialmente:
Se escribirá como sigue:

Tabla 1.2 Condiciones nominales de operación del medidor (1 de 2)

Condición o magnitud	Valores, intervalos					
Frecuencia	$f_{nom} \pm 2\%$ en donde: $f_{nom} = 60$ Hz.					
Tensión	$U_{nom} \pm 10\%$ en donde: U_{nom} debe estar dentro de los siguientes intervalos: intervalo 1: 69 a 120 V, tensión fase a neutro para medidores conectados a través de transformador de potencial; intervalo 2: 120 a 277 V, tensión fase a neutro conectados directamente. intervalo 3: 120 V, tensión fase a neutro, conectado directamente.					
C corriente	I_n , I_{lim} e I_p se determinan en las especificaciones del medidor y deben cumplir con lo que se indica a continuación:					
	Relación entre I_{lim} / I_p					
	Sin transformador de medida conectado directamente	I_{lim} / I_n	≥ 50			
		I_{lim} / I_{lim}	≥ 250			
	Con transformador de medida	I_{lim} / I_p	≥ 1250			
I_{lim} / I_n		≥ 24				
	I_{lim} / I_{lim}	≥ 120				
	I_{lim} / I_p	≥ 1200				
Corrientes						
	I_n	I_{lim}	I_p	I_{lim}	I_{lim}	
Conectados directamente	0.05 ^a	0.15 ^b	0.75	15	100	
	0.1 ^a	0.3 ^b	1.5	30	200	
Conectados a través de transformador de medida	0.016	0.025	0.125	2.5	20	
	0.008	0.01	0.05	1	10	

Tabla 1.2 Condiciones nominales de operación del medidor (2 de 2)	
Condición o magnitud	Valores, intervalos
Factor de potencia	De 0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.5, en adelanto; Para los medidores bidireccionales, los límites del intervalo de factor de potencia son válidos en ambas direcciones.
Temperatura (valores para medidores de uso interior y exterior)	Límite inferior de temperatura: -25 °C; Límite superior de temperatura: +70 °C.
Humedad y agua	En el manual o instructivo del medidor, debe definirse el grado de protección del mismo, de acuerdo a la clase de medio ambiente a que está destinado, considerando lo siguiente: H1, lugares cerrados en donde los instrumentos no están sometidos a condensación de agua, precipitación o formaciones de hielo: Protección IP51; (ver referencia Tabla 1.7). H2, lugares cerrados en donde los instrumentos pueden estar sometidos a agua condensada, agua de fuentes distintas a la lluvia y/o formaciones de hielo: Protección IP54. H3, lugares abiertos con condiciones climáticas promedio: Protección IP54.
Modos de conexión	El medidor puede ser de conexión directa, a través de transformadores de corriente o a través de transformadores de corriente y de potencial, lo cual debe indicarse en su instructivo o manual. El modo de conexión debe ser polifásico y las configuraciones se apegaran a los manuales regulatorios expedidos para este fin (monofásico de dos hilos, 1 elemento (1F-2H-1E); trifásico de tres hilos, 2 elementos (2F-3H-2E); trifásico de cuatro hilos, 3 elementos (3F-4H-3E)).
Armónicas	Se permite que la tensión y la corriente se desvíen de la forma sinusoidal, tal como se especifica en la Tabla 1.6, en Armónicas en circuitos de tensión y corriente.
Balace de carga	El balace de carga debe permitir variar desde las condiciones totalmente balanceadas hasta a la corriente en un solo circuito de corriente para medidores polifásicos y para medidores monofásicos de 3 hilos.
	^{H1} I_{ph} accede a OIML R 46-1-2. Ver referencia bibliográfica 26. ^{H2} I_{ph} accede a IEC 62053-22, Tabla 4.

28	<p>FRANCISCO MARES NUMERAL: Visualización en pantalla. TEXTO DEL PROYECTO: 3.72 visualización en pantalla - modo alterno: modo de visualización en pantalla para desplegado cíclico de variables preseleccionadas para verificación funcional, de puesta en servicio, revisión y mantenimiento. 7.6.4.1 Los parámetros que fijen las características legalmente relevantes del medidor deben estar protegidos contra modificaciones no autorizadas. Para fines de verificación, se deben visualizar o imprimir los parámetros de ese momento. Los parámetros específicos del dispositivo son ajustables o seleccionables sólo en un modo de funcionamiento específico del medidor. Se clasifican como aquellos que deben estar protegidos (inalterables) y aquellos que son accesibles (parámetros ajustables) por una persona autorizada, por ejemplo, el propietario del instrumento, Unidad de Verificación o reparador. Los parámetros específicos tienen valores idénticos para todos los especímenes de un modelo de medidor. Estos parámetros se establecen en la aprobación de modelo o prototipo del medidor. Una contraseña simple no es una solución técnicamente aceptable para proteger parámetros. Las personas autorizadas deben tener acceso a un conjunto limitado de parámetros específicos del medidor. Este conjunto de parámetros específicos del dispositivo y sus limitaciones o reglas de acceso deben estar claramente documentadas PROPUESTA: 7.6.4.1 Los parámetros que fijen las características legalmente relevantes del medidor deben estar protegidos contra modificaciones no autorizadas. Para fines de verificación, se deben visualizar o imprimir los parámetros de ese momento. Se clasifican como aquellos que deben estar protegidos (inalterables) y aquellos que son accesibles (parámetros ajustables) por una persona autorizada, por ejemplo, el propietario del instrumento, Unidad de Verificación o reparador. Los parámetros específicos tienen valores idénticos para todos los especímenes de un modelo de medidor. Estos parámetros se establecen en la aprobación de modelo o prototipo del medidor. Una contraseña simple no es una solución técnicamente aceptable para proteger parámetros. Las personas autorizadas deben tener acceso a un conjunto limitado de parámetros específicos del</p>	<p>Procede parcialmente Se elimina la definición 3.72 El capítulo 7.6.4.1 Se escribirá como sigue: 7.6.4.1 Los parámetros que fijen las características legalmente relevantes del medidor deben estar protegidos contra modificaciones no autorizadas. Véase 14.7.5.3, inciso l, subinciso d). Los parámetros específicos del medidor, deben ser ajustables o seleccionables sólo en un modo de funcionamiento específico del medidor, de acuerdo al fabricante del medidor. Al menos las mediciones y registros de energía para liquidación o facturación, y para calidad de la potencia, deben ser inalterables. En aquellas otras funciones que sean ajustables deberá asegurarse que el acceso sólo sea por personas autorizadas. Una contraseña simple no es una solución técnicamente aceptable para proteger parámetros inalterables. Las personas autorizadas deben tener acceso a un conjunto de parámetros ajustables del medidor. Este conjunto de parámetros ajustables del dispositivo y sus limitaciones o reglas de acceso deben estar claramente documentadas. Para efectos de la aprobación del modelo o prototipo del medidor, los parámetros específicos tienen valores idénticos para todos los especímenes de un modelo de medidor. 14.7.5.3 Aspectos técnicos específicos que verificar La UVAA debe verificar el cumplimiento del sistema de medición (medidor y transformador de medida), conforme a lo siguiente: l. Medidor: a) Sello físico o precintos instalados en el medidor: La UVAA debe revisar la integridad del sello del medidor, que no esté violado, y debe tomar registro del número, clave o código asignado al sello; NOTA: Los sellos físicos, medios mecánicos o precintos, se refieren a los instalados y administrados por el Transportista o Distribuidor según corresponda. b) El Transportista, Distribuidor debe romper y retirar el sello, en presencia de la UVAA; NOTA 1: El Transportista o Distribuidor, retirará y procesará para su uso adecuado y destino final del (los) sello(s) una vez retirado(s). NOTA 2: Cuando el medidor o transformador de medida, se encuentre instalado en un poste, el Transportista o Distribuidor, preparará las facilidades para liberar de forma adecuada el medidor evitando interrupciones a otros servicios. c) Marcado de la placa de datos: La UVAA debe revisar que el medidor tenga placa de</p>
----	---	---

	<p>medidor. Este conjunto de parámetros específicos del dispositivo y sus limitaciones o reglas de acceso deben estar claramente documentadas.</p> <p>En caso del medidor no posea puertos de comunicación para el acceso remoto, se requiere que el medidor tenga el modo alterno en el display. De lo contrario, se considerará cómo función opcional del medidor</p> <p>JUSTIFICACIÓN:</p> <p>Observación: Solicitar un modo de operación Alterno o dedicado para pruebas en campo y/o actualizar el medidor sería válido para tecnología AMR. A los medidores AMI se les asigna que información deben desglosar a partir del software de gestión, por lo que sólo los usuarios autorizados pueden acceder a los bloques asignados dependiendo de su función. Incluso en el mismo se acepta que "Las personas autorizadas deben tener acceso a un conjunto limitado de parámetros específicos del medidor", por lo que la necesidad de un modo de operación específico o Alterno ya no es relevante.</p>	<p>datos y asegurarse que ésta cumpla con la información que indica la norma oficial mexicana;</p> <p>d) La unidad de verificación debe identificar la versión del software legalmente relevante del medidor al momento de la verificación (véase 7.6.4.1.) y debe guardar evidencia de ello mediante una impresión, fotografía o medio audiovisual.</p>
29	<p>FRANCISCO MARES</p> <p>NUMERAL: 7.6.8 Mantenimiento y actualización</p> <p>Actualización de software.</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>El mecanismo de actualización del software debe estar protegido por medio de un sello mecánico, que imposibilite actualizaciones del software para medidores en servicio. El Transportista o Distribuidor, por instrucción del CENACE o del Suministrador, debe realizar la actualización del software, para lo cual debe romper los sellos mecánicos y una vez finalizada la actualización debe reponerlos y colocarlos nuevamente.</p> <p>7.6.3.2.1 El software legalmente relevante debe estar protegido contra modificaciones, cargas o cambios no autorizados ocasionados por el intercambio el dispositivo de memoria. El medidor debe contar con medios de seguridad, tal como sello mecánico o electrónico; asimismo, debe protegerse el medidor con la opción para cargar software o parámetros.</p> <p>7.6.3.2.2 Se permite que, sólo las funciones que se encuentran claramente documentadas, de conformidad 10.2.1, sean activadas por la interfaz de usuario, las cuales deben ser realizadas de forma que no permitan el uso fraudulento.</p> <p>7.6.3.2.3 La protección del software comprende un sellado apropiado, ya sea por medios mecánicos, electrónicos y/o medios criptográficos, que impida una intervención no autorizada.</p> <p>PROPUESTA:</p> <p>El mecanismo de actualización del software debe estar protegido por algún de medio de seguridad anteriormente mencionado (mecánico, electrónico, criptográfico, firmas digitales, certificados digitales) que imposibilite actualizaciones del software para medidores en servicio.</p> <p>En el caso de haber sellos mecánicos, el Transportista o Distribuidor, por instrucción del CENACE o del Suministrador, debe realizar la actualización del software, para lo cual debe romper los sellos mecánicos y una vez finalizada la actualización debe reponerlos y colocarlos nuevamente.</p> <p>JUSTIFICACIÓN:</p> <p>Observación: Se indica que para actualizar el software debe haber un sello mecánico. Esto limita el alcance de las nuevas generaciones y lo encapsula a seguir teniendo que utilizar técnicos de campo para actualizar los medidores, lo que devalúa cualquier implementación de sistemas AMI.</p> <p>En la página 44 (puntos 7.6.3.2.1 y 7.6.3.2.3) del documento se indica que el software estará protegido por medios mecánicos, electrónicos o de encriptación. Si se acepta que el software tiene esos niveles de seguridad, esa aceptación se debe aplicar a la actualización del mismo. Por lo tanto, se debe aceptar la opción de actualizar de forma local y remota por medio de protección electrónica y digital, y no obligatoriamente por medio de sellos mecánicos (los cuales tienen un alto porcentaje de violación).</p>	<p>Procede parcialmente.</p> <p>Se redacta como sigue:</p> <p>7.6.8. Mantenimiento y actualización</p> <p>Para un medidor instalado en sitio, se consideran como actualización del software legalmente relevante los casos siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> Se intercambia el software con otra versión certificada; o Se repara el medidor y se reinstala la misma versión del software. <p>En la actualización del software legalmente relevante, sólo podrán instalarse versiones que cuenten con el certificado de compatibilidad del software, de acuerdo con 10.2.4.</p> <p>Para medidores en servicio, el mecanismo de actualización del software debe estar protegido por medio de un sello mecánico, que imposibilite actualizaciones por personas no autorizadas. El Transportista o Distribuidor, por instrucción del CENACE o del Suministrador, debe realizar la actualización del software, para lo cual debe romper los sellos mecánicos y una vez finalizada la actualización debe reponerlos y colocarlos nuevamente.</p> <p>10.2.4 Procedimiento de validación</p> <p>El procedimiento de validación consiste en una combinación de métodos, los cuales están establecidos en el documento internacional OIML D 31, siendo AD el análisis de la documentación y validación del diseño, VFTSw la validación mediante prueba funcional de las funciones metrológicas, CIWT la inspección de código y revisión, DFA el análisis de flujo metrológico de datos y SMT las pruebas de a los módulos del software. En la Tabla 4.3, se establece el procedimiento de validación que debe realizarse para comprobar el cumplimiento de las funciones que se indican en la tabla 1.1 de esta Norma.</p> <p>Cuando las funciones hayan cumplido satisfactoriamente con el procedimiento que se indica en la tabla 4.3 se deberá emitir un certificado de compatibilidad del software con el modelo del medidor. Tabla 4.3 – Procedimiento de validación.</p>

		<table border="1" data-bbox="1157 232 1866 846"> <thead> <tr> <th colspan="2">Requisito</th> <th colspan="2">Procedimiento de validación</th> </tr> <tr> <th>Número</th> <th>Título</th> <th>Etapas 1</th> <th>Etapas 2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7.6.1.4</td> <td>Idoneidad de algoritmos y funciones</td> <td>AD y VFTM</td> <td>CIWT/SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.2</td> <td>Identificación del software</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>CIWT</td> </tr> <tr> <td>7.6.3.1</td> <td>Prevención contra uso indebido</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td></td> </tr> <tr> <td>7.6.3.2</td> <td>Prevención contra fraude</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>DFA/CIWT/SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.4</td> <td>Protección de parámetros</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>CIWT/SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.5</td> <td>Separación de dispositivos electrónicos y subconjuntos o módulos</td> <td>AD</td> <td></td> </tr> <tr> <td>7.6.6</td> <td>Separación de partes del software</td> <td>AD</td> <td>DFA /CIWT</td> </tr> <tr> <td>7.6.7</td> <td>Almacenamiento de datos, transmisión a través de sistemas de comunicación</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>CIWT/SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.7.1.2</td> <td>Protección de datos</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.7.2</td> <td>Almacenamiento automático</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.7.3.1</td> <td>Retardo de transmisión</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.7.3.2</td> <td>Interrupción de transmisión</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.7.4</td> <td>Estampa de tiempo</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>SMT</td> </tr> <tr> <td>7.6.8</td> <td>Mantenimiento y actualización</td> <td>AD y <u>VETS_{sw}</u></td> <td>CIWT/SMT</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1104 881 1919 943">La etapa 1 es obligatoria para la aprobación del modelo o prototipo. Si durante el proceso de validación de la etapa 1, falla alguna prueba, el fabricante podrá solicitar al laboratorio de pruebas acreditado, la aplicación de la etapa 2.</p>	Requisito		Procedimiento de validación		Número	Título	Etapas 1	Etapas 2	7.6.1.4	Idoneidad de algoritmos y funciones	AD y VFTM	CIWT/SMT	7.6.2	Identificación del software	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT	7.6.3.1	Prevención contra uso indebido	AD y <u>VETS_{sw}</u>		7.6.3.2	Prevención contra fraude	AD y <u>VETS_{sw}</u>	DFA/CIWT/SMT	7.6.4	Protección de parámetros	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT/SMT	7.6.5	Separación de dispositivos electrónicos y subconjuntos o módulos	AD		7.6.6	Separación de partes del software	AD	DFA /CIWT	7.6.7	Almacenamiento de datos, transmisión a través de sistemas de comunicación	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT/SMT	7.6.7.1.2	Protección de datos	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT	7.6.7.2	Almacenamiento automático	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT	7.6.7.3.1	Retardo de transmisión	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT	7.6.7.3.2	Interrupción de transmisión	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT	7.6.7.4	Estampa de tiempo	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT	7.6.8	Mantenimiento y actualización	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT/SMT
Requisito		Procedimiento de validación																																																																
Número	Título	Etapas 1	Etapas 2																																																															
7.6.1.4	Idoneidad de algoritmos y funciones	AD y VFTM	CIWT/SMT																																																															
7.6.2	Identificación del software	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT																																																															
7.6.3.1	Prevención contra uso indebido	AD y <u>VETS_{sw}</u>																																																																
7.6.3.2	Prevención contra fraude	AD y <u>VETS_{sw}</u>	DFA/CIWT/SMT																																																															
7.6.4	Protección de parámetros	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT/SMT																																																															
7.6.5	Separación de dispositivos electrónicos y subconjuntos o módulos	AD																																																																
7.6.6	Separación de partes del software	AD	DFA /CIWT																																																															
7.6.7	Almacenamiento de datos, transmisión a través de sistemas de comunicación	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT/SMT																																																															
7.6.7.1.2	Protección de datos	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT																																																															
7.6.7.2	Almacenamiento automático	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT																																																															
7.6.7.3.1	Retardo de transmisión	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT																																																															
7.6.7.3.2	Interrupción de transmisión	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT																																																															
7.6.7.4	Estampa de tiempo	AD y <u>VETS_{sw}</u>	SMT																																																															
7.6.8	Mantenimiento y actualización	AD y <u>VETS_{sw}</u>	CIWT/SMT																																																															
<p>30</p>	<p>FRANCISCO MARES NUMERAL: 7.6.8 Mantenimiento y actualización Actualización de software. TEXTO DEL PROYECTO: 7.6.8.3.6 El fabricante del medidor debe mantener a su cliente correctamente informado sobre las actualizaciones del software, en especial de la parte legalmente relevante, y el cliente no debe rechazar las actualizaciones. Además, se supone que el fabricante y el cliente, usuario o propietario del instrumento acordarán un procedimiento apropiado para realizar descargas según el uso y la ubicación del instrumento. El usuario o propietario del instrumento de medición debe dar su consentimiento para realizar descargas. 7.6.8.3.7 Si no se pueden cumplir los requisitos establecidos de 7.6.8.3.1 a 7.6.8.3.6, aún es posible actualizar la parte de software legalmente no relevante. En este caso, se cumplirán los siguientes requisitos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Debe existir una clara separación entre el software legalmente relevante y el no relevante; No debe ser posible actualizar toda la parte del software legalmente relevante, sin romper un sello; Se indica en el certificado de aprobación de modelo o prototipo que es aceptable actualizar la parte legalmente no relevante. 	<p>Procede parcialmente. Se redacta como sigue: 7.6.3.8 El fabricante del medidor debe mantener a su cliente correctamente informado sobre las actualizaciones del software, en cumplimiento del certificado de compatibilidad; el propietario debe permitir la instalación de actualizaciones. El fabricante y el propietario del medidor, acordarán un procedimiento apropiado para realizar descargas según el uso y la ubicación del instrumento. El propietario del instrumento de medición debe dar su consentimiento para realizar descargas. 7.6.3.7 Si no se pueden cumplir los requisitos establecidos de 7.6.8.3.1 a 7.6.8.3.6, aún es posible actualizar la parte de software legalmente no relevante. En este caso, se cumplirán los siguientes requisitos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Debe existir una clara separación entre el software legalmente relevante y el no relevante; No debe ser posible actualizar toda la parte del software legalmente relevante, sin romper un sello; <p>Debe indicarse en el certificado de cumplimiento, si el modelo del medidor admite la actualización de las partes legalmente relevante y legalmente no relevante.</p>																																																																

	<p>PROPUESTA: b) No debe ser posible actualizar toda la parte del software legalmente relevante, sin tener que desbloquear alguno de los medios de seguridad (mecánico, electrónico y/o criptográfico) y/o utilizando las credenciales de acceso correspondientes (firmas digitales, certificados digitales);</p> <p>JUSTIFICACIÓN: En el inciso b) se entiende que su fin es asegurar que las actualizaciones menores de funciones no críticas pueden no interfieran con el correcto funcionamiento y/o alteren las funciones críticas. Sin embargo, al expresarlo cómo “sin romper un sello”, de forma implícita se hace referencia a que forzosamente y únicamente se puede actualizar el SW en campo rompiendo sellos mecánicos. Ya se explicó y mencionó que se aceptan dentro de la misma norma los sellos electrónicos o criptográficos. Sin embargo, esta redacción se puede prestar a ambigüedad y forzar a sellos únicamente físicos.</p>	
31	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 7. 7.3.1 TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: Aclarar términos utilizados. JUSTIFICACIÓN: sugiere aclarar términos como falla significativa, software legalmente relevante, registro auditable, durabilidad entre otros. Se menciona en varias partes del capítulo 7, dado que no hay experiencia previa en verificación de software para este tipo de medidores, solicitamos aclarar o mejorar redacción para su correcta interpretación.</p>	<p>Procede parcialmente: Se escribirán las siguientes definiciones como sigue: 3.31 Falla Diferencia entre el error de indicación y el error intrínseco de un instrumento de medición. Nota 1: Una falla es principalmente, el resultado de un cambio no deseado de datos contenido en o fluyendo a través de un instrumento de medición Nota 2: De la definición se sigue que una “falla” es un valor numérico que es expresado, ya sea en una unidad de medida o como un valor relativo, por ejemplo como un porcentaje. Nota 3: En esta NOM, la definición anterior no aplica al término “falla de tierra”, en el cual la palabra “falla” tiene su significado usual de diccionario. 3.32 Falla significativa Falla que excede los valores límites aplicables a la clase del medidor. NOTA: también se consideran las siguientes fallas significativas: un cambio mayor que el valor de cambio crítico que ha ocurrido en los registros de medición debido a perturbaciones; la funcionalidad del medidor se ha deteriorado. 3.67. Software legalmente relevante Software o parte del mismo que interviene en las características metroológicas de un instrumento de medición. 3.61. Registro auditable Archivo de datos continuo que incluye un registro de información histórica de sucesos, modificaciones en los valores de los parámetros de un medidor o actualizaciones del software, así como otras actividades legalmente relevantes que influyen en las características metroológicas. Respecto a durabilidad, el capítulo 7.8 cambia el nombre a Estabilidad a largo plazo de las características metroológicas. Se redacta como sigue: 7.8. Estabilidad a largo plazo de las características metroológicas La exactitud del medidor debe cumplir con los requisitos establecidos en la Tabla 1.3. Esta norma incluye pruebas de influencia que simulan los efectos del envejecimiento: ciclos de temperatura, temperatura alta y baja extrema, alta humedad, vibración y shock, descargas, impulsos y alta corriente (pruebas de Descargas electrostáticas (10.5.3), Transitorios rápidos (10.5.4), Sobretensiones en líneas eléctricas de C.A. (10.5.7), Sobre-corriente de corta duración (10.5.10, 11.4.1), Tensión de impulso (10.5.11), Vibraciones (10.6.1), Impacto (10.6.2), Temperaturas extremas-calor seco (10.7.1), Temperaturas extremas-frío (10.7.2), Calor húmedo (10.7.3), Calor húmedo, cíclico (condensado) para clases de humedad H2 y H3 (10.7.4). El medidor debe cumplir los requerimientos de exactitud después de cada prueba con lo que demuestra su estabilidad metroológica. Adicionalmente el fabricante deberá presentar la declaración de garantía de estabilidad metroológica para un tiempo mínimo de 10 años de acuerdo al punto 10.7.6.</p>

32	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p><u>NUMERAL:</u> Capítulo 8. General</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p> <p><u>PROPUESTA:</u></p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u></p> <p>Igual que comentario 3. Existen términos abreviados que no se utilizan en el cuerpo de norma. Se solicita homologar la utilización de los términos y definiciones en todo el documento.</p>	<p>Procede comentario.</p> <p>El capítulo 4, Términos abreviados se escribe como sigue:</p> <p>4. Términos abreviados</p> <ul style="list-style-type: none"> ° grados eléctricos (a menos que se indique otra cosa) A ampere. AD análisis de la documentación y validación del diseño. AM amplitud modulada A/D analógico - digital. Ángulo de prueba ángulo de desfaseamiento entre la tensión y corriente de calibración. Autocontenido sistema de medición que no incluye transformadores de corriente y de potencial. Bit unidad de medida de cantidad de información. Burden carga conectada en el secundario de un TC o un TP. b error máximo permisible expresado como porcentaje. C.A. corriente alterna. C.C. corriente continua. CENACE Centro Nacional de Control de Energía. CISPR International Special Committee on Radio Interference, por sus palabras en inglés. CIWT inspección del código y revisión. CRE Comisión Reguladora de Energía. c coeficiente de temperatura promedio. °C grados Celsius (también conocidos como grados centígrados). d factor de distorsión. DFA análisis de flujo metrológico de datos. DP demanda promedio del periodo cincominutal.. DNP Protocolo para Red Distribuida (Distributed Network Protocol, por sus palabras en inglés). E energía. E/S entrada - salida. ECM Equipo combinado de medición. EMC compatibilidad electromagnética (Electromagnetic compatibility, por sus palabras en inglés). Emin energía mínima. el error en la temperatura inferior en el intervalo de temperatura de interés. eu error en la temperatura superior en el intervalo de temperatura de interés. f frecuencia. f.p. factor de potencia. f_{nom} frecuencia nominal. h hora. h número de armónicas. Hz hertz. H1 clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4. H2 clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
----	--	---

		<p>H3 clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.</p> <p>I corriente eléctrica.</p> <p>IEC International Electrotechnical Commission, por su nombre en inglés.</p> <p>IRIG-B Inter-Range Instrumentation Group - Format B, por sus palabras en inglés.</p> <p>ISO International Organization for Standardization, por sus palabras en inglés.</p> <p>Ia corriente en la fase a.</p> <p>Ib corriente en la fase b.</p> <p>Ib corriente de base en medidores que se conectan directamente.</p> <p>Ic corriente en la fase c.</p> <p>In Corriente de referencia en medidores conectados a través de transformador</p> <p>I_{max} corriente máxima.</p> <p>I_{min} corriente mínima.</p> <p>I_{nom} corriente nominal.</p> <p>I_{prom} corriente promedio de las fases a, b y c.</p> <p>I_{st} corriente de arranque.</p> <p>I_{tr} corriente de transición.</p> <p>I₁ componente fundamental de la señal de corriente.</p> <p>IP51 grado de protección conforme a la IEC 60529.</p> <p>IP54 grado de protección conforme a la IEC 60529.</p> <p>J joule.</p> <p>K kelvin.</p> <p>k número de pulsos por el dispositivo de salida del medidor.</p> <p>kh waththoras por pulso del medidor.</p> <p>kHz kilohertz.</p> <p>kPa kilopascal.</p> <p>kV kilovolt.</p> <p>kvarh kilovolt-ampere reactivo hora.</p> <p>kW kilowatt.</p> <p>kWh kilowatt hora.</p> <p>LFMN Ley Federal sobre Metrología y Normalización.</p> <p>L1 línea eléctrica 1.</p> <p>L2 línea eléctrica 2.</p> <p>L3 línea eléctrica 3.</p> <p>m metro.</p> <p>m número de elementos.</p> <p>min minuto.</p> <p>mm milímetro.</p> <p>mpe error máximo permisible (maximum permissible error, por sus palabras en inglés).</p> <p>ms milisegundos.</p> <p>mT militesla.</p> <p>NCA nivel de calidad aceptable.</p> <p>NMX Norma Mexicana.</p>
--	--	---

		<p>NOM Norma Oficial Mexicana.</p> <p>NTP Protocolo de Tiempo de Red (Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>nm nanómetro.</p> <p>PEC procedimiento para la evaluación de la conformidad.</p> <p>ppm partes por millón.</p> <p>Pst fluctuación de tensión.</p> <p>P1 terminal primaria 1.</p> <p>P2 terminal primaria 2.</p> <p>R resolución aparente del registro de energía básico expresado en Wh.</p> <p>RCM raíz cuadrática media.</p> <p>RF radiofrecuencia.</p> <p>S clase de exactitud S.</p> <p>s segundo.</p> <p>SMT Ensayo del módulo de software.</p> <p>SNTP Protocolo Simple de Tiempo de Red (Simple Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>S1 terminal secundaria 1.</p> <p>T tesla.</p> <p>T periodo.</p> <p>TC transformador de corriente.</p> <p>TCP/IP Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet (Transmission Control Protocol/Internet Protocol, por sus palabras en inglés).</p> <p>THD Distorsión Armónica Total (Total Harmonic Distortion, por sus palabras en inglés).</p> <p>TIM transformador integrado de medición TC-TP (transformador combinado).</p> <p>TP transformador de potencial o tensión.</p> <p>ti temperatura más baja en el intervalo de temperatura de interés.</p> <p>tu temperatura más alta en el intervalo de temperatura de interés.</p> <p>U tensión eléctrica.</p> <p>UTC Tiempo Universal Coordinado (Universal Time Coordinated, por sus palabras en inglés).</p> <p>UTR Unidad Terminal Remota (RTU, por sus siglas en inglés).</p> <p>Uc tensión entre fase c y el neutro.</p> <p>Uab tensión entre fases a y b.</p> <p>Ubc tensión entre fase b y c.</p> <p>Ubn tensión entre fase b y el neutro.</p> <p>Uca tensión entre fases c y a.</p> <p>Ucn tensión entre la fases c y el neutro.</p> <p>Udin valor de la tensión nominal de suministro eléctrico obtenido por un transductor de relación.</p> <p>Unom tensión nominal (también citado como voltaje nominal).</p> <p>U1 componente fundamental de la señal de tensión.</p> <p>U5 5ª componente armónica de la señal de tensión.</p> <p>V volt.</p> <p>VFTM validación mediante ensayo funcional de las funciones metrológicas.</p>
--	--	---

		<p>VFTSw validación mediante prueba funcional de las funciones de software.</p> <p>vara potencia reactiva en la fase a</p> <p>varb potencia reactiva en la fase b.</p> <p>varc potencia reactiva en la fase c.</p> <p>varh volt-ampere reactivo hora.</p> <p>W watt.</p> <p>Wh watthora.</p> <p>Wa potencia activa en la fase a.</p> <p>Wb potencia activa en la fase b.</p> <p>Wc potencia activa en la fase c.</p> <p>□t periodo de tiempo.</p> <p>□ ohm.</p> <p>% representa una cantidad dada como una fracción en 100 partes iguales.</p>
33	<p>OMAR DÍAZ CALVETE ENL REN ENERGI <u>NUMERAL:</u> 8.1 Requisitos de exactitud <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Requisitos de exactitud Los medidores de parámetros de calidad de la potencia, deben cumplir con los métodos de medición y requisitos de desempeño para medidores Clase A, establecidos en la NMX-J-610/4-30-ANCE y con las especificaciones que se indican en 10 y 12 de este proyecto <u>PROPUESTA:</u> Los medidores de parámetros de calidad de la potencia, deben cumplir con los métodos de medición y requisitos de desempeño para medidores Clase A, establecidos en la NMX-J-610/4-30-ANCE-2014 y con las especificaciones que se indican en 10 y 12 de este proyecto <u>JUSTIFICACIÓN:</u> COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (EMC)-PARTE 4-30: TÉCNICAS DE PRUEBA Y MEDICIÓN-MÉTODOS DE MEDICIÓN Y ESTUDIO DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CANCELA A LA NMX-J-610/4-30-ANCE-2011) Esta norma coincide básicamente con la Norma Internacional "IEC 61000-4-30, Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4-30: Testing and measurement techniques-Power quality measurement methods, ed2.0 (2008 - 10)"</p>	<p>Procede comentario Se escribirá como sigue: NMX-J-610/4-30-ANCE-2018</p>
34	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) <u>NUMERAL:</u> Título cuarto, Transformadores de medida <u>TEXTO DE PROYECTO:</u> Debe asegurarse que los transformadores de medida conserven sus características metrológicas. Debe cumplirse con siguientes requisitos técnicos de operación: <u>PROPUESTA:</u> Debe asegurarse que los transformadores de medida conserven sus características metrológicas. Debe cumplirse con los siguientes requisitos técnicos de operación: <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se sugiere atender el error de redacción, en los requisitos aplicables a los transformadores.</p>	<p>Procede parcialmente Se escribirá como sigue: 9.1.1. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.</p>
35	LORENA MARTINEZ MEJÍA	Procede parcialmente

<p>NUMERAL: 9 TEXTO DEL PROYECTO: 9. Especificaciones para los transformadores de medida Tabla 3.2</p> <table border="1" data-bbox="331 326 1016 818"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Funciones</th> <th rowspan="2">Características</th> <th rowspan="2">Método de prueba</th> <th rowspan="2">Casos Especiales (Ejemplo: centrales eléctricas de alta tensión)</th> <th colspan="3">Directamente modeladas</th> <th colspan="1">Indirectamente modeladas</th> </tr> <tr> <th>Tipo A⁽¹⁾</th> <th>Tipo B o C⁽²⁾</th> <th>Tipo D⁽²⁾</th> <th>Tipo A⁽¹⁾</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">Transformadores de potencial</td> <td>Las establecidas en la NMX-615-3-ANCE</td> <td></td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Potencia instantánea</td> <td></td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Factor de potencia</td> <td></td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Frecuencia</td> <td></td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Transformadores de corriente</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Solo viene en la tabla la funciones y características de los transformadores de potencial, pero no viene las características de los transformadores de corriente:</p>	Funciones	Características	Método de prueba	Casos Especiales (Ejemplo: centrales eléctricas de alta tensión)	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas	Tipo A ⁽¹⁾	Tipo B o C ⁽²⁾	Tipo D ⁽²⁾	Tipo A ⁽¹⁾	Transformadores de potencial	Las establecidas en la NMX-615-3-ANCE		✓	✓	✓	✓	✓	Potencia instantánea		✓	✓	✓	✓	✓	Factor de potencia		✓	✓	✓	✓	✓	Frecuencia		✓	✓	✓	✓	✓	Transformadores de corriente								<p>Se elimina tabla, con objeto de mejorar el entendimiento de la norma, se escribirá como sigue: 9.1.1. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3.1.- Requisitos para el transformador de medida</p> <table border="1" data-bbox="1209 354 1808 583"> <thead> <tr> <th>Transformador de Medida</th> <th>Norma Aplicable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformador de potencial inductivo</td> <td>NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de potencial capacitivo</td> <td>NMX-J-615-5-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de corriente</td> <td>NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma</td> </tr> <tr> <td>Transformador combinado</td> <td>IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de baja potencia (transformador óptico)</td> <td>IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9</td> </tr> </tbody> </table> <p>NOTA 1: Se hace referencia a las Normas internacionales, en tanto no existan las Normas Mexicanas correspondientes; NOTA 2: Las condiciones de operación normal, condiciones especiales, en interiores y exteriores, puesta a tierra del sistema, entre otros, se especifican en las normas que se indican en la presente Tabla.</p>	Transformador de Medida	Norma Aplicable	Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018	Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma	Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9
Funciones					Características	Método de prueba	Casos Especiales (Ejemplo: centrales eléctricas de alta tensión)	Directamente modeladas			Indirectamente modeladas																																																			
	Tipo A ⁽¹⁾	Tipo B o C ⁽²⁾	Tipo D ⁽²⁾	Tipo A ⁽¹⁾																																																										
Transformadores de potencial	Las establecidas en la NMX-615-3-ANCE		✓	✓	✓	✓	✓																																																							
	Potencia instantánea		✓	✓	✓	✓	✓																																																							
	Factor de potencia		✓	✓	✓	✓	✓																																																							
	Frecuencia		✓	✓	✓	✓	✓																																																							
Transformadores de corriente																																																														
Transformador de Medida	Norma Aplicable																																																													
Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018																																																													
Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018																																																													
Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma																																																													
Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018																																																													
Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9																																																													
<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 9.1 título cuarto, Transformadores de Medida TEXTO DEL PROYECTO: Los transformadores de medida que se instalan en centrales eléctricas, deben cumplir con las funcionalidades... PROPUESTA: Los transformadores de medida que se instalan en centrales eléctricas, deben cumplir con las aplicaciones y funcionalidades... JUSTIFICACIÓN: Se sugiere modificar la redacción, para concordar con el título de la Tabla 3.2</p>	<p>Procede parcialmente Se elimina tabla, con objeto de mejorar el entendimiento de la norma, se escribirá como sigue: 9.1.2. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3.1.- Requisitos para el transformador de medida</p> <table border="1" data-bbox="1220 1097 1793 1315"> <thead> <tr> <th>Transformador de Medida</th> <th>Norma Aplicable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformador de potencial inductivo</td> <td>NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de potencial capacitivo</td> <td>NMX-J-615-5-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de corriente</td> <td>NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma</td> </tr> <tr> <td>Transformador combinado</td> <td>IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de baja potencia (transformador óptico)</td> <td>IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9</td> </tr> </tbody> </table> <p>NOTA 1: Se hace referencia a las Normas internacionales, en tanto no existan las Normas Mexicanas correspondientes; NOTA 2: Las condiciones de operación normal, condiciones especiales, en interiores y exteriores, puesta a tierra del sistema, entre otros, se especifican en las normas que se indican en la presente Tabla.</p>	Transformador de Medida	Norma Aplicable	Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018	Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma	Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9																																																	
Transformador de Medida	Norma Aplicable																																																													
Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018																																																													
Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018																																																													
Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma																																																													
Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018																																																													
Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9																																																													
<p>37 ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 9.2 Título cuarto, Transformadores de medida</p>	<p>Procede parcialmente Se elimina tabla, con objeto de mejorar el entendimiento de la norma, se escribirá como sigue:</p>																																																													

	<p>TEXTO DEL PROYECTO: Los transformadores de medida que se instalan en centros de carga, deben cumplir con las funcionalidades...</p> <p>PROPUESTA: Los transformadores de medida que se instalan en centros de carga, deben cumplir con las aplicaciones y funcionalidades...</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Se sugiere modificar la redacción, para concordar con el título de la Tabla 3.2</p>	<p>9.1.3. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3.1.- Requisitos para el transformador de medida</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Transformador de Medida</th> <th style="text-align: center;">Norma Aplicable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformador de potencial inductivo</td> <td>NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de potencial capacitivo</td> <td>NMX-J-615-5-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de corriente</td> <td>NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma</td> </tr> <tr> <td>Transformador combinado</td> <td>IEC 61869-4, NMX J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de baja potencia (transformador óptico)</td> <td>IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9</td> </tr> </tbody> </table> <p>NOTA 1: Se hace referencia a las Normas Internacionales, en tanto no existan las Normas Mexicanas correspondientes;</p> <p>NOTA 2: Las condiciones de operación normal, condiciones especiales, en interiores y exteriores, puesta a tierra del sistema, entre otros, se especifican en las normas que se indican en la presente Tabla.</p>	Transformador de Medida	Norma Aplicable	Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018	Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma	Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9																											
Transformador de Medida	Norma Aplicable																																								
Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018																																								
Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018																																								
Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma																																								
Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018																																								
Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9																																								
38	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. NUMERAL: 9.1 y 9.2 Especificaciones para los transformadores de medida. TEXTO DEL PROYECTO: 9.1. Transformadores de medida para centrales eléctricas Los transformadores de medida que se instalan en centrales eléctricas, deben cumplir con las funcionalidades que se indican en la Tabla 3.2, según corresponda. 9.2. Transformadores de medida para centros de carga Los transformadores de medida que se instalan en centros de carga, deben cumplir con las funcionalidades que se indican en la Tabla 3.2, según corresponda.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3. 2- Aplicaciones y funcionalidades de los transformadores de medida para Centrales Eléctricas y Centros de Carga</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Funciones</th> <th style="text-align: center;">Características</th> <th style="text-align: center;">Método de prueba</th> <th style="text-align: center;">Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})</th> <th style="text-align: center;">Tipo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4" style="text-align: center;">Transformadores de potencial</td> <td style="text-align: center;">Las establecidas en la NMX-615/3-ANCE</td> <td></td> <td style="text-align: center;">✓</td> <td style="text-align: center;">,</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Potencia instantánea</td> <td></td> <td style="text-align: center;">✓</td> <td style="text-align: center;">,</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Factor de potencia</td> <td></td> <td style="text-align: center;">✓</td> <td style="text-align: center;">,</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Frecuencia</td> <td></td> <td style="text-align: center;">✓</td> <td style="text-align: center;">,</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Transformadores de corriente</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>PROPUESTA: Eliminar la tabla 3.2 y los numerales que hacen referencia a ella (9.1 y 9.2). JUSTIFICACIÓN: Los transformadores de medida no tienen características especiales que definan si deben instalarse en centros de carga o centrales eléctricas. Lo que se debe definir del transformador es la clase.</p>	Funciones	Características	Método de prueba	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})	Tipo	Transformadores de potencial	Las establecidas en la NMX-615/3-ANCE		✓	,	Potencia instantánea		✓	,	Factor de potencia		✓	,	Frecuencia		✓	,	Transformadores de corriente					<p>Procede parcialmente Se elimina tabla, con objeto de mejorar el entendimiento de la norma, se escribirá como sigue: 9.1.1. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3.1.- Requisitos para el transformador de medida</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Transformador de Medida</th> <th style="text-align: center;">Norma Aplicable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformador de potencial inductivo</td> <td>NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de potencial capacitivo</td> <td>NMX-J-615-5-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de corriente</td> <td>NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma</td> </tr> <tr> <td>Transformador combinado</td> <td>IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de baja potencia (transformador óptico)</td> <td>IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9</td> </tr> </tbody> </table> <p>NOTA 1: Se hace referencia a las Normas Internacionales, en tanto no existan las Normas Mexicanas correspondientes;</p> <p>NOTA 2: Las condiciones de operación normal, condiciones especiales, en interiores y exteriores, puesta a tierra del sistema, entre otros, se especifican en las normas que se indican en la presente Tabla.</p>	Transformador de Medida	Norma Aplicable	Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018	Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma	Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9
Funciones	Características	Método de prueba	Casos Especiales ^{a)} (ejemplo: centrales eléctricas de alta intermitencia ^{b)})	Tipo																																					
Transformadores de potencial	Las establecidas en la NMX-615/3-ANCE		✓	,																																					
	Potencia instantánea		✓	,																																					
	Factor de potencia		✓	,																																					
	Frecuencia		✓	,																																					
Transformadores de corriente																																									
Transformador de Medida	Norma Aplicable																																								
Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018																																								
Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018																																								
Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma																																								
Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018																																								
Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9																																								
39	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 9.3.1.1 Operación en interiores</p>	<p>Procede parcialmente. Se hará referencia a las Normas Mexicanas existentes. Se escribirá como sigue:</p>																																							

	<p>TEXTO DEL PROYECTO: Para transformadores de medida de uso interior, en donde la influencia de la radicación solar puede despreciarse y el aire del ambiente no se encuentra contaminado de forma significativa por polvo, humo, gases....</p> <p>PROPUESTA: Aplican los requisitos que se establecen en el inciso 4.2.4 de la NMX-J-615-1-ANCE-2018</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Se sugiere llamar a la referencia de la NMX-J-615-1-ANCE-2018 debido a que, la información que se establece en el Proyecto, ya se encuentra definida en la Norma Mexicana y los requisitos son los mismos.</p>	<p>9.1.1. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3.1.- Requisitos para el transformador de medida</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Transformador de Medida</th> <th>Norma Aplicable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformador de potencial inductivo</td> <td>NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de potencial capacitivo</td> <td>NMX-J-615-5-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de corriente</td> <td>NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma</td> </tr> <tr> <td>Transformador combinado</td> <td>IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de baja potencia (transformador óptico)</td> <td>IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9</td> </tr> </tbody> </table> <p>NOTA 1: Se hace referencia a las Normas Internacionales, en tanto no existan las Normas Mexicanas correspondientes;</p> <p>NOTA 2: Las condiciones de operación normal, condiciones especiales, en interiores y exteriores, puesta a tierra del sistema, entre otros, se especifican en las normas que se indican en la presente Tabla.</p>	Transformador de Medida	Norma Aplicable	Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018	Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma	Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9
Transformador de Medida	Norma Aplicable													
Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018													
Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018													
Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma													
Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018													
Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9													
<p>40</p>	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: Tabla 3.2 TEXTO DEL PROYECTO: ¡Error! Marcador no definido. PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Existe un error en la Tabla que genera, normalmente Word, corregir en todas las tablas que sea necesario.</p>	<p>Procede parcialmente Se elimina tabla 3.2, en atención a comentarios anteriores. Se corrigen títulos de la tablas aplicables</p>												
<p>41</p>	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: 9.3.1.2, Operación en exteriores TEXTO DEL PROYECTO: Para transformadores de medida de uso exterior deben considerarse adicionalmente las condiciones de operación nominales mostradas en la Tabla 3.4.... PROPUESTA: Aplican los requisitos que se establecen en el inciso 4.2.5 de la NMX-J-615-1-ANCE-2018. JUSTIFICACIÓN: Se sugiere llamar a la referencia de la NMX-J-615-1-ANCE-2018 debido a que, la información que se establece en el Proyecto, ya se encuentra definida en la Norma Mexicana y los requisitos son los mismos.</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue: 9.1.1. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3.1.- Requisitos para el transformador de medida</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Transformador de Medida</th> <th>Norma Aplicable</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformador de potencial inductivo</td> <td>NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de potencial capacitivo</td> <td>NMX-J-615-5-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de corriente</td> <td>NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma</td> </tr> <tr> <td>Transformador combinado</td> <td>IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018</td> </tr> <tr> <td>Transformador de baja potencia (transformador óptico)</td> <td>IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9</td> </tr> </tbody> </table> <p>NOTA 1: Se hace referencia a las Normas Internacionales, en tanto no existan las Normas Mexicanas correspondientes;</p> <p>NOTA 2: Las condiciones de operación normal, condiciones especiales, en interiores y exteriores, puesta a tierra del sistema, entre otros, se especifican en las normas que se indican en la presente Tabla.</p>	Transformador de Medida	Norma Aplicable	Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018	Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma	Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018	Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9
Transformador de Medida	Norma Aplicable													
Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018													
Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018													
Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma													
Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018													
Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9													
<p>42</p>	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. NUMERAL: 9.3 Condiciones de Operación - 9.3.1 (9.3.1.1, 9.3.1.2), 9.3.2 TEXTO DEL PROYECTO:</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue: 9.1.1. El transformador de medida, de acuerdo a su tipo, debe cumplir con los requisitos y pruebas correspondientes, establecidos en las Normas Mexicanas e</p>												

9.3.1. Condiciones de operación nominal

Las condiciones de operación nominal de los transformadores de medida son las que se indican en la Tabla 3.1

Tabla 3.1- Condiciones de operación nominal de los transformadores de medida

Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos	
Temperatura	Categoría -25 / 40	Categoría -25 / 55
	-25 °C a 40 °C	-25 °C a 55 °C
Altitud	0 m a 2 500 m	
Vibraciones o sismos	Debe cumplir con la NMX-J-615-1-ANCE	

9.3.1.1. Operación en interiores

Para transformadores de medida de uso interior, en donde la influencia de la radiación solar puede despreciarse y el aire del ambiente no se encuentra contaminado de forma significativa por polvo, humo, gases corrosivos, vapores o sales, deben considerarse adicionalmente las condiciones de operación nominales mostradas en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3- Condiciones de operación nominales de los transformadores de medida de uso interior

Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos
Humedad	El valor promedio de humedad relativa en un periodo de 24 h no debe exceder 95 %.
	El valor promedio del vapor de la presión del vapor de agua en un periodo de 24 h no debe exceder 2.2 kPa.
	El valor promedio de la humedad relativa en un periodo de un mes no debe exceder 90 %.
	El valor promedio de la presión del vapor de agua por un periodo de un mes no debe exceder 1.8 kPa.

9.3.1.2. Operación en exteriores

Para transformadores de medida de uso exterior deben considerarse adicionalmente las condiciones de operación nominales mostradas en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4- Condiciones de operación nominales de los transformadores de medida de uso exterior

Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos
Temperatura	El valor promedio de la temperatura ambiente en un periodo de 24 h no debe exceder 35 °C.
Contaminación del aire	El ambiente puede ser contaminado por polvo, humo, gases corrosivos, vapores o sales, pero no se deben exceder los niveles indicados en la NMX-J-562-1-ANCE.
Presión del aire	915 Pa máximo (que corresponde a 44.44 m/s ó 160 km/h de velocidad del aire).
Capa de Hielo	20 mm máximo.

La radiación solar por encima de un nivel de 1 000 W/m² (al medio día de un día despejado) y la presencia de condensación o precipitación deben considerarse.

9.3.2. Condiciones de operación especial

Para el caso en que los transformadores de medida destinados a utilizarse bajo condiciones distintas de las condiciones normales de servicio, se recomienda que los requisitos del usuario se refieran a

Internacionales que se indican en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1.- Requisitos para el transformador de medida

Transformador de Medida	Norma Aplicable
Transformador de potencial inductivo	NMX-J-615-3-ANCE-2018
Transformador de potencial capacitivo	NMX-J-615-5-ANCE-2018
Transformador de corriente	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma
Transformador combinado	IEC 61869-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018
Transformador de baja potencia (transformador óptico)	IEC 61869-1, IEC 61869-6 e IEC 61869-9

NOTA 1: Se hace referencia a las Normas Internacionales, en tanto no existan las Normas Mexicanas correspondientes;

NOTA 2: Las condiciones de operación normal, condiciones especiales, en interiores y exteriores, puesta a tierra del sistema, entre otros, se especifican en las normas que se indican en la presente Tabla.

Asimismo, se agrega definición y se homologa terminología en todo donde aplique, escribiéndose "transformador de baja potencia"

Transformador de baja potencia:

(transformador óptico, LPIT): Arreglo consistente de uno o más transformadores de corriente o tensión, los cuales pueden ser conectados a sistemas de transmisión y convertidores secundarios, todos con el propósito de transmitir baja potencia análoga o señal digital de salida a instrumentos de medición, medidores o dispositivos de control, protección o equipos similares.

	<p>las condiciones indicadas en la Tabla 3.5. Tabla 3. 5-Condiciones de operación de uso especial de los transformadores de medida</p> <table border="1" data-bbox="317 272 1041 435"> <thead> <tr> <th>Condición o Magnitud de Influencia</th> <th>Valores o Intervalos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Temperatura</td> <td>-50 °C a 40 °C para climas muy fríos. -5 °C a 50 °C para climas muy calientes.</td> </tr> <tr> <td>Terremotos</td> <td>0.5 g (véase NMX-J-615/1-ANCE).</td> </tr> </tbody> </table> <p>9.3.3. Conexión de puesta a tierra de los transformadores de instrumento. Los transformadores de medida deben contar con al menos una de las siguientes configuraciones de puesta a tierra.</p> <ul style="list-style-type: none"> a) puesta neutro aislado; b) puesta tierra resonante; c) neutro puesto a tierra: <ul style="list-style-type: none"> c.1) neutro sólidamente puesto a tierra; c.2) neutro puesto a tierra a través de una impedancia. <p>PROPUESTA: Sustituir 9.3, 9.3.1, 9.3.1.1, 9.3.1.2, 9.3.2, 9.3.3, tablas 3.1, 3.3, 3.4 y 3.5 por lo siguiente: Los transformadores de instrumento deben cumplir con las siguientes normas mexicanas: Transformador de corriente: NMX-J-109-ANCE y lo que se indica en la presente Norma Oficial Mexicana. Transformador de potencial: NMX-J-615/3-ANCE y NMX-J-615/5-ANCE. (Potencial inductivo y potencial capacitivo, respectivamente).</p> <p>JUSTIFICACIÓN: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización prevé que, al elaborar Normas Oficiales Mexicanas, las dependencias podrán optar por referirlas total o parcialmente a normas mexicanas vigentes. (Artículo 30, fracción II). Dado que existen normas mexicanas vigentes referentes al tema, se sugiere evitar duplicidad de contenido y hacer uso del artículo anterior.</p>	Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos	Temperatura	-50 °C a 40 °C para climas muy fríos. -5 °C a 50 °C para climas muy calientes.	Terremotos	0.5 g (véase NMX-J-615/1-ANCE).	
Condición o Magnitud de Influencia	Valores o Intervalos							
Temperatura	-50 °C a 40 °C para climas muy fríos. -5 °C a 50 °C para climas muy calientes.							
Terremotos	0.5 g (véase NMX-J-615/1-ANCE).							
<p>43</p>	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. NUMERAL: 9.3.4 Requerimientos de Exactitud TEXTO DEL PROYECTO: 9.3.4.1. Generalidades La clase de exactitud requerida en los transformadores de medida para propósitos de facturación de energía eléctrica relativos a esta norma se encuentran contenidos en la Tabla 3.6.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 3.6-Clase de exactitud de los transformadores de instrumento</p> <table border="1" data-bbox="296 1117 1041 1247"> <thead> <tr> <th>Transformador de Corriente</th> <th>Transformador Inductivo o Capacitivo de Tensión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.2S y 0.2</td> <td>0.2</td> </tr> </tbody> </table>	Transformador de Corriente	Transformador Inductivo o Capacitivo de Tensión	0.2S y 0.2	0.2	<p>Procede parcialmente Se elimina texto sugerido, se sustituirá por lo siguiente: 9.2 Requisitos de exactitud 9.2.1 La clase de exactitud del transformador de medida para propósitos de facturación de energía eléctrica, como se indica en capítulo 1.2 de la presente norma, debe ser 0.2S o mejor para el transformador de corriente, y 0.2 o mejor para el transformador de potencial inductivo o capacitivo; el transformador combinado debe cumplir los requisitos de exactitud del transformador de potencial y de corriente. Deben cumplirse los requisitos particulares para cada clase, según corresponda, de acuerdo con lo que establecen las normas indicadas en la Tabla 3.1.</p>		
Transformador de Corriente	Transformador Inductivo o Capacitivo de Tensión							
0.2S y 0.2	0.2							
	<p>Los transformadores de corriente con clases de exactitud 0.2S pueden ser operados del 1% al 120% de su corriente nominal y conservan sus características de exactitud incluso cuando operan al 20% de su corriente nominal, mientras que los transformadores de corriente con clase de exactitud 0.2 sólo pueden ser operados de 5% al 120% de su corriente nominal, y sus características de exactitud se degradan cuando se operan por debajo del 100% de su corriente nominal, llegando a una</p>							

exactitud de 0.35% cuando se opera al 20% de su corriente nominal, como se muestra en la Figura 3.1

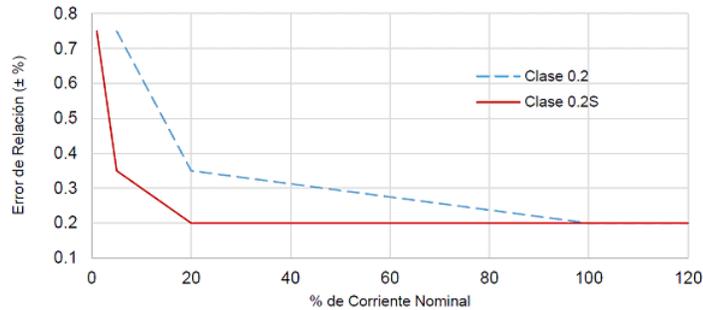


Figura 3.1-Límites de Clase de exactitud de relación de transformadores de corriente.

9.3.4.2. Error base máximo permisible

El error intrínseco de los transformadores de instrumento debe estar dentro del error base máximo permisible correspondiente a cada caso que se detalla a continuación.

a) El error base máximo para transformadores de corriente se muestra en la Tabla 3.7.:

Tabla 3.7-Error base máximo para transformadores de corriente

Clase de exactitud	Error de relación						Ángulo de fase									
	± %						± Minutos			± Centiradianes						
	% de la corriente nominal						% de la corriente nominal			% de la corriente nominal						
	1	5	20	100	120		1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0.2 S	0.75	0.35	0.2	0.2	0.2		30	15	10	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3	0.3

b) El error base máximo para transformadores inductivos de tensión se indica en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8-Error base máximo para transformadores de tensión inductivos

Clase de exactitud	Error de relación ± %	Ángulo de fase	
		± Minutos	± Centiradianes
0.2	0.2	10	0.3

Si el transformador tiene dos devanados secundarios separados, debe considerarse su mutua interdependencia, por lo que es necesario especificar un intervalo de salida para cada devanado bajo prueba, para el cual se deben cumplir los requisitos de exactitud conectando al devanado que no está siendo probado a cualquier carga desde cero hasta el valor nominal.

Si no se dispone de estos intervalos de salida, entonces éstos deben ser del 25 % al 100 % de la salida nominal para cada devanado.

Si uno de los devanados ocasionalmente tiene carga por periodos cortos de tiempo, o sólo es usado como un devanado de tensión residual, su efecto sobre los otros devanados puede ser despreciado. El error de relación y el ángulo de fase a la frecuencia nominal no deben exceder los valores indicados para cualquier valor entre el 80 % y el 120 % de la tensión de salida conectada a:

	<p>a) Cualquier valor de carga desde 0 VA al 100 % de la carga nominal con un factor de potencia igual a 1 para el Intervalo de Carga I;</p> <p>b) Una carga con valor de entre el 25 % y el 100 % de la carga nominal con un factor de potencia de 0.8 en retraso para el Intervalo de Carga II.</p> <p>Los valores de carga nominal de 1.0 VA, 2.5 VA, 5.0 VA y 10 VA con un factor de potencia igual a 1 son llamados intervalo de carga I.</p> <p>Los valores de carga nominal de 10 VA, 25 VA, 50 VA y 100 VA con un factor de potencia 0.8 en retraso son llamados intervalo de carga II.</p> <p>Los errores deben determinarse en las terminales del transformador incluyendo los efectos de cualquier fusible o resistor que sean parte integral del transformador.</p> <p>Para transformadores con derivaciones del devanado secundario,</p> <table border="1" data-bbox="260 464 842 542"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Clase de exactitud</th> <th colspan="2">Error de relación</th> <th colspan="2">Ángulo de fase</th> </tr> <tr> <th>± %</th> <th>± Minutos</th> <th colspan="2">± Centiradianes</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.2</td> <td>0.2</td> <td>0</td> <td colspan="2">0.3</td> </tr> </tbody> </table> <p>los requerimientos de exactitud se refieren a la relación de transformación más alta, a menos que se especifique otra cosa.</p> <p>c) El error base máximo para transformadores de capacitivos de tensión se indica en la Tabla 3.9.</p> <p>Tabla 3.9-Error base máximo para transformadores capacitivos de tensión</p> <p>El error de relación y el ángulo de fase no deben exceder los valores indicados a cualquier temperatura y frecuencia dentro de los intervalos de referencia, con la tensión de salida conectada a:</p> <p>a) Cargas desde 0 % al 100 % de la carga nominal para el Intervalo de Carga I;</p> <p>b) Cargas desde el 25 % y el 100 % de la carga nominal para el Intervalo de Carga II.</p> <p>Los valores de carga nominal de 1.0 VA, 2.5 VA, 5.0 VA y 10 VA con un factor de potencia igual a 1 son llamados intervalo de carga I.</p> <p>Los valores de carga nominal de 10 VA, 25 VA, 50 VA y 100 VA con un factor de potencia 0.8 en retraso son llamados intervalo de carga II.</p> <p>Los errores deben determinarse en las terminales del transformador incluyendo los efectos de cualquier fusible o resistor que sean parte integral del transformador.</p> <p>Para transformadores con derivaciones del devanado secundario, los requerimientos de exactitud se refieren a la relación de transformación más alta, a menos que se especifique otra cosa.</p> <p><u>PROPUESTA:</u> Se sugiere únicamente indicar las clases que deben cumplir los transformadores de instrumento, y eliminar el resto del texto, ya que está incluido en las normas mexicanas que se mencionaron previamente</p> <p>Sugerencia: 9.3.4.1 Los transformadores de instrumento deben ser de las clases siguientes: Transformador de corriente: clase 0.2S y 0.2; y Transformador de potencial 0.2. Asimismo, se sugiere eliminar la clase 0.2 para el transformador de medida.</p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u> El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización prevé que, al elaborar Normas Oficiales Mexicanas, las dependencias podrán optar por referirlas total o parcialmente a normas mexicanas vigentes. (Artículo 30, fracción II). Dado que existen normas mexicanas vigentes referentes al tema, se sugiere evitar duplicidad de contenido y hacer uso del artículo anterior.</p> <p>Por otra parte, desde hace dos años ya no se instalan en el Sistema Eléctrico Nacional, transformadores de corriente clase 0.2, para fines de facturación, por ello se propone la eliminación de esa clase.</p>	Clase de exactitud	Error de relación		Ángulo de fase		± %	± Minutos	± Centiradianes		0.2	0.2	0	0.3		
Clase de exactitud	Error de relación		Ángulo de fase													
	± %	± Minutos	± Centiradianes													
0.2	0.2	0	0.3													
<p>44</p>	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A. C. (ANCE)</p> <p><u>NUMERAL:</u> 9.3.4.2, Título cuarto, Transformadores de medida</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p>	<p>Procede comentario.</p> <p>Sin embargo, derivado del comentario 43, se realizaron modificaciones en el contenido del proyecto, lo cual implica que el texto sobre el cual se hizo la propuesta, sea inaplicable dado que dicho texto se eliminó</p>														

	<p>a) El error base máximo para transformadores de corriente se muestra en la Tabla 3.7.: <u>PROPUESTA:</u> a) El error base máximo para transformadores de corriente se muestra en la Tabla 3.7. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Eliminar los dos puntos al final.</p>	
45	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) <u>NUMERAL:</u> 9.3.4.2. Título cuarto, Transformadores de medida <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Los valores de carga nominal de 1.0 VA, 2.5 VA, 5.0 VA y 0 VA con un factor de potencia igual a 1 son llamados intervalo de carga I. <u>PROPUESTA:</u> Los valores de carga nominal de 1.0 VA, 2.5 VA, 5.0 VA y 0 VA con un factor de potencia igual a 1 son llamados intervalo de Carga I. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Homologar a lo largo de la Norma iniciando con mayúscula.</p>	<p>Procede comentario. Sin embargo, derivado del comentario 43, se realizaron modificaciones en el contenido del proyecto, lo cual implica que el texto sobre el cual se hizo la propuesta, sea inaplicable dado que dicho texto se eliminó</p>
46	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. <u>NUMERAL:</u> 9.3.5 Marcado <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Los transformadores de medida deben llevar una placa de datos adherida, cuyo marcado sea indeleble y contenga los requisitos referentes a marcado establecidos en la NMX-J-615-1-ANCE-2017. Adicionalmente, los transformadores de tensión inductivos o capacitivos deben cumplir con los requisitos de marcado adicional, marcado de terminales y marcado de valores nominales que se indican en la NMX-J-615/3-ANCE. Los transformadores de corriente deben cumplir con el Apéndice A. <u>PROPUESTA:</u> Se sugiere eliminar el numeral 9.3.5, ya que al decir que los transformadores de medida deben cumplir con la norma de producto, se refiere a cumplimiento íntegro (incluye requisitos de marcado); asimismo, el marcado que se especifica en el Apéndice A, es el mismo que ya contienen las normas mexicanas a las cuales se hace referencia... <u>JUSTIFICACIÓN:</u> El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización prevé que, al elaborar Normas Oficiales Mexicanas, las dependencias podrán optar por referirlas total o parcialmente a normas mexicanas vigentes. (Artículo 30, fracción II).</p>	<p>Procede comentario. Se elimina 9.3.5</p>
47	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. <u>NUMERAL:</u> 9.3.6 Protección de propiedades metrológicas <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Debe asegurarse que los transformadores de medida conserven sus características metrológicas. Debe cumplirse con siguientes requisitos técnicos de operación: a) Requisitos dieléctricos Para asegurar que físicamente los transformadores de medida puedan soportar las diversas condiciones de alta tensión a las cuales estarán sometidos en operación, debe comprobarse cualitativamente que no existan los efectos señalados a en la Tabla 3.10. Tabla 3. 10-Aseguramiento físico, efectos no permitidos</p>	<p>Procede comentario. Se eliminan numeral 9.3.6 y las tablas 3.10, 3.11 y 3.12</p>

	<p># Requisitos Eléctricos</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Falla de aislamiento y/o descargas disruptivas al aplicar impulso por rayo o impulso por manobra en terminales primarias. 2. Falla de aislamiento y/o descargas disruptivas al aplicar tensión máxima nominal o impulso por manobra en condiciones de humedad. 3. Falla de aislamiento al aplicar tensión en terminales primarias. 4. Falla de aislamiento al aplicar tensión entre secciones. 5. Falla de aislamiento al aplicar tensión en terminales secundarias. 6. Falla de aislamiento al aplicar tensión de impulso cortados en terminales primarias. <p>Dicho de otra forma, deben evitarse los efectos que se indican en la Tabla 3.10.</p> <p>b) Requisitos mecánicos</p> <p>Para asegurar que mecánicamente los transformadores de medida pueden soportar las condiciones de operación mecánica a las cuales estarán sometidos, debe comprobarse cualitativamente que no existan los efectos señalados en la Tabla 3.11.</p> <p>Tabla 3.11-Aseguramiento mecánico, efectos no permitidos</p> <hr/> <p># Requisitos Mecánicos</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ruptura ante impactos y cumplimiento del código IP de la envolvente. 2. Fuga de gas en unidades capacitivas bajo condiciones de alta temperatura. 3. Fuga en sistemas líquidos. 4. Incorrecto funcionamiento de aisladores de transformadores incorporados a sistemas GIS. 5. Faltitud de acceso al circuito principal del transformador para estar alineaciones. <p>Dicho de otra forma, deben evitarse los efectos que se indican en la Tabla 3.11.</p> <p>c) Requisitos ante diversas condiciones de operación y de disturbios.</p> <p>Para asegurar que distintas condiciones de operación y de disturbios no afecten a los transformadores de medida, es necesario comprobar cuantitativamente y/o cualitativamente que no existan los efectos señalados a en a Tabla 3.12.</p> <p>Tabla 3.12-Condiciones de operación y disturbios, efectos no permitidos</p> <hr/> <p># Requisitos ante condiciones de operación y disturbios</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Exceso de incremento de temperatura bajo condiciones de operación nominal. 2. Exceso de tensión de rizado interferencia, sobretensiones transmitidas o inmundad (para partes eléctricas de los transformadores). 3. Exceso de descargas parciales. 4. Exceso de tensión entre secciones. 5. Exceso de cambio de valor de capacitancias ante pruebas dieléctricas y exceso de valores límite del factor de disipación. 6. Exceso de oscilaciones de tensión armónica. 7. Exceso de fuga anual para sistemas de presión cortados. 8. Exceso de deformación en puntos críticos ante cambios de presión en transformadores de envolvente metálica. 9. Exceso de corriente térmica y corriente dinámica ante condiciones de cortocircuito. <p>Adicionalmente se debe comprobar que no existan daños en el transformador, cumplimiento de exactitud, cumplimiento de requisitos dieléctricos y que no haya deterioro en aislamientos de conductores.</p> <p>PROPUESTA: Eliminar 9.3.6, tabla 3.10, 3.11 y 3.12, ya que esos requisitos están incluidos en las normas mexicanas de producto. Al decir que los transformadores de medida deben cumplir con la norma de producto, se refiere a cumplimiento íntegro (incluye requisitos mecánicos, dieléctricos y disturbios).</p> <p>JUSTIFICACIÓN: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización prevé que, al elaborar Normas Oficiales Mexicanas, las dependencias podrán optar por referirlas total o parcialmente a normas mexicanas vigentes. (Artículo 30, fracción II).</p>	
<p>48</p>	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. NUMERAL: 9.3.8 Mantenimiento TEXTO DEL PROYECTO:</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue: 9.3.1.5. Mantenimiento</p>

	<p>Para preservar las características metrológicas de los transformadores de instrumento, se recomienda seguir las instrucciones proporcionadas en la sección B5 del apéndice B de NMX-J-615/1-ANCE.</p> <p>PROPUESTA: Hacer referencia al título del contenido de dicho apéndice, ya que en caso de que se modifique la NMX-J-615/1, pueden no corresponder las recomendaciones de mantenimiento al apéndice B. Así mismo, se sugiere incluir este requisito dentro de un apartado para requisitos adicionales</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Mejorar la aplicación de la norma y prevenir confusiones futuras.</p>	<p>Para preservar las características metrológicas del transformador de medida, se recomienda seguir las instrucciones de mantenimiento proporcionadas en la NMX-J-615-1-ANCE-2018, en la sección de reglas de transporte, almacenamiento, levantamiento, operación y mantenimiento.</p>
49	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V.</p> <p>NUMERAL: 9.3.9 Durabilidad</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO: Una vez instalados, los transformadores de instrumento deben diseñarse para mantener una adecuada estabilidad de sus características metrológicas durante un periodo de tiempo de acuerdo a las especificaciones dadas por el fabricante. El fabricante debe proveer evidencia que soporte la durabilidad especificada. Los transformadores de instrumento deben diseñarse para reducir, el o los efecto(s) de un defecto que conduzca a un resultado de medición fuera del rango de exactitud, por lo que debe considerarse lo siguiente:</p> <p>a) Que no se produzcan errores significativos de durabilidad; o b) Que se detecten errores de durabilidad significativos y sea posible actuar para evitarlos.</p> <p>PROPUESTA: Eliminar</p> <p>JUSTIFICACIÓN: El contenido de 9.3.9 no aplica propiamente a los transformadores de medida, sino a los medidores.</p>	<p>Procede comentario. Se elimina 9.3.9.</p>
50	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE)</p> <p>NUMERAL: Título 5</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO: Error! Marcador no definido.</p> <p>PROPUESTA:</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Existe un error en la Tabla que genera, normalmente Word, corregir en todas las tablas que sea necesario.</p>	<p>Procede parcialmente Se corrigen títulos de la tablas aplicables</p>
51	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p>NUMERAL: título quinto</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO: Requisitos universales para los medidores Requisitos para medidores de energía activa y reactiva Requisitos para medidores de parámetros para calidad de la potencia</p> <p>PROPUESTA: Pruebas universales para los medidores Pruebas para medidores de energía activa y reactiva Pruebas para medidores de parámetros para calidad de la potencia</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Los Títulos Segundo y Tercero mencionan y establecen los requisitos generales y particulares para medidores de energía eléctrica. El Título Quinto establece las pruebas para los medidores. Favor de aclarar si se refiere a las pruebas.</p>	<p>Procede parcialmente Se corrigen los títulos de los capítulos como sigue: TÍTULO SEGUNDO REQUISITOS GENERALES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TÍTULO TERCERO REQUISITOS PARTICULARES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA TÍTULO QUINTO PRUEBAS PROTOTIPO</p>
52	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p>NUMERAL: Capítulo 10</p> <p>10.3.1 Determinación del error intrínseco inicial</p>	<p>Procede parcialmente. Se corrige la redacción en 10.3.1 y 7.3.2 como sigue: 10.3.1 Determinación del error intrínseco inicial</p>

	<p>General</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>PROPUESTA:</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Aclarar la aplicación de medidores unidireccionales y bidireccionales.</p> <p>Se sugiere revisar esta condición debido a que existe la posibilidad de que se observan dos nuevas condiciones: que los usuarios puedan ser generadores y la otra evitar malas prácticas que se han observado con medidores unidireccionales.</p>	<p>a) Objetivo de la prueba: comprobar que el error del medidor en las condiciones de referencia es menor que el valor del error base máximo permisible correspondiente establecido en la Tabla 1.3</p> <p>b) Procedimiento de prueba: los medidores que sean capaces de medir energía bidireccional, como se describe en 7.3.2, deben cumplir con el error base máximo permisible correspondiente de la Tabla 1.3 para flujo de energía en ambas direcciones, positiva y negativa.</p> <p>c) Puntos de prueba obligatorios: para pruebas de flujo positivo, negativo y en reversa, los puntos de prueba obligatorios se establecen en la Tabla 4.6.</p> <p>7.3.2 Dirección del flujo de energía</p> <p>Cuando en las características del equipo se especifique que un medidor es capaz de medir el flujo de energía de forma bidireccional, el medidor deberá registrar correctamente el flujo de energía media en ambos sentidos tanto positivo como negativo, así como cumplir los requisitos de esta norma para el flujo de energía en ambos sentidos. La polaridad del flujo de energía debe estar definida en las instrucciones de conexión del medidor.</p> <p>El flujo de energía media, se refiere a la potencia activa integrada durante al menos un ciclo de la frecuencia nominal.</p> <p>El medidor, debe ser capaz de medir en alguna de las formas siguientes:</p> <p>a) Bidireccional con dos registros: medidor especificado como capaz de medir el flujo de energía tanto positivo como negativo y colocar los resultados en diferentes registros (registros independientes). Cuando el flujo cambia de dirección, el registro de energía debe ocurrir en el registro correcto.</p>
<p>53</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p>NUMERAL: Capítulo 10</p> <p>10.4.3 Variación de tensión y tabla 1.7</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>Puntos de prueba obligatorios: La prueba debe realizarse como mínimo, en F.P.=1, F.P.=0.5 en atraso, para una corriente de $10 \cdot I_{tr}$, y las tensiones $0.9 \cdot U_{nom}$ y $1.1 \cdot U_{nom}$</p> <p>PROPUESTA:</p> <p>Estándar aplicable IEC 62053-22 tabla 6 y nota 8</p> <p>Puntos de prueba obligatorios: La prueba debe realizarse como mínimo, en F.P.=1 para una corriente de I_n en F.P.=0.5 en atraso para una corriente de I_n, y las tensiones $0.9 \cdot U_{nom}$ y $1.1 \cdot U_{nom}$</p> <p>En la tabla 1.7 agregar la nota para el renglón de variación de tensión que diga: el punto recomendado de prueba para la variación de voltaje y para la variación de frecuencia es I_n o I_b.</p> <p>Agregar nota: para medidores multirango de tensión la prueba debe realizarse al 0.9 de la tensión baja del intervalo y a 1.1 de la tensión alta del intervalo.</p> <p>JUSTIFICACIÓN:</p> <p>El procedimiento y los límites de error son los mismos en la IEC. La sugerencia es alinear los valores de prueba recomendados que en el documento actual se refieren a un múltiplo de corrientes de transición y en IEC a corriente nominal conservando el objetivo de la prueba.</p> <p>Contemplar en la prueba los medidores multirango.</p>	<p>Procede parcialmente.</p> <p>Se redacta el capítulo 10.4.3 como sigue:</p> <p>10.4.3 Variación de tensión</p> <p>La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.</p> <p>a) Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a variaciones de tensión cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.</p> <p>b) Procedimiento de prueba: el cambio de error en comparación con el error intrínseco en U_{nom}, debe medirse cuando se varíe la tensión dentro del intervalo de funcionamiento nominal correspondiente. Para los medidores polifásicos, la tensión de prueba debe ser balanceada. Si se indican varios valores de U_{nom}, la prueba debe repetirse para cada valor U_{nom}.</p> <p>Puntos de prueba obligatorios: La prueba debe realizarse como mínimo, en f.p.= 1 para una corriente de I_{nom} en f.p.= 0.5 en atraso para una corriente de I_{nom}, y las tensiones $0.9 \cdot U_{nom}$ y $1.1 \cdot U_{nom}$.</p>
<p>54</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p>NUMERAL: Capítulo 10</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO: 10.5.9 Sobre corriente de corta duración</p> <p>c) Corriente de prueba: Para medidores conectados directamente: $30 \cdot I_{max} + 0\% -10\%$, para un</p>	<p>Procede parcialmente.</p> <p>Se redacta como sigue.</p> <p>10.5.10 Sobrecorriente de corta duración</p> <p>a) La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.</p>

	<p>semiciclo a frecuencia nominal o equivalente. Para medidores conectados a través de transformadores de corriente: Una corriente equivalente de $20 \cdot I_{max} +0\% -10\%$, durante 0.5 segundos. La corriente de prueba se debe aplicar a una sola fase por cada vez. El valor de corriente de prueba dado es el valor RCM, no el valor máximo. <u>PROPUESTA:</u> Estándar aplicable IEC 62053-22 punto 7.2 c) Corriente de prueba: Para medidores conectados directamente: $7000 \text{ Apico} + 0\% -10\%$, para 0.1 s (6 ciclos) a frecuencia nominal. Para medidores conectados a través de transformadores de corriente: Una corriente equivalente de $20 \cdot I_{max} \text{ RCM} +0\% -10\%$, durante 0.5 segundos. La corriente de prueba se debe aplicar a una sola fase por cada vez. El valor de corriente de prueba dado es el valor RCM, no el valor máximo <u>JUSTIFICACIÓN:</u> El método de prueba para medidores conectados a través de transformador es concordante con la prueba de IEC. Para medidores directamente conectados el área de CFE distribución tiene instalaciones con niveles de corto circuito del orden de 7000 A por lo que requiere se realice esta prueba a este valor. Los fabricantes confirmamos que estamos de acuerdo.</p>	<p>b) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos del capítulo 7.3.6.2 y de la Tabla 1.7, en condiciones de sobre-corriente de corta duración. c) Procedimiento de prueba: el medidor debe ser capaz de manejar la corriente causada por un cortocircuito dentro de la carga que se mide, cuando esa carga está protegida con los fusibles o interruptores apropiados. d) Corriente de prueba: para medidores conectados directamente: $4950 \text{ A RCM} + 0\% -10\%$, para 0.1 s (6 ciclos) a frecuencia nominal. e) Para medidores conectados a través de transformadores de corriente: una corriente equivalente de $20 \cdot I_{max} \text{ RCM} +0\% -10\%$, durante 0.5 segundos. f) La corriente de prueba se debe aplicar a una sola fase por cada vez. g) Efectos permitidos: no se debe producir ningún daño. Con la tensión reconectada se permitirá que el medidor vuelva a las temperaturas normales (aproximadamente en 1 hora). El cambio de error, comparado con el error inicial antes de la prueba, debe ser menor que el límite de cambio de error dado en la Tabla 1.7. h) Puntos de prueba obligatorios: $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 1.</p>
55	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME <u>NUMERAL:</u> Capítulo 10 10.5.9 y 11.5.1 Sobre corriente de corta duración <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> 11.5.1. Sobre corriente de corta duración. Para la prueba de sobre corrientes de corta duración, se debe seguir el procedimiento indicado en el numeral 11.5.1, la sobre corriente de corta duración no debe dañar el medidor y este debe operar correctamente cuando regrese a sus condiciones de trabajo iniciales y las variaciones del error no deben exceder los valores indicados en la Tabla 4.21. <u>PROPUESTA:</u> 11.5.1. Sobre corriente de corta duración Para la prueba de sobre corrientes de corta duración, se debe seguir el procedimiento indicado en el numeral 10.5.9, la sobre corriente de corta duración no debe dañar el medidor y este debe operar correctamente cuando regrese a sus condiciones de trabajo iniciales y las variaciones del error no deben exceder los valores indicados en la Tabla 4.21. La medición de la exactitud para energía reactiva puede hacerse en conjunto con la medición de energía activa antes y después de una sola prueba de inyección de sobre corriente de corta duración y los límites para energía activa para la tabla 1.8 y la energía reactiva para la tabla 4.21. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> La referencia es errónea. Se puede realizar una sola prueba en vez de dos que no agregaría valor.</p>	<p>Procede parcialmente. Se redacta como sigue: 11.4.1 Sobre corriente de corta duración La medición de la exactitud para energía reactiva debe hacerse en conjunto con la medición de energía activa de acuerdo a 10.5.10 antes y después de una sola prueba de inyección de sobre corriente de corta duración y los límites para energía activa para la Tabla 1.7 y la energía reactiva para la Tabla 4.22. La sobre corriente de corta duración no debe dañar el medidor. El medidor debe operar correctamente cuando regrese a sus condiciones de trabajo iniciales y las variaciones del error no deben exceder los valores indicados en la Tabla 4.22. El circuito de prueba debe ser no inductivo, la prueba debe realizarse fase por fase en medidores con capacidades polifásicas. Después de la aplicación de la sobre corriente de corta duración con la tensión mantenida en las terminales del medidor, se debe permitir al medidor regresar a la condición de temperatura inicial con el circuito de tensión aun energizado (alrededor de 1 hora). a) Medidores de conexión directa: El medidor debe ser capaz de manejar una sobre corriente de corta duración con un valor de $4950 \text{ A RCM} + 0\% -10\%$, durante 0.1 s (6 ciclos) a frecuencia nominal. b) Medidores conectados a través de transformador. El medidor debe de ser capaz de manejar una sobre corriente de corta duración por 0.5 segundos, con un valor de 20 veces $I_{max} \text{ RCM}$, con una tolerancia de $+0\%$ a -10% a la frecuencia de línea. La corriente de prueba se debe aplicar una sola vez por fase. Adicionalmente a los requerimientos metrológicos cubiertos en esta prueba, existen requerimientos de seguridad especificados en la norma internacional IEC 62052-31, en los capítulos 6.9.8, así como pruebas de seguridad especificadas en los capítulos 6.10.5 y 6.10.6 de la IEC 62052-31.</p>

		<p align="center">Tabla 4.22-Variaciones debidas a sobre-corrientes de corta duracion</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Medidores</th> <th rowspan="2">Valor de corriente</th> <th rowspan="2">seno ϕ (en atraso o adelante)</th> <th colspan="3">Límites de variación en el porcentaje de error para medidores de clase</th> </tr> <tr> <th>0,5 S</th> <th>1 S</th> <th>1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Conectados directamente</td> <td>I_b</td> <td>1</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>1.5</td> </tr> <tr> <td>Conectados a través de transformador</td> <td>I_n</td> <td>1</td> <td>0.1</td> <td>0.1</td> <td>---</td> </tr> </tbody> </table>	Medidores	Valor de corriente	seno ϕ (en atraso o adelante)	Límites de variación en el porcentaje de error para medidores de clase			0,5 S	1 S	1	Conectados directamente	I_b	1	---	---	1.5	Conectados a través de transformador	I_n	1	0.1	0.1	---																																																																												
Medidores	Valor de corriente	seno ϕ (en atraso o adelante)				Límites de variación en el porcentaje de error para medidores de clase																																																																																													
			0,5 S	1 S	1																																																																																														
Conectados directamente	I_b	1	---	---	1.5																																																																																														
Conectados a través de transformador	I_n	1	0.1	0.1	---																																																																																														
<p align="center">56</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 10 Tabla 4. 1-Pruebas para obtener la aprobación de modelo o prototipo TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Se solicita completar la Tabla 4.1. Se encuentran campos en blanco o sin contenido.</p>	<p>Procede parcialmente. Se modifica Tabla 4.1 como sigue:</p> <p align="center">Tabla 4.1-Pruebas para obtener la aprobación del modelo o prototipo (1 de 3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Requisitos</th> <th>Medición de energía activa</th> <th>Medición de energía reactiva</th> <th>Medición de parámetros de calidad de la potencia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Documentación (10.2.1)</td><td>✓</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Definición de modelo o prototipo</td><td>✓</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Muestreo para las pruebas prototipo (10.2.3)</td><td>✓</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Procedimiento de validación (10.2.4)</td><td>✓</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Programa de pruebas (10.2.5)</td><td>✓</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Condiciones de referencia (10.2.6, 11.1, inciso d, 12.1)</td><td>✓</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td colspan="4">Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores</td></tr> <tr><td rowspan="5">Pruebas para el cumplimiento de los errores máximos permisibles (10.3)</td><td>Determinación del error intrínseco inicial (10.3.1)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Autocalentamiento (10.3.2, 11.2.3)</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Corriente de arranque (10.3.3)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Estado sin carga (10.3.4)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Constantes del medidor (10.3.5)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td rowspan="13">Pruebas para las magnitudes de influencia (10.4)</td><td>Dependencia con la temperatura (10.4.1)</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Balace de carga (10.4.2)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Variación de tensión (10.4.3)</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Variación de frecuencia (10.4.4)</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Armónicas en tensión y corriente (10.4.5)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Variaciones de tensión severa (10.4.6)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Interrupción de una o dos fases (10.4.7)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Subarmónicas en el circuito de corriente de corriente alterna (10.4.8)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Armónicas en el circuito de corriente de corriente alterna (10.4.9)</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Secuencia de fase invertida (dos fases intercambiadas) (10.4.10)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Inducción magnética continua de origen externo (10.4.11)</td><td>✓</td><td>✓^{a)}</td></tr> <tr><td>Campo magnético de origen externo (10.4.12)</td><td>✓</td><td>✓^{a)}</td></tr> <tr><td>Campos electromagnéticos radiados (10.4.13)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> <tr><td>Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de radiofrecuencia (10.4.14)</td><td>✓</td><td>✓^{a)}</td></tr> <tr><td>Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna (10.4.15)</td><td>✓</td><td>✓</td></tr> <tr><td>Armónicas de orden alto (10.4.16)</td><td>✓</td><td>---</td></tr> </tbody> </table>	Requisitos	Medición de energía activa	Medición de energía reactiva	Medición de parámetros de calidad de la potencia	Documentación (10.2.1)	✓	✓	✓	Definición de modelo o prototipo	✓	✓	✓	Muestreo para las pruebas prototipo (10.2.3)	✓	✓	✓	Procedimiento de validación (10.2.4)	✓	✓	✓	Programa de pruebas (10.2.5)	✓	✓	✓	Condiciones de referencia (10.2.6, 11.1, inciso d, 12.1)	✓	✓	✓	Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores				Pruebas para el cumplimiento de los errores máximos permisibles (10.3)	Determinación del error intrínseco inicial (10.3.1)	✓	---	Autocalentamiento (10.3.2, 11.2.3)	✓	✓	Corriente de arranque (10.3.3)	✓	---	Estado sin carga (10.3.4)	✓	---	Constantes del medidor (10.3.5)	✓	---	Pruebas para las magnitudes de influencia (10.4)	Dependencia con la temperatura (10.4.1)	✓	✓	Balace de carga (10.4.2)	✓	---	Variación de tensión (10.4.3)	✓	✓	Variación de frecuencia (10.4.4)	✓	✓	Armónicas en tensión y corriente (10.4.5)	✓	---	Variaciones de tensión severa (10.4.6)	✓	---	Interrupción de una o dos fases (10.4.7)	✓	---	Subarmónicas en el circuito de corriente de corriente alterna (10.4.8)	✓	---	Armónicas en el circuito de corriente de corriente alterna (10.4.9)	✓	✓	Secuencia de fase invertida (dos fases intercambiadas) (10.4.10)	✓	---	Inducción magnética continua de origen externo (10.4.11)	✓	✓ ^{a)}	Campo magnético de origen externo (10.4.12)	✓	✓ ^{a)}	Campos electromagnéticos radiados (10.4.13)	✓	---	Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de radiofrecuencia (10.4.14)	✓	✓ ^{a)}	Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna (10.4.15)	✓	✓	Armónicas de orden alto (10.4.16)	✓	---
Requisitos	Medición de energía activa	Medición de energía reactiva	Medición de parámetros de calidad de la potencia																																																																																																
Documentación (10.2.1)	✓	✓	✓																																																																																																
Definición de modelo o prototipo	✓	✓	✓																																																																																																
Muestreo para las pruebas prototipo (10.2.3)	✓	✓	✓																																																																																																
Procedimiento de validación (10.2.4)	✓	✓	✓																																																																																																
Programa de pruebas (10.2.5)	✓	✓	✓																																																																																																
Condiciones de referencia (10.2.6, 11.1, inciso d, 12.1)	✓	✓	✓																																																																																																
Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores																																																																																																			
Pruebas para el cumplimiento de los errores máximos permisibles (10.3)	Determinación del error intrínseco inicial (10.3.1)	✓	---																																																																																																
	Autocalentamiento (10.3.2, 11.2.3)	✓	✓																																																																																																
	Corriente de arranque (10.3.3)	✓	---																																																																																																
	Estado sin carga (10.3.4)	✓	---																																																																																																
	Constantes del medidor (10.3.5)	✓	---																																																																																																
Pruebas para las magnitudes de influencia (10.4)	Dependencia con la temperatura (10.4.1)	✓	✓																																																																																																
	Balace de carga (10.4.2)	✓	---																																																																																																
	Variación de tensión (10.4.3)	✓	✓																																																																																																
	Variación de frecuencia (10.4.4)	✓	✓																																																																																																
	Armónicas en tensión y corriente (10.4.5)	✓	---																																																																																																
	Variaciones de tensión severa (10.4.6)	✓	---																																																																																																
	Interrupción de una o dos fases (10.4.7)	✓	---																																																																																																
	Subarmónicas en el circuito de corriente de corriente alterna (10.4.8)	✓	---																																																																																																
	Armónicas en el circuito de corriente de corriente alterna (10.4.9)	✓	✓																																																																																																
	Secuencia de fase invertida (dos fases intercambiadas) (10.4.10)	✓	---																																																																																																
	Inducción magnética continua de origen externo (10.4.11)	✓	✓ ^{a)}																																																																																																
	Campo magnético de origen externo (10.4.12)	✓	✓ ^{a)}																																																																																																
	Campos electromagnéticos radiados (10.4.13)	✓	---																																																																																																
Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de radiofrecuencia (10.4.14)	✓	✓ ^{a)}																																																																																																	
Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna (10.4.15)	✓	✓																																																																																																	
Armónicas de orden alto (10.4.16)	✓	---																																																																																																	

Tabla 4.1-Pruebas para obtener la aprobación del modelo o prototipo (2 de 3)

Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores		Medición de energía activa	Medición de energía reactiva	Medición de parámetros de calidad de la potencia
Pruebas para perturbaciones (10.5)	Campo magnético de origen externo (10.5.2)	✓	---	---
	Descarga electrostática (10.5.3)	✓	---	---
	Transitorios rápidos (10.5.4)	✓	✓ ⁴⁰	---
	Decrecimientos súbitos e interrupciones de tensión (10.5.5)	✓	---	---
	Campos electromagnéticos de radiofrecuencia RF (10.5.6)	✓	✓ ⁴⁰	---
	Sobretensiones en la línea de alimentación eléctrica de corriente alterna (10.5.7)	✓	---	---
	Inmunidad de ondas oscilatorias amortiguadas (10.5.8)	✓	✓ ⁴⁰	---
	Supresión de radiointerferencia (10.5.9)	✓	---	---
	Sobrecorriente de corta duración (10.5.10, 11.4.1)	✓	✓ ⁴⁰	---
	Tensión de impulso (10.5.11)	✓	---	---
	Tensión de impulso para y entre circuitos (10.5.11.1)	✓	---	---
	Tensión de impulso de los circuitos eléctricos con relación a tierra (10.5.11.2)	✓	---	---
	Falla a tierra (10.5.12)	✓	---	---
	Operación de dispositivos auxiliares (10.5.13)	✓	✓	---
	Pruebas mecánicas (10.6)	Vibraciones (10.6.1)	✓	✓
Impacto (10.6.2)		✓	✓	---
Protección contra radiación solar (10.6.3)		✓	✓	---
Protección contra ingreso de polvo (10.6.4)		✓	✓	---
Resistencia al calor y fuego (10.6.5) ⁴¹	✓	✓ ⁴⁰	---	
Pruebas climáticas (10.7)	Ruido salino (10.6.6) ⁴⁰	✓	✓ ⁴⁰	---
	Temperaturas extremas-calor seco (10.7.1)	✓	✓	---
	Temperaturas extremas-frío (10.7.2)	✓	✓	---
	Calor húmedo, estado estacionario (sin condensación), para la clase de humedad H1 (10.7.3)	✓	✓	---
	Calor húmedo, cíclico (condensación) para clases de humedad H2 y H3 (10.7.4)	✓	✓	---
	Prueba de agua (10.7.5)	✓	✓	---
Prueba de estabilidad a largo plazo de las características metrologías (10.7.6)	✓	✓	---	
Prueba de demanda máxima (rolada) en pantalla (10.7.7)	✓	---	---	

Tabla 4.1-Pruebas para obtener la aprobación del modelo o prototipo (3 de 3)

Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores		Medición de energía activa	Medición de energía reactiva	Medición de parámetros de calidad de la potencia
Pruebas de la condición de arranque y sin carga (11.2)	Arranque inicial del medidor (11.2.2)	---	✓	---
	Prueba de la condición sin carga (11.2.4)	---	✓	---
	Arranque (11.2.5)	---	✓	---
	Armónicas (11.3.2)	---	✓ ⁴⁰	---
	Pruebas de perturbaciones (11.4)	---	✓ ⁴⁰	---
Pruebas funcionales y de incertidumbre (12)	Frecuencia	---	---	✓
	Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro	---	---	✓
	Fluctuación de tensión (parpadeo)	---	---	✓
	Interrupciones, decrecimientos e incrementos de la tensión de suministro	---	---	✓
	Desbalance de tensión de suministro	---	---	✓
	Armónicas de tensión	---	---	✓
	Inter armónicas de tensión	---	---	✓
	Tensión de señalización en la red eléctrica	---	---	✓
	Medición de los parámetros de <u>subdesviación y sobredesviación</u>	---	---	✓
	Abanderamiento (de los datos)	---	---	✓
	Prueba de estabilidad de base de tiempo (reloj)	---	---	✓
	Variaciones debidas a magnitudes de influencia externas	---	---	✓
	Variaciones rápidas de tensión (RVC)	---	---	✓
	Valor de la corriente	---	---	✓
	Armónicas de corriente	---	---	✓
	Inter-armónica de corriente	---	---	✓
	Desbalance de corriente	---	---	✓

⁴⁰ Las pruebas para la medición de energía reactiva coincidentes con las pruebas para la medición de energía activa, se aprueban con las pruebas de medición de energía activa.

⁴¹ Aplica únicamente a medidores tipo socket y tipo gabinete.

NOTA: Todos los medidores que se aprueban para la función de medición de energía reactiva, deben aprobar todas las pruebas para la medición de energía activa.

Todos los medidores que se aprueban para la función de medición de calidad de la potencia, deben aprobar todas las pruebas para medición de energía activa y reactiva.

<p>57</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME <u>NUMERAL:</u> Capítulo 10, 10.6.1 Vibraciones <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Tabla 4.14-Condicion de vibraciones Las normas que aplican son la NMX-J-648/2-47-ANCE-2012 e IEC 60068-2-64 o la que la sustituya. <u>PROPUESTA:</u> Reemplazar el inciso completo 10.6.1 y la tabla 4.14 de la NOM y sustituirla por la prueba del estándar aplicable IEC 62052-11 inciso 5.2.2.3. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Las normas NMX-J-648/2-47-ANCE-2012 e IEC 60068-2-64 indican métodos de prueba de vibración, pero no pretenden determinar los niveles y rangos aceptables de prueba para medidores. La prueba de la IEC 62052-11 si establece límites específicos para medidores que cumplen con los requerimientos del mercado nacional e internacional.</p>	<p>Procede parcialmente. 10.6.1 Vibraciones La norma que aplica para el método de prueba es la NMX-J-648/2-47-ANCE-2012 y para los límites de la prueba es la NMX-J-674/11-ANCE-2013, o la que la sustituya. a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos del capítulo 7.3.6.2 y de la Tabla 1.7, en condiciones de vibraciones. b) Procedimiento de prueba: El medidor debe someterse a prueba en tres ejes perpendiculares entre sí, montado en un compartimento rígido mediante su montaje normal de colocación. El medidor se debe montar normalmente de manera que la fuerza gravitacional actúe en la misma dirección que en su uso normal. Cuando el efecto de la fuerza gravitacional no sea importante, el medidor se monta en cualquier posición. c) Severidad de la prueba: Lo indicado en la Tabla 4.13. d) Efectos permitidos: Después de la prueba, la función del medidor no se debe ver afectada y el cambio de error, a I_{nom}, no debe exceder el límite de cambio de error listado en la Tabla 1.7. e) Puntos de prueba obligatorios: I_{nom}, f.p.=1.</p>
<p>58</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME <u>NUMERAL:</u> Capítulo 10, 10.7.5 Prueba de agua <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos de 7.3.6.2 y de la Tabla 1.5, en condiciones de lluvia y salpicaduras de agua. La prueba es aplicable a medidores que se especifican para ubicaciones abiertas (H3). b)... ... d) Efectos permitidos: Durante la prueba no se debe producir ninguna falla significativa. Inmediatamente después de la prueba, el medidor debe funcionar correctamente, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Tabla 1.5 Veinticuatro horas después de la prueba, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual debe demostrar que funciona correctamente y que cumple con los requisitos de exactitud de la tabla 2. <u>PROPUESTA:</u> a) Objetivo de la prueba: Verificar el cumplimiento de los requisitos de 7.3.6.2 y de la Tabla 1.85, en condiciones de lluvia y salpicaduras de agua. La prueba es aplicable a medidores que se especifican para ubicaciones abiertas (H3). d) Efectos permitidos: Durante la prueba no se debe producir ninguna falla significativa. Inmediatamente después de la prueba, el medidor debe funcionar correctamente, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Tabla 1.85 Veinticuatro horas después de la prueba, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual debe demostrar que funciona correctamente y que cumple con los requisitos de exactitud de la tabla 2. <u>JUSTIFICACIÓN:</u> La OIML R46 no tiene requisitos de exactitud para esta prueba. Parece que la referencia a las tablas 1.5 y 2, son erróneas para esta prueba.</p>	<p>Procede parcialmente. 10.7.5 Prueba de agua Las normas que aplican son la IEC 60068-2-18, IEC 62052-11 y NMX-J-529-ANCE-2012. a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos de 7.3.6.2 y de la Tabla 1.7, en condiciones de lluvia y salpicaduras de agua. La prueba es aplicable a medidores que se especifican para ubicaciones abiertas (IP54). b) Procedimiento de prueba: el medidor se debe montar en un dispositivo apropiado y se somete a un chorro de agua generado a partir de un tubo oscilante o una boquilla de aspersión utilizada para simular el rocío o salpicaduras de agua. c) Condiciones de prueba: 1) El medidor debe estar en modo no funcional durante la prueba; 2) Caudal (por boquilla): 0.07 L/min; 3) Duración: 10 min, y; 4) Ángulo de inclinación: 0° y 180°. d) Efectos permitidos: después de la prueba el medidor no se debe tener ninguna falla significativa, después de 24 h, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual debe demostrar que funciona correctamente y que cumple con los requisitos de exactitud de la Tabla 1.3. No debe existir evidencia de ningún daño mecánico o corrosión que pueda afectar las propiedades funcionales del medidor.</p>
<p>59</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p>	<p>Procede parcialmente.</p>

NUMERAL: Capítulo 10

12.4.1 Frecuencia

TEXTO DEL PROYECTO:

PROPUESTA: Estándar aplicable IEC 62586-2 pruebas A.1.1.1 hasta A.1.4.1

JUSTIFICACIÓN: La metodología es idéntica, solo limitado a 60 Hz

Se modifica redacción del Capítulo 12 como sigue:

12. Pruebas para medidores de parámetros de calidad de la potencia

12.1 Condiciones de referencia para las pruebas

Todas las pruebas para la aprobación del modelo o prototipo deben llevarse a cabo bajo las condiciones de referencia de la IEC 62586-1 vigente o la que la sustituya. La Tabla 4.23 muestra las condiciones de referencia para realizar las pruebas de calidad de la potencia, las cuales corresponden a lo indicado por la norma IEC 62586-1.

Tabla 4.23 – Condiciones de referencia para las pruebas a medidores de parámetros con calidad de la potencia (1 de 2)

Condiciones	Condiciones de referencia
Temperatura de operación	23 °C ± 2 °C
Humedad relativa	40 % a 60 %
Tensión de alimentación auxiliar	Tensión de alimentación nominal ± 1 %
Fases	Disponibilidad de tres fases ^{a)}
Campo magnético continuo externo	≤ 40 A/m C.C. ≤ 3 A/m C.A. a 60 Hz
Componente de C.C. en tensión y corriente	Ninguno
Forma de onda	<u>Senoidal</u>
Frecuencia	$f_{nom} = 60 \text{ Hz} \pm 0.5 \text{ Hz}$

Tabla 4.23 – Condiciones de referencia para las pruebas a medidores de parámetros con calidad de la potencia (2 de 2)

Condiciones	Condiciones de referencia
Valor de tensión	$U_{din} \pm 1 \% \text{ b)}$
Parpadeo	$p_{sk} < 0.1 \text{ b)}$
Desbalance	100 % ± 0.5 % de U_{din} en todos los canales. A menos que se indique otra cosa, utilice los ángulos de fase de 0° ± 0.05° (canal 1), -120° ± 0.05° (canal 2), 120° ± 0.05° (canal 3) (equivalente a $u_0 = 0\%$, $u_2 = 0\%$) ^{b)}
Armónicas	0 % a 3 % de U_{din} ^{b)}
Inter-armónicas	0 % a 0.5 % de U_{din} ^{b)}
^{a)} Se requiere solamente en el caso de sistemas de tres fases.	
^{b)} $f_{nom} = 60 \text{ Hz}$	

12.1.1 Pruebas

Las pruebas se deben realizar conforme a la IEC 62586-2 vigente o la que la sustituya.

12.2 Procedimiento de prueba.

Las pruebas deberán realizarse conforme a la IEC 62586-2 vigente o la que la sustituya.

12.3 Procedimiento de pruebas para instrumentos de medición que cumplen con la Clase A de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 vigente o la que la sustituya.

La Tabla 4.24 muestra el listado de pruebas para medidores de calidad de la potencia, las cuales corresponden a lo indicado por la norma IEC 62586-2.

		<p>Tabla 4.24 - Pruebas a medidores con medición de parámetros de calidad de la potencia (1 de 2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>Prueba</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Frecuencia.</td></tr> <tr><td>2</td><td>Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro.</td></tr> <tr><td>3</td><td>Fluctuación de tensión (parpadeo).</td></tr> <tr><td>4</td><td>Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro.</td></tr> <tr><td>5</td><td>Desbalance de tensión de suministro.</td></tr> <tr><td>6</td><td>Armónicas de tensión.</td></tr> <tr><td>7</td><td>Inter armónicas de tensión.</td></tr> <tr><td>8</td><td>Tensión de señalización en la red eléctrica.</td></tr> <tr><td>9</td><td>Medición de los parámetros de <u>subdesviación</u> y <u>sobredesviación</u>.</td></tr> <tr><td>10</td><td>Abanderamiento (de los datos).</td></tr> </tbody> </table> <p>Tabla 4.24 - Pruebas a medidores con medición de parámetros de calidad de la potencia (2 de 2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>Prueba</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>11</td><td>Prueba de estabilidad de base de tiempo (reloj).</td></tr> <tr><td>12</td><td>Variaciones debidas a magnitudes de influencia externas.</td></tr> <tr><td>13</td><td>Variaciones rápidas de tensión (RVC).</td></tr> <tr><td>14</td><td>Valor de la corriente.</td></tr> <tr><td>15</td><td>Armónicas de corriente.</td></tr> <tr><td>16</td><td>Inter-armónica de corriente.</td></tr> <tr><td>17</td><td>Desbalance de corriente.</td></tr> </tbody> </table> <p>La frecuencia a la cual deben operar los medidores, se encuentra indicado en la Tabla 1.2</p>	No.	Prueba	1	Frecuencia.	2	Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro.	3	Fluctuación de tensión (parpadeo).	4	Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro.	5	Desbalance de tensión de suministro.	6	Armónicas de tensión.	7	Inter armónicas de tensión.	8	Tensión de señalización en la red eléctrica.	9	Medición de los parámetros de <u>subdesviación</u> y <u>sobredesviación</u> .	10	Abanderamiento (de los datos).	No.	Prueba	11	Prueba de estabilidad de base de tiempo (reloj).	12	Variaciones debidas a magnitudes de influencia externas.	13	Variaciones rápidas de tensión (RVC).	14	Valor de la corriente.	15	Armónicas de corriente.	16	Inter-armónica de corriente.	17	Desbalance de corriente.
No.	Prueba																																							
1	Frecuencia.																																							
2	Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro.																																							
3	Fluctuación de tensión (parpadeo).																																							
4	Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro.																																							
5	Desbalance de tensión de suministro.																																							
6	Armónicas de tensión.																																							
7	Inter armónicas de tensión.																																							
8	Tensión de señalización en la red eléctrica.																																							
9	Medición de los parámetros de <u>subdesviación</u> y <u>sobredesviación</u> .																																							
10	Abanderamiento (de los datos).																																							
No.	Prueba																																							
11	Prueba de estabilidad de base de tiempo (reloj).																																							
12	Variaciones debidas a magnitudes de influencia externas.																																							
13	Variaciones rápidas de tensión (RVC).																																							
14	Valor de la corriente.																																							
15	Armónicas de corriente.																																							
16	Inter-armónica de corriente.																																							
17	Desbalance de corriente.																																							
<p>60</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 10 12.4.2 Valor de la tensión de suministro TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: Estándar aplicable IEC 62586-2 pruebas A2.1.1 hasta A2.7.1 JUSTIFICACIÓN: La metodología es idéntica, solo limitado a 60 Hz</p>	<p>Procede parcialmente. Ver respuesta a comentario 59.</p>																																						
<p>61</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 11 Requisitos para medidores de energía activa y reactiva TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: Aclarar los requisitos y pruebas JUSTIFICACIÓN: En congruencia con el comentario 2, se solicita aclarar los requisitos de energía activa y reactiva. Los Títulos Segundo y Tercero mencionan y establecen los requisitos generales y particulares para medidores de energía eléctrica. El Título Quinto establece las pruebas para los medidores. Favor de aclarar si se refiere a las pruebas.</p>	<p>Procede parcialmente. Se modifica redacción del Capítulo 11 como sigue: 11 Pruebas para medidores de energía reactiva 11.1 Condiciones de prueba de exactitud Las pruebas de exactitud se realizan conforme a las siguientes condiciones de prueba: a) El medidor debe probarse en su chasis con la cubierta en posición, todas las partes que corresponda, deben estar puestas a tierra. b) Antes de llevar acabo cualquier prueba los circuitos deben energizarse el tiempo suficiente para alcanzar su estabilidad térmica. c) Los medidores polifásicos deben mantener de forma adicional lo siguiente: i. La secuencia de fases debe ser como la que indica el diagrama de conexiones. ii. Las tensiones y las corrientes deben estar sustancialmente balanceadas de acuerdo con la Tabla 4.18. d) Las condiciones de referencia para llevar a cabo las pruebas son las que se indican en la Tabla 4.4.</p>																																						

62	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME <u>NUMERAL:</u> Capítulo 12, General <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> <u>PROPUESTA:</u> <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se sugiere revisar la redacción y referencia del capítulo, es importante tener bien referenciadas las pruebas para la correcta aplicación de las mismas.</p>	Ver respuestas a comentarios 59 y 60
63	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME <u>NUMERAL:</u> Capítulo 12 Pruebas de magnitudes de influencia de calidad de energía <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> <u>PROPUESTA:</u> Incluir en algún punto de la norma, el contenido del capítulo 8 y anexo A de la IEC 62586-2 <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se ha omitido del texto el cálculo de incertidumbre de medida y el cálculo de incertidumbre operativa. Creemos que deben ser incluidos. Los cálculos de incertidumbre referidos en el capítulo 8 y anexo A de la IEC62586-2 son necesarios para calificar el resultado de las pruebas con magnitudes de influencia.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>El capítulo 13 Cálculo de la incertidumbre de medición, operativa y del sistema corresponde al mencionado capítulo y anexo, sin embargo, se hacen modificaciones de redacción como sigue:</p> <p>13 Cálculo de la incertidumbre de medición, operativa y del sistema</p> <p>13.1 Incertidumbre total de un medidor de calidad de la potencia está definida por una especificación de:</p> <ol style="list-style-type: none"> límites de incertidumbre sobre un intervalo de medición. En la Figura J pueden apreciarse los diferentes tipos de incertidumbre, Desviaciones máximas en la presencia de magnitudes de influencia (parámetros del suministro eléctrico o condiciones externas). <div data-bbox="1234 695 1785 1052" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">Figura J. Diferentes tipos de incertidumbre</p>
		<p>13.2 Incertidumbre de medición</p> <p>La incertidumbre de medición, está definida en la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018.</p> <p>Dicha incertidumbre debe incluir la incertidumbre intrínseca bajo condiciones de referencia y el valor de variación máxima debido solamente a las magnitudes de influencia relevantes.</p> <p>13.3 Incertidumbre operativa</p> <p>La incertidumbre operativa debe incluir la incertidumbre intrínseca bajo condiciones de referencia, el valor de variación máxima debido solamente a las magnitudes de influencia pertinentes y el valor de variación máxima debido a las magnitudes de influencia externas pertinentes.</p>

		<p style="text-align: center;"><i>Incertidumbre Relativa</i></p> $= \sqrt{\left(\text{incertidumbre}_{\text{intrínseca}}\right)^2 + \frac{4}{3} \sum_{i=1}^N \left(\text{variación debida a una sola magnitud de influencia}\right)^2 + \frac{4}{3} \sum_{i=1}^M \left(\text{variación debida a la magnitud de influencia externa}\right)^2}$ <p>donde:</p> <p style="margin-left: 40px;">N es el número de magnitudes de influencia únicas pertinentes</p> <p style="margin-left: 40px;">M es el número de magnitudes de influencia externas pertinentes.</p> <p>NOTA: Esta fórmula se deriva del apartado 7.22 de la ISO/IEC <i>Guide</i> 98-3, tomando en consideración una probabilidad de cobertura del 95 %.</p> <p>La incertidumbre de medición y operativa del valor de la tensión de suministro, así como de la frecuencia deben calcularse tomando en cuenta la incertidumbre de los resultados de las pruebas en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incertidumbre intrínseca • Variaciones debidas a las magnitudes de influencia <p>Los cálculos para la incertidumbre de medición y operativa para el valor de tensión de suministro y la frecuencia deben tomar en consideración dos magnitudes de influencia solamente (frecuencia y armónicas para el valor de tensión de suministro; valor de tensión de suministro y armónicas para la frecuencia) y dos magnitudes de influencia externas (temperatura y tensión de alimentación en ambos casos).</p> <p>A continuación, en los capítulos 13.3.1, 13.3.2 y 13.3.3, se presentan algunos ejemplos especificados tanto para la magnitud de la tensión de alimentación como para la frecuencia, estos ejemplos se basan en el Anexo C del estándar IEC 62586-2.</p> <p>13.3.1 Parámetro: valor de la tensión de alimentación, $U_{din} = 230 \text{ V}$, 60 Hz, intervalo de temperatura nominal -25 °C a $+55 \text{ °C}$</p> <p>13.3.1.1 Para determinar la incertidumbre de medición de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 expresado en volts.</p> <p>Niveles de tensión de prueba P1, P3 y P5 de acuerdo a la Tabla 3 Puntos de prueba para cada parámetro medido (<i>Testing points for each measured parameter</i>) bajo condiciones de referencia.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se selecciona la incertidumbre intrínseca más alta, por ejemplo, medido en el punto de prueba P5 = 0.092 V (0.04 % de U_{din}). • Se utiliza P3 para determinar las influencias causadas por la frecuencia y las armónicas. • Prueba de la influencia de la frecuencia sobre U_{din} en los puntos de prueba S1 y S3 de acuerdo a la Tabla 4 Lista de las magnitudes de influencia del sistema de potencia (<i>List of single "power-system influence quantities"</i>) y se selecciona la variación más alta, por ejemplo, medido en el punto de prueba S3 = 0.069 V (0.03 % de U_{din}). • Prueba de la influencia de las armónicas sobre U_{din} en el punto de prueba S1 de acuerdo a la Tabla 4 Lista de las magnitudes de influencia del sistema de potencia (<i>List of single "power-system influence quantities"</i>) y se utiliza la variación para el cálculo = 0.046 V (representa el 0.02 % de U_{din}).
		$\text{incertidumbre de medición} = \sqrt{0.092^2 + \frac{4}{3} \times (0.069^2 + 0.046^2)} \text{ V}$ <p style="text-align: center;"><i>Incertidumbre de medición</i> = 0.133 V</p> <p>(0.06 % de U_{din} indicando que la incertidumbre de medición está dentro del 0.1 % de U_{din}).</p> <p>13.3.1.2 Cálculo 2: Para determinar la incertidumbre operativa dentro del intervalo de temperatura de 0 °C a $+45 \text{ °C}$, tomando en cuenta una posible influencia causada por</p>

		<p>la variación de fuente de alimentación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se selecciona la incertidumbre intrínseca más alta, por ejemplo, medida en el punto de prueba P5 = 0.092 V (0.04 % de U_{din}). • Prueba de la influencia de la temperatura en el punto de prueba ET2 de acuerdo con la Tabla 6 Influencia de la tensión de suministro auxiliar (<i>Influence of auxiliary power supply voltage</i>) y utilizar la variación causada por ET2 para más cálculos = 0.23 V (0.1 % de U_{din}). • Prueba de la influencia de la fuente de alimentación en los puntos de prueba EV1 y EV2 de acuerdo a la Tabla 7 Lista de criterios de prueba (<i>List of generic test criteria</i>) 4.25: resultado sin variación. $Incertidumbre\ operativa = \sqrt{0.092^2 + \frac{4}{3} \times (0.069^2 + 0.046^2 + 0.23^2)} [V]$ $Incertidumbre\ operativa = 0.297 [V]$ <p>(0.13 % de U_{din} indicando que la incertidumbre de medición está dentro del 0.2 % de U_{din}).</p> <p>NOTA: El capítulo 5.1.5 <i>External influence quantities</i>, de la IEC 62586-2, que contiene las tablas <i>Table 5 – Influence of temperature</i> y <i>Table 6 – Influence of auxiliary power supply voltage</i>, ET1, se refiere a <i>External temperature 1</i> y EV1, se refiere a <i>External voltage 1</i>.</p> <p>13.3.1.3 Cálculo 3: Para determinar la incertidumbre operativa fuera de un intervalo de temperatura de 0 °C a +45 °C, tomando en consideración una posible influencia causada por la fuente de alimentación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se selecciona la incertidumbre intrínseca más alta, por ejemplo, medida en el punto de prueba P5 = 0.092 V (0.04 % de U_{din}). • Prueba de la influencia de la temperatura en los puntos de prueba ET1 y ET3 de acuerdo con la Tabla 6 Influencia de la tensión de suministro auxiliar (<i>Influence of auxiliary power supply voltage</i>) y utilizar la variación mayor para más cálculos = 0.46 V (0.2 % de U_{din}). <p>Se toman los valores para la influencia de la fuente de alimentación en los puntos de prueba EV1 y EV2 del cálculo 2.</p>
		$Incertidumbre\ operativa = \sqrt{0.092^2 + \frac{4}{3} \times (0.069^2 + 0.046^2 + 0.46^2)} [V]$ $Incertidumbre\ operativa = 0.548 [V]$ <p>(0.24 % de U_{din} indicando que la incertidumbre de medición está dentro de 0.3 % de U_{din}).</p> <p>13.3.2 Parámetro: frecuencia de alimentación 60 Hz, intervalo de temperatura nominal -25 °C a +55 °C, expresado en mili hertzios mHz.</p> <p>13.3.2.1 Cálculo 1: Para determinar la incertidumbre de medición de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018</p> <p>Niveles de frecuencia de prueba P1, P2, P3 y P4 de acuerdo a la Tabla 3 Puntos de prueba para cada parámetro medido (<i>Testing points for each measured parameter</i>) bajo condiciones de referencia.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se selecciona la incertidumbre intrínseca mayor, por ejemplo, medida en el punto de prueba P4 = 4 mHz. • Se utiliza P2 para la determinación adicional de las influencias causadas por el valor de la tensión y las armónicas. • Prueba de la influencia del valor de la tensión en el punto de prueba S1 de acuerdo a

		<p>la Tabla 4 Lista de las magnitudes de influencia del sistema de potencia (<i>List of single "power-system influence quantities"</i>) es 2 mHz</p> <p>Prueba de la influencia de las armónicas en el punto de prueba S1 de acuerdo a la Tabla 4 Lista de las magnitudes de influencia del sistema de potencia (<i>List of single "power-system influence quantities"</i>) es 3 mHz.</p> $\text{Incertidumbre de medición} = \sqrt{4^2 + \frac{4}{3} \times (3^2 + 2^2)} \text{ mHz}$ $\text{Incertidumbre de medición} = 5.77 (< \pm 10) \text{ mHz}$ <p>13.3.2.2 Cálculo 2: Para determinar la incertidumbre operativa dentro del intervalo de temperatura de 0 °C a +45 °C, tomando en cuenta una posible influencia causada por la fuente de alimentación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se selecciona la incertidumbre intrínseca mayor, por ejemplo, medida en el punto de prueba P4 = 4 mHz. • Prueba de la influencia de la temperatura en el punto de prueba ET2 de acuerdo con la Tabla 6 Influencia de la tensión de suministro auxiliar (<i>Influence of auxiliary power supply voltage</i>) y utilizar la variación causada de ET2 para cálculos adicionales = 5 mHz. • Prueba de la influencia de la fuente de alimentación en los puntos de prueba EV1 y EV2 de acuerdo a la Tabla 7 Lista de criterios de prueba (<i>List of generic test criteria</i>): resultado sin variación. $\text{Incertidumbre operativa} = \sqrt{4^2 + \frac{4}{3} \times (3^2 + 2^2 + 5^2)} \text{ mHz}$ $\text{Incertidumbre operativa} = 8.165 (< \pm 20) \text{ mHz}$
		<p>13.3.2.3 Cálculo 3: Para determinar la incertidumbre operativa fuera de un intervalo de temperatura de 0 °C a +45 °C, tomando en consideración una posible influencia causada por la fuente de alimentación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se selecciona la incertidumbre intrínseca mayor, por ejemplo, medida en el punto de prueba P4 = 4 mHz. • Prueba de la influencia de la temperatura en los puntos de prueba ET1 y ET3 de acuerdo con la Tabla 6 Influencia de la tensión de suministro auxiliar (<i>Influence of auxiliary power supply voltage</i>) y utilizar la variación mayor para cálculo adicional = 15 mHz. • Se toman los valores para la influencia de la fuente de alimentación en los puntos de prueba EV1 y EV2 del cálculo 2.

$$\text{Incertidumbre operativa} = \sqrt{4^2 + \frac{4}{3} \times (3^2 + 2^2 + 15^2)} \text{ mHz}$$

$$\text{Incertidumbre operativa} = 18.25 (< \pm 30) \text{ mHz}$$

13.3.3 Los valores resultantes para la incertidumbre operativa no deben de exceder de los límites dados en la Tabla 4.25.

Tabla 4.25- Requerimientos de incertidumbre

Requerimientos de acuerdo a los cálculos definidos en los ejemplos anteriores	Para medidores de parámetros de calidad de la potencia que cumplen con la clase A	
	Incertidumbre máxima para el valor de la tensión de alimentación	Incertidumbre máxima para la frecuencia a 60 Hz
Cálculo 1 para la incertidumbre de medición	$\pm 0.1\%$ de $U_{dca}^{(1)}$	$\pm 10 \text{ mHz}^{(1)}$
Cálculo 2 para la incertidumbre operativa ⁽²⁾ (dentro del intervalo de temperatura de 0 °C a +45 °C)	$\pm 0.2\%$ de $U_{dca}^{(2)}$	$\pm 20 \text{ mHz}^{(2)}$
Cálculo 3 para la incertidumbre operativa ⁽³⁾ (fuera del intervalo de 0 °C a +45 °C y dentro del intervalo de operación nominal)	$\pm 0.3\%$ de $U_{dca}^{(3)}$	$\pm 30 \text{ mHz}^{(3)}$

⁽¹⁾ Para este cálculo, la incertidumbre intrínseca será definida como la peor incertidumbre calculada conforme a 6.2.2.1 de la IEC 62586-2, las variaciones serán definidas como las peores incertidumbres calculadas en cada una de las pruebas especificadas en 6.2.2.2 del mismo estándar.

⁽²⁾ Para este cálculo, la incertidumbre intrínseca será definida como la peor incertidumbre calculada conforme a 6.1.3.1 de la IEC 62586-2, las variaciones serán definidas como las peores incertidumbres calculadas en cada una de las pruebas especificadas en 6.1.3.2 del mismo estándar.

⁽³⁾ Para este cálculo, la incertidumbre intrínseca será definida como la peor incertidumbre calculada conforme a 6.2.2.1 de la IEC 62586-2, las variaciones serán definidas como las peores incertidumbres calculadas en cada una de las pruebas especificadas en 6.2.2.2, 6.12.2 y 6.12.3 del mismo estándar.

⁽⁴⁾ Para este cálculo, la incertidumbre intrínseca será definida como la peor incertidumbre calculada conforme a 6.1.3.1 de la IEC 62586-2, las variaciones serán definidas como las peores incertidumbres calculadas en cada una de las pruebas especificadas en 6.1.3.2, 6.12.2 y 6.12.3 del mismo estándar.

⁽⁵⁾ Para los medidores que cumplen con la IEC 62586-1, esta prueba se aplica a medidores PQI x-F1, -F2 y -F0.

⁽⁶⁾ Para los medidores que cumplen con la IEC 62586-1, esta prueba se aplica a medidores PQI x-F1 y -F0, pero no se aplica a medidores PQI x-F2.

13.4 Incertidumbre del sistema

La incertidumbre del sistema debe incluir la incertidumbre operativa, la incertidumbre debida a la impedancia de los cables y la incertidumbre debida a los sensores.

La siguiente ecuación es una aproximación simplificada:

$$\text{Incertidumbre del sistema} = \sqrt{\left(\text{incertidumbre operativa}\right)^2 + \frac{4}{3} \sum_{i=1}^N (\text{incertidumbre del sensor} + \text{incertidumbre del cableado})^2}$$

donde:

N es el número de tipos de sensores externos (tensión o corriente).

NOTA 1: $N = 1$ cuando solamente se utiliza un solo sensor de corriente (o de tensión), $N = 2$ cuando se utiliza un sensor de corriente y un sensor de tensión.

NOTA 2: Esta fórmula se deriva de la 7.2.2 de la ISO/IEC *Guide* 98-3, tomando en consideración una probabilidad de cobertura del 95 %.

64

CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME

NUMERAL: Capítulo 12

Tabla 4. 23-Puntos de prueba para cada parámetro medido

TEXTO DEL PROYECTO:

PROPUESTA:

Agregar el parámetro medido: Valor de la corriente con sus respectivos puntos de prueba

Procede parcialmente.

Ver respuestas a comentarios 59, 60 y 62.

		Table 3 – Testing points for each measured parameter						
		Measured parameter	Class	Testing point P1 ^a	Testing point P2 ^a	Testing point P3 ^a	Testing point P4 ^a	Testing point P5 ^a
		Frequency 50 Hz ^b (covers 50 Hz)	A or S	42,5 Hz	50,05 Hz	57,5 Hz	50 Hz	N.A.
		Frequency 60 Hz ^b (covers 60 Hz)	A or S	51 Hz	59,95 Hz	69 Hz	60 Hz	N.A.
		Voltage magnitude	A	10 % U_{din}	45 % U_{din}	80 % U_{din}	115 % U_{din}	150 % U_{din}
			S	20 % U_{din}	45 % U_{din}	70 % U_{din}	95 % U_{din}	120 % U_{din}
		Magnitude of current	A or S	10 % I_n	45 % I_n	80 % I_n	100 % I_n	N.A.
		JUSTIFICACIÓN: La NOM-001 indica pruebas definidos en: 12.4.14. Valor de la corriente 12.4.15. Armónicas de corriente 12.4.16. Inter- armónica de corriente Y todas ellas refieren a los puntos de prueba especificados en la tabla 4.23. Lo anterior de acuerdo a la tabla 3 IEC 62586-2:2017						
		CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Capítulo 12 Tabla 4. 24-Lista independiente de las magnitudes de influencia del sistema de potencia TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: Agregar las Magnitudes de influencia del sistema de potencia: Valor de la corriente con sus respectivos puntos de prueba Table 4 – List of single "power-system influence quantities"						Procede parcialmente. Ver respuestas a comentarios 59, 60, 62 y 64.
65		Power system influence quantities	Class	Testing state S1 ^a	Testing state S2 ^a	Testing state S3 ^a	Testing state S4 ^a	
		Frequency 50 Hz* (covers 50 Hz)	A or S	42,5 Hz	50 Hz	57,5 Hz	N.A.	
		Frequency 60 Hz* (covers 60 Hz)	A or S	51 Hz	60 Hz	69 Hz	N.A.	
		Voltage magnitude	A	10 % U_{din}	N.A.	200 % U_{din}	N.A.	
			S	10 % U_{din}	N.A.	150 % U_{din}	N.A.	
		Magnitude of current	A or S	10 % I_n	N.A.	100 % I_n	N.A.	
		JUSTIFICACIÓN: La NOM-001 indica pruebas definidos en: 12.4.14. Valor de la corriente 12.4.15. Armónicas de corriente 12.4.16. Inter- armónica de corriente. Lo anterior de acuerdo a la tabla 4 IEC 62586-2:2017 Y todas ellas refieren a los puntos de prueba especificados en la tabla 4.23						
66		CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Tabla 4.30-Variaciones debido a una magnitud de influencia						Procede parcialmente. Ver respuestas a comentarios 59 y 63

	<p>Pruebas 1.3.1 y 1.3.2</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO: Se ha omitido del texto el cálculo de incertidumbre de medida y el cálculo de incertidumbre operativa. Existente en IEC 62586-2:2017</p> <p>PROPUESTA: Que se incluya clausula 8 y anexos A y C de la IEC 62586-2:2017. O bien una referencia a la clausula 8 y anexos A y C de la IEC 62586-2:2017</p> <p>JUSTIFICACIÓN: Los cálculos de incertidumbre referidos en el clausula 8 y anexos A y C de la IEC 62586-2:2017 son necesarios para calificar el resultado de las pruebas con magnitudes de influencia.</p>																																																																																																
67	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p>NUMERAL: Capítulo 12 12.4.9 Medición de los parámetros de subdesviación y sobredesviación</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>PROPUESTA:</p> <p>JUSTIFICACIÓN: El NMX-J-610-4-30-ANCE-2017, en el punto 1: Objetivo y campo de aplicación, menciona en los parámetros de calidad de la potencia que: sobredesviaciones y subdesviaciones son de carácter informativo según el apéndice D. Solicitamos confirmar el carácter mandatorio de la prueba 12.4.9, o bien, modificar el texto cambiándolo a carácter informativo.</p>	<p>Procede parcialmente. Se confirma la obligatoriedad de estos parámetros de acuerdo a la Tabla 4.1 parte 3 de 3.</p> <p>Tabla 4.1-Pruebas para obtener la aprobación del modelo o prototipo (3 de 3)</p> <table border="1" data-bbox="1150 561 1875 984"> <thead> <tr> <th colspan="2">Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores</th> <th>Medición de energía activa</th> <th>Medición de energía reactiva</th> <th>Medición de parámetros de calidad de la potencia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">Pruebas de la condición de arranque y sin carga (11.2)</td> <td>Arranque inicial del medidor (11.2.2)</td> <td>---</td> <td>✓</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Prueba de la condición sin carga (11.2.4)</td> <td>---</td> <td>✓</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Arranque (11.2.5)</td> <td>---</td> <td>✓</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Armónicas (11.3.2)</td> <td>---</td> <td>✓⁴⁰</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>Pruebas de perturbaciones (11.4)</td> <td>---</td> <td>✓⁴⁰</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td rowspan="16">Pruebas funcionales y de incertidumbre (12)</td> <td>Frecuencia</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Fluctuación de tensión (parpadeo)</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Desbalance de tensión de suministro</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Armónicas de tensión</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Inter armónicas de tensión</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Tensión de señalización en la red eléctrica</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Medición de los parámetros de subdesviación y sobredesviación</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Abanderamiento (de los datos)</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Prueba de estabilidad de base de tiempo (reloj)</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Variaciones debidas a magnitudes de influencia externas</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Variaciones rápidas de tensión (RVC)</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Valor de la corriente</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Armónicas de corriente</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Inter- armónica de corriente</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Desbalance de corriente</td> <td>---</td> <td>---</td> <td>✓</td> </tr> </tbody> </table> <p>⁴⁰ Las pruebas para la medición de energía reactiva coincidentes con las pruebas para la medición de energía activa, se aprueban con las pruebas de medición de energía activa.</p> <p>⁴¹ Aplica únicamente a medidores tipo socket y tipo gabinete.</p> <p>NOTA: Todos los medidores que se aprueben para la función de medición de energía reactiva, deben aprobar todas las pruebas para la medición de energía activa.</p> <p>Todos los medidores que se aprueban para la función de medición de calidad de la potencia, deben aprobar todas las pruebas para medición de energía activa y reactiva.</p>	Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores		Medición de energía activa	Medición de energía reactiva	Medición de parámetros de calidad de la potencia	Pruebas de la condición de arranque y sin carga (11.2)	Arranque inicial del medidor (11.2.2)	---	✓	---	Prueba de la condición sin carga (11.2.4)	---	✓	---	Arranque (11.2.5)	---	✓	---	Armónicas (11.3.2)	---	✓ ⁴⁰	---	Pruebas de perturbaciones (11.4)	---	✓ ⁴⁰	---	Pruebas funcionales y de incertidumbre (12)	Frecuencia	---	---	✓	Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro	---	---	✓	Fluctuación de tensión (parpadeo)	---	---	✓	Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro	---	---	✓	Desbalance de tensión de suministro	---	---	✓	Armónicas de tensión	---	---	✓	Inter armónicas de tensión	---	---	✓	Tensión de señalización en la red eléctrica	---	---	✓	Medición de los parámetros de subdesviación y sobredesviación	---	---	✓	Abanderamiento (de los datos)	---	---	✓	Prueba de estabilidad de base de tiempo (reloj)	---	---	✓	Variaciones debidas a magnitudes de influencia externas	---	---	✓	Variaciones rápidas de tensión (RVC)	---	---	✓	Valor de la corriente	---	---	✓	Armónicas de corriente	---	---	✓	Inter- armónica de corriente	---	---	✓	Desbalance de corriente	---	---	✓
Pruebas para la aprobación del modelo o prototipo de medidores		Medición de energía activa	Medición de energía reactiva	Medición de parámetros de calidad de la potencia																																																																																													
Pruebas de la condición de arranque y sin carga (11.2)	Arranque inicial del medidor (11.2.2)	---	✓	---																																																																																													
	Prueba de la condición sin carga (11.2.4)	---	✓	---																																																																																													
	Arranque (11.2.5)	---	✓	---																																																																																													
	Armónicas (11.3.2)	---	✓ ⁴⁰	---																																																																																													
	Pruebas de perturbaciones (11.4)	---	✓ ⁴⁰	---																																																																																													
Pruebas funcionales y de incertidumbre (12)	Frecuencia	---	---	✓																																																																																													
	Amplitud de la tensión de suministro o valor de tensión de suministro	---	---	✓																																																																																													
	Fluctuación de tensión (parpadeo)	---	---	✓																																																																																													
	Interrupciones, decrementos e incrementos de la tensión de suministro	---	---	✓																																																																																													
	Desbalance de tensión de suministro	---	---	✓																																																																																													
	Armónicas de tensión	---	---	✓																																																																																													
	Inter armónicas de tensión	---	---	✓																																																																																													
	Tensión de señalización en la red eléctrica	---	---	✓																																																																																													
	Medición de los parámetros de subdesviación y sobredesviación	---	---	✓																																																																																													
	Abanderamiento (de los datos)	---	---	✓																																																																																													
	Prueba de estabilidad de base de tiempo (reloj)	---	---	✓																																																																																													
	Variaciones debidas a magnitudes de influencia externas	---	---	✓																																																																																													
	Variaciones rápidas de tensión (RVC)	---	---	✓																																																																																													
	Valor de la corriente	---	---	✓																																																																																													
	Armónicas de corriente	---	---	✓																																																																																													
	Inter- armónica de corriente	---	---	✓																																																																																													
Desbalance de corriente	---	---	✓																																																																																														
68	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V.</p> <p>NUMERAL: 14. Controles metrologicos y pruebas de desempeño para transformadores.</p> <p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>14.1. Aprobación de modelo</p> <p>14.1.1 Documentación</p> <p>La solicitud de aprobación de modelo deberá ser presentada con la siguiente documentación:</p> <p>a) Identificación del modelo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nombre del fabricante. - Designación del modelo. - Número de serie. - Versión del hardware. 	<p>Procede parcialmente. Se incluye la tabla 3.3 que describe las pruebas de rutina, prototipo y especiales, así como las Normas Mexicanas aplicables a los transformadores de medida.</p>																																																																																															

<p>- Esquema de la placa de datos.</p> <p>b) Características metrológicas del modelo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Descripción del principio de funcionamiento. - Especificaciones metrológicas como valores nominales, clase de exactitud y condiciones de operación. - Instrucciones de operaciones a realizar antes de probar el modelo. <p>c) Especificaciones técnicas del modelo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diagrama de bloques con descripción funcional de los componentes del modelo. - Características nominales de los fusibles y dispositivos de protección, si los hubiera. 	<p style="text-align: center;">Tabla 3.3. - Pruebas para el transformador de medida (1 de 3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Prueba ^{II}</th> <th>Transformador de Corriente ^{II}</th> <th>Transformador de Potencial Inductivo</th> <th>Transformador de Potencial Capacitivo</th> <th>Transformador Combinado</th> <th>Prueba de Rutina</th> <th>Prueba Prototipo</th> <th>Prueba Especial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Elevación de temperatura</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Aguante de tensión de impulso en terminales primarias (rayo ^{II}, manóvra)</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>En húmedo para transformadores tipo exterior</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Compatibilidad electromagnética (EMC)</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Exactitud</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Grado de protección para envolventes</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Hermeticidad de la envolvente</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Presión para el envolvente</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Corriente de cortocircuito</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Capacidad de aguante al cortocircuito</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Sobretensiones eléctricas transmitidas</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>✓</td> </tr> </tbody> </table>	Prueba ^{II}	Transformador de Corriente ^{II}	Transformador de Potencial Inductivo	Transformador de Potencial Capacitivo	Transformador Combinado	Prueba de Rutina	Prueba Prototipo	Prueba Especial	Elevación de temperatura	✓	✓	✓	✓	—	✓	—	Aguante de tensión de impulso en terminales primarias (rayo ^{II} , manóvra)	✓	✓	✓	✓	—	✓	—	En húmedo para transformadores tipo exterior	✓	✓	✓	✓	—	✓	—	Compatibilidad electromagnética (EMC)	✓	✓	✓	✓	—	✓	✓	Exactitud	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Grado de protección para envolventes	✓	✓	✓	✓	—	✓	—	Hermeticidad de la envolvente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Presión para el envolvente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Corriente de cortocircuito	✓	—	—	✓	—	✓	—	Capacidad de aguante al cortocircuito	—	✓	✓	✓	—	✓	—	Sobretensiones eléctricas transmitidas	✓	✓	✓	✓	—	—	✓
Prueba ^{II}	Transformador de Corriente ^{II}	Transformador de Potencial Inductivo	Transformador de Potencial Capacitivo	Transformador Combinado	Prueba de Rutina	Prueba Prototipo	Prueba Especial																																																																																										
Elevación de temperatura	✓	✓	✓	✓	—	✓	—																																																																																										
Aguante de tensión de impulso en terminales primarias (rayo ^{II} , manóvra)	✓	✓	✓	✓	—	✓	—																																																																																										
En húmedo para transformadores tipo exterior	✓	✓	✓	✓	—	✓	—																																																																																										
Compatibilidad electromagnética (EMC)	✓	✓	✓	✓	—	✓	✓																																																																																										
Exactitud	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Grado de protección para envolventes	✓	✓	✓	✓	—	✓	—																																																																																										
Hermeticidad de la envolvente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Presión para el envolvente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Corriente de cortocircuito	✓	—	—	✓	—	✓	—																																																																																										
Capacidad de aguante al cortocircuito	—	✓	✓	✓	—	✓	—																																																																																										
Sobretensiones eléctricas transmitidas	✓	✓	✓	✓	—	—	✓																																																																																										
<p>- Descripción y posición de sellos y otros medios de protección.</p> <p>- Documentación relacionada con las características de durabilidad.</p> <p>- Documentación o evidencia de que el diseño cumple los requerimientos de la norma NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>d) Manual de usuario en español o inglés.</p> <p>e) Manual de instalación, incluyendo descripciones para verificar la instalación con propósitos de identificación de averías significativas, si aplica.</p> <p>f) Esquemas referidos de manera unívoca, incluyendo una declaración para efecto de que el fabricante corrobore que los dibujos u hojas de datos representan fehacientemente el equipo que se prueba. Los esquemas a entregar pueden ser de Acuerdo con la tabla 4.88:</p> <p>Tabla 4. 88- Esquemas referidos</p>	<p style="text-align: center;">Tabla 3.3. - Pruebas para el transformador de medida (2 de 3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>PRUEBA ^{II}</th> <th>Transformador de Corriente ^{II}</th> <th>Transformador de Potencial Inductivo</th> <th>Transformador de Potencial Capacitivo</th> <th>Transformador Combinado</th> <th>Prueba de Rutina</th> <th>Prueba Prototipo</th> <th>Prueba Especial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Impulsos cortados múltiples ^{II}</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Mecánica</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Contaminación artificial (método niebla salina)</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Aguante a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Medición de descargas parciales</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Aguante de tensión a la frecuencia del sistema entre secciones</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Aguante de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Prueba visual dimensional ^{II}</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Sobretensión entre espiras</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Verificación de factor de seguridad</td> <td>✓</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Capacitancia y factor de disipación dieléctrica ^{II}</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	PRUEBA ^{II}	Transformador de Corriente ^{II}	Transformador de Potencial Inductivo	Transformador de Potencial Capacitivo	Transformador Combinado	Prueba de Rutina	Prueba Prototipo	Prueba Especial	Impulsos cortados múltiples ^{II}	✓	✓	—	✓	—	—	✓	Mecánica	✓	✓	✓	✓	—	✓	—	Contaminación artificial (método niebla salina)	✓	✓	✓	✓	—	✓	—	Aguante a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Medición de descargas parciales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Aguante de tensión a la frecuencia del sistema entre secciones	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Aguante de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Prueba visual dimensional ^{II}	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—	Sobretensión entre espiras	✓	—	—	✓	✓	✓	—	Verificación de factor de seguridad	✓	—	—	✓	✓	✓	—	Capacitancia y factor de disipación dieléctrica ^{II}	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—
PRUEBA ^{II}	Transformador de Corriente ^{II}	Transformador de Potencial Inductivo	Transformador de Potencial Capacitivo	Transformador Combinado	Prueba de Rutina	Prueba Prototipo	Prueba Especial																																																																																										
Impulsos cortados múltiples ^{II}	✓	✓	—	✓	—	—	✓																																																																																										
Mecánica	✓	✓	✓	✓	—	✓	—																																																																																										
Contaminación artificial (método niebla salina)	✓	✓	✓	✓	—	✓	—																																																																																										
Aguante a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Medición de descargas parciales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Aguante de tensión a la frecuencia del sistema entre secciones	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Aguante de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Prueba visual dimensional ^{II}	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										
Sobretensión entre espiras	✓	—	—	✓	✓	✓	—																																																																																										
Verificación de factor de seguridad	✓	—	—	✓	✓	✓	—																																																																																										
Capacitancia y factor de disipación dieléctrica ^{II}	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—																																																																																										

Tipo de Esquema	Contenido (si aplica)
Diagrama de bloques	Tipo de designación de los componentes principales.
Distribución general	Dimensiones generales. Envolvente (s). Dispositivos de liberación de presión. Partes conductoras del circuito principal. Conexiones de puesta a tierra. Tipo y nivel de aislamiento en gas o en aceite. Localización y tipo de designación de los aislamientos.
Esquemas detallados de los aislamientos	Dimensiones y material de las partes principales.
Esquemas detallados de partes del circuito principal y componentes asociados	Detalles de las terminales (dimensiones, materiales primarios y secundarios).
Diagrama eléctrico de los circuitos auxiliares y de control (si aplica)	Tipo y designación de todos los componentes.
<p>g) Si la aprobación de modelo se basa en aprobaciones de modelo existentes, la solicitud debe ser acompañada por los resultados correspondientes o por evidencia que respalde la afirmación de que el diseño y las características del modelo cumplen los requisitos de la presente norma.</p> <p>h) Adicionalmente, se deberá cumplir con lo establecido en la sección 7.2.1.1 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>14.1.2 Definición de modelo</p> <p>Los transformadores de medida producidos por el mismo fabricante pueden formar un modelo, siempre que tengan propiedades metrológicas similares resultantes del uso de la misma construcción uniforme de piezas o de módulos que determinan las propiedades metrológicas.</p> <p>Un tipo puede tener varios intervalos de corriente o tensión, así como frecuencia nominal, e incluye varios modos de conexión y varios dispositivos auxiliares.</p>	
<p>14.1.2.1 Muestreo de modelo</p> <p>a) Para transformadores de instrumentación, la muestra consta de 3 especímenes, los cuales deben ser sujetos a todas las pruebas y cumplir con todos los valores especificados en las mismas.</p> <p>b) En el caso de que hubiera modificaciones en el modelo efectuadas después o durante las pruebas, que afecten únicamente a una parte del modelo, el laboratorio de ensayo podrá considerar suficiente la realización de pruebas limitadas sobre las características que puedan verse afectadas por las modificaciones.</p> <p>14.1.3 Programa de pruebas</p> <p>El programa de pruebas considera las establecidas por las normas NMX-J-615-1-ANCE, NMX-J-109-ANCE, NMX-J-615-3-ANCE, NMX-J-615-5-ANCE y las especiales indicadas en el Apéndice A de</p>	

PRUEBA ¹⁾	Transformador de Corriente ²⁾	Transformador de Potencial Inductivo	Transformador de Potencial Capacitivo	Transformador Combinado	Prueba de Rutina	Prueba Prototipo	Prueba Especial
Resonancia	—	—	✓	—	✓	✓	—
Resonancia transitoria	—	—	✓	—	—	✓	—
Accesorios portadores de frecuencia	—	—	✓	—	✓	✓	—
Influencia mutua	—	—	—	✓	—	✓	—
Determinación del coeficiente de temperatura	—	—	✓	—	—	—	✓
Punto de rocío del gas ³⁾	✓	✓	—	✓	—	—	✓
Prueba de corrosión al sistema de expansión ⁴⁾	✓	✓	✓	✓	—	✓	—
Prueba de error de relación de transformación ⁵⁾	✓	✓	✓	✓	✓	—	—
Requisitos/Método de prueba	NMX-J-109-ANCE-2018 y Apéndice A de la presente norma	NMX-J-615-3-ANCE-2018	NMX-J-615-5-ANCE-2018	IEC 61891-4, NMX-J-109-ANCE-2018 y NMX-J-615-3-ANCE-2018	—	—	—

¹⁾ El transformador de corriente debe cumplir con las pruebas indicadas de la NMX-J-109-ANCE-2018 y con lo establecido en el Apéndice A de la presente norma.
²⁾ La prueba de capacidad y factor de dispersión también se conoce como prueba de tangente delta (tan δ).
³⁾ En las normas mexicanas e internacionales correspondientes, se establece la aplicabilidad y excepciones para cada tipo de transformador de medida. Se recomienda realizar las pruebas en el orden que se indica en la norma de producto correspondiente.
⁴⁾ Solo aplica para transformadores de medida aislados en gas SF₆.
⁵⁾ El número de impulsos debe ser al menos 100.
⁶⁾ Aplica para todos los transformadores de medida inmersos en aceite. La prueba debe realizarse de acuerdo con la NMX-J-615-1-ANCE-2018.
⁷⁾ La prueba visual dimensional incluye comprobación del marcado y dimensiones contra características de diseño y planos.
⁸⁾ La prueba de error de relación de transformación se solicita como prueba de rutina y debe realizarse como se indica en 5.5.

esta norma.

Para transformadores de corriente y transformadores inductivos de tensión las pruebas se aplicarán en el orden que se establece a continuación, teniendo en consideración que las pruebas de tipo dieléctrico deben realizarse a un mismo espécimen:

Tabla 4.89-Programa de pruebas

Prueba No.	Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión
1	Prueba de elevación de temperatura (ver sección 14.3.1).	
2	Prueba de aguanie de tensión de impulso en terminales primarias (ver sección 14.3.2).	
3	Prueba en húmedo para transformadores tipo exterior (ver sección 14.3.3).	
4	Pruebas de compatibilidad electromagnética (EMC) (ver sección 14.3.4).	
5	Prueba de exactitud (ver sección 14.3.5).	
6	Prueba de grado de protección para envoltorios (ver sección 14.3.6).	
7	Prueba de hermeticidad del envoltorio a temperatura ambiente (ver sección 14.3.7).	
8	Prueba de presión para el envoltorio (ver sección 14.3.8).	
9	Prueba de corriente de cortocircuito (ver sección 14.3.9).	Prueba de capacidad de aguanie al corto circuito (ver sección 14.3.10).
10	Prueba de aguanie a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (ver sección 14.3.11).	
11	Prueba de medición de descargas parciales (ver sección 14.3.12).	
12	Prueba de aguanie de tensión a la frecuencia del sistema entre secciones (ver sección 14.3.13).	
13	Prueba de aguanie de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias (ver sección 14.3.14).	
14	Prueba de comprobación de exactitud (ver sección 14.3.15).	
15	Prueba de comprobación del marcado (ver sección 14.3.16).	
16	Prueba de hermeticidad del envoltorio a la temperatura ambiente de rutina (ver sección 14.3.17).	
17	Prueba de presión para el envoltorio (ver sección 14.3.8).	
18	Prueba de sobre tensión entre espiras (ver sección 14.3.18).	

Para transformadores capacitivos de tensión las pruebas se aplicarán en el orden que se establece en la Tabla 4.90:

Tabla 4. 90-Esquemas referidos para transformadores capacitivos de tensión

Prueba No.	Pruebas para 1 o lo Transformador Capacitivo de Tensión	Pruebas para 2 Transformadores Capacitivo de Tensión	
		Pruebas para el Transformador 1	Pruebas para el Transformador 2
1	Prueba de exactitud (ver sección 14.3.5).		Prueba de elevación de temperatura (ver sección 14.3.1).
2	Prueba de elevación de temperatura (ver sección 14.3.1).	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).	Prueba de ferresonancia (ver sección 14.3.21).
3	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).	Prueba de pruebas de compatibilidad electromagnética (EMC-Tensiones de radio interferencia) (ver sección 14.3.4).	Prueba de capacidad de aguante al corto circuito (ver sección 14.3.22).
4	Prueba de pruebas de compatibilidad electromagnética (EMC-Tensiones de radio interferencia) (ver sección 14.3.4).	Prueba de aguante de impulsos cortados en terminales primarias (ver sección 14.3.20).	Prueba de hermeticidad del envoltorio (de la unidad electromagnética) a temperatura ambiente (ver sección 14.3.7).
5	Prueba de aguante de impulsos cortados en terminales primarias (ver sección 14.3.20).	Prueba de aguante de tensión de impulso (de rayo) en terminales primarias (ver sección 14.3.2).	Prueba de exactitud (ver sección 14.3.5).
6	Prueba de aguante de tensión de impulso (de rayo) en terminales primarias (ver sección 14.3.2).	Prueba en húmedo para transformadores tipo exterior (ver sección 14.3.3).	Prueba de hermeticidad del diseño de unidades capacitivas (ver sección 14.3.23).
7	Prueba en húmedo para transformadores tipo exterior (ver sección 14.3.3).	Prueba de hermeticidad del diseño de unidades capacitivas (ver sección 14.3.23).	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).
8	Prueba de ferresonancia (ver sección 14.3.21).	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).	Prueba de aguante a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (ver sección 14.3.11).
9	Prueba de capacidad de aguante al corto circuito (ver sección 14.3.22).	Prueba de aguante a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (ver sección 14.3.11).	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).
10	Prueba de hermeticidad del envoltorio (de la unidad electromagnética) a temperatura ambiente (ver sección 14.3.7).	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).	Prueba de comprobación del marcado (de terminales) (ver sección 14.3.16).

12	Prueba de hermeticidad del diseño de unidades capacitivas (ver sección 14.3.23).	Prueba de aguanie a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (de la unidad electromagnética) (ver sección 14.3.11).	Prueba de aguanie a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (en la terminal de baja tensión del divisor de tensión) (ver sección 14.3.11).
13	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).	Prueba de aguanie a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (en la terminal de baja tensión del divisor de tensión) (ver sección 14.3.11).	Prueba de aguanie de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias (ver sección 14.3.14).
14	Prueba de aguanie a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (ver sección 14.3.11).	Prueba de aguanie de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias (ver sección 14.3.14).	Prueba de comprobación de ferresonancia (ver sección 14.3.24).
15	Prueba de capacitancia y factor de disipación dieléctrico (ver sección 14.3.19).	Prueba de comprobación de ferresonancia (ver sección 14.3.24).	Prueba de comprobación de exactitud (ver sección 14.3.15).
16	Prueba de comprobación del marcado (de terminales) (ver sección 14.3.16).	Prueba de comprobación de exactitud (ver sección 14.3.15).	-
17	Prueba de aguanie a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (de la unidad electromagnética) (ver sección 14.3.11).	-	-
18	Prueba de aguanie a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias (en la terminal de baja tensión del divisor de tensión) (ver sección 14.3.11).	-	-
19	Prueba de aguanie de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias (ver sección 14.3.14).	-	-
20	Prueba de comprobación de ferresonancia (ver sección 14.3.24).	-	-
21	Prueba de comprobación de exactitud (ver sección 14.3.15).	-	-
<p>Quando el fabricante y el comprador acuerden la realización de pruebas especiales la secuencia de pruebas puede ser modificada.</p>			
<p>14.2. Procedimiento de prueba para aprobación de modelo</p>			
<p>14.2.1 Condiciones de prueba</p>			
<p>Las condiciones de prueba para transformadores aislados en gas, el tipo y presión del gas deberán ser los establecidos en la Tabla 4.91.</p>			
<p>Tabla 4.91-Condiciones de prueba para transformadores aislados en gas</p>			

Prueba	Tipo de gas	Presión
Detección. Tensión de radio interferencia (RRI) (Solo). Exactitud. Incremento de temperatura.	Misma prueba que en servicio.	Mínima presión funcional.
Características. Mediciones y de permeabilidad. Estado lesiones transmiólas.	Misma prueba que en servicio. -	Presión de término nominal. Presión real actual.

Nota: Para transformadores aislados en gas instalados en subestaciones GIS la prueba en húmedo y de tensión de radio interferencia no son aplicables.

Para los transformadores de corriente para GIS, las pruebas de exactitud pueden ser realizadas sin gas aislante.

Todas las pruebas deberán realizarse a una temperatura de entre 10 °C y 30 °C.

14.2.2 Pruebas para aprobación de modelo de transformadores de medida

14.2.2.1 Prueba de elevación de temperatura

a) Objetivo: Comprobar cumplimiento de las especificaciones dadas en la sección 6.4 de NMX-J-615-1-ANCE y la sección 6.4 de NMX-J-615-3-ANCE.

b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE.

Se adicionan las instrucciones descritas en la Tabla 4.92:

Tabla 4.92- Condiciones de prueba para elevación de temperatura

Transformador de Corriente	Transformador inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión
Apéndice A	Sección 7.2.2 de NMX-J-615-3-ANCE	Sección 7.2.2.501 y 7.2.2.502 de NMX-J-615-5-ANCE

14.2.2.2 Prueba de aguante de tensión de impulso en terminales primarias

- a) Objetivo:
- Comprobar que no hay falla del asilamiento tras la aplicación de tensión de impulso por rayo en las terminales primarias del transformador.
 - Comprobar que no hay descargas disruptivas ni falla del asilamiento tras la aplicación de tensión de impulso por maniobra en las terminales primarias del transformador.
- b) Procedimiento de la prueba:
- Se siguen las instrucciones generales descritas en la sección 7.2.3.1 de NMX-J-615-1-ANCE.
 - Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.3.2 de NMX-J-615-1-ANCE para la aplicación de tensión de impulso por rayo.
 - Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.3.3 de NMX-J-615-1-ANCE para la aplicación de tensión de impulso por maniobra.
 - Para cada caso de tipo de tensión de impulso se adicionan las instrucciones descritas en la Tabla 4.93:

Tabla 4.93- Condiciones de prueba para aguante de tensión de impulso en terminales

primarias.											
Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión									
Apéndice A	Sección 7.2.3 de NMX-J-615-3-ANCE	Sección 7.2.3 de NMX-J-615-5-ANCE									
<p>14.2.2.3 Prueba en húmedo para transformadores tipo exterior</p> <p>a) Objetivo de la prueba: Comprobar cumplimiento con la norma IEC 60060-1.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.4 de NMX-J-615-1-ANCE. Se adicionan las instrucciones descritas en la sección 7.2.4 de NMX-J-615-5-ANCE para transformadores capacitivos de tensión. 											
<p>14.2.2.4 Prueba de compatibilidad electromagnética (EMC)</p> <p>a) Objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Comprobar cumplimiento de las especificaciones dadas en la sección 6.11.2 de NMX-J-615-1-ANCE para tensiones de radio interferencia. Comprobar cumplimiento de las especificaciones dadas en la sección 6.11.3 de NMX-J-615-1-ANCE para inmunidad. Esta parte de la prueba es exclusiva para partes electrónicas de los transformadores. Comprobar cumplimiento de las especificaciones dadas en la sección 6.11.4 de NMX-J-615-1-ANCE para sobretensiones transmitidas. <p>b) Condiciones de prueba adicionales para tensión de radio interferencia. Se requiere adicionalmente tener las siguientes condiciones ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> Presión: 87 kPa a 107 kPa Humedad relativa: 45 % a 75 %. <p>c) Procedimiento de la prueba.</p> <ul style="list-style-type: none"> Para tensiones de radio interferencia se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.5.1 de NMX-J-615-1-ANCE-2017. Para inmunidad se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.5.2 de NMX-J-615-1-ANCE-2017. Esta prueba no es aplicable para transformadores inductivos de tensión. Para sobretensiones transmitidas se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.4.4 de NMX-J-615-1-ANCE-2017. 											
<p>14.2.2.5 Prueba de exactitud</p> <p>a) Objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Comprobar cumplimiento de las especificaciones de error de relación y fase dadas en la sección 5.3.2.2 de esta norma. Para transformadores de corriente, comprobar adicionalmente cumplimiento de las especificaciones de factor de seguridad, el cual debe ser menor o igual a 20. <p>b) Procedimiento de la prueba: Se deben seguir las instrucciones descritas en la Tabla 4.94:</p> <p>Tabla 4.94- Condiciones de prueba de exactitud</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Transformador de Corriente</th> <th style="text-align: center;">Transformador Inductivo de Tensión</th> <th style="text-align: center;">Transformador Capacitivo de Tensión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">- Apéndice A. Error de relación y fase.</td> <td style="text-align: center;">Sección 7.2.6.31 de NMX-J-615-3-ANCE.</td> <td style="text-align: center;">Secciones 7.2.6.501 y 7.2.6.502 de NMX-J-615-3-ANCE.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">- Sección 12.6 de NMX-J-103-ANCE para el factor de seguridad.</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Las mediciones deberán hacerse empleando un sistema de prueba que tenga suficiente exactitud para determinar que el error intrínseco de los transformadores cumple la clase de exactitud correspondiente. En particular, debe obtenerse una incertidumbre inferior a un quinto del error máximo permisible dado para el punto de prueba correspondiente, a menos que se especifique una relación de exactitud distinta.</p>			Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión	- Apéndice A. Error de relación y fase.	Sección 7.2.6.31 de NMX-J-615-3-ANCE.	Secciones 7.2.6.501 y 7.2.6.502 de NMX-J-615-3-ANCE.	- Sección 12.6 de NMX-J-103-ANCE para el factor de seguridad.		
Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión									
- Apéndice A. Error de relación y fase.	Sección 7.2.6.31 de NMX-J-615-3-ANCE.	Secciones 7.2.6.501 y 7.2.6.502 de NMX-J-615-3-ANCE.									
- Sección 12.6 de NMX-J-103-ANCE para el factor de seguridad.											

<p>14.2.2.6 Prueba de grado de protección para envoltentes</p> <p>a) Objetivo: Comprobar cumplimiento de especificaciones de grados de protección de acuerdo a 6.10 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.7 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>14.2.2.7 Prueba de hermeticidad de la envoltente a temperatura ambiente</p> <p>a) Objetivo: Comprobar cumplimiento de especificaciones de hermeticidad de la envoltente de acuerdo a 6.2.4.2 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>b) Condiciones de prueba particulares: Se requiere que la temperatura ambiente sea de (20 ± 10) °C.</p> <p>c) Procedimiento de la prueba:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.8.1 de NMX-J-615-1-ANCE. • Para transformadores capacitivos de tensión se adicionan las instrucciones descritas en la sección 7.2.8.501 de NMX-J-615-1-ANCE. 							
<p>14.2.2.8 Prueba de presión para el envoltente</p> <p>a) Objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para transformadores de envoltente metálico aislados en gas ver sección 6.103 de la norma IEC 62271-203. • Para aisladores de transformadores aislados en gas ver normas IEC 62155 e IEC 61462-2. <p>b) Procedimiento de la prueba: Ver sección 7.2.9 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>14.2.2.9 Prueba de corriente de cortocircuito</p> <p>a) Objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comprobar que el transformador de corriente tenga asignado un valor de corriente térmica de cortocircuito nominal (I_{th}). El valor normalizado de la duración de I_{th} es 1 s. • Comprobar que la corriente dinámica nominal (I_{dyn}) sea 2.5 veces el valor de I_{th}. <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en PEC 2.4.</p> <p>14.2.2.10 Prueba de capacidad de aguante de cortocircuito</p> <p>a) Objetivo: Comprobar cumplimiento de especificaciones de acuerdo a la sección 6.301 de NMX-J-615-3-ANCE.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se deben seguir las instrucciones descritas en la sección 7.2.301 de NMX-J-615-3-ANCE.</p> <p>14.2.2.11 Prueba de aguante de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias</p> <p>a) Objetivo: Comprobar cumplimiento de especificaciones de acuerdo a la sección 7.3.1 de NMX-J-615-1-ANCE y la IEC60060-1.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.301 de NMX-J-615-1-ANCE-2017 y la IEC60060-1 y las instrucciones descritas en la Tabla 4.95:</p> <p>Tabla 4.95-Prueba de aguante a la tensión a la frecuencia del sistema en las terminales primarias.</p> <table border="1" data-bbox="260 1243 993 1320"> <thead> <tr> <th>Transformador de Corriente</th> <th>Transformador Inductivo de Tensión</th> <th>Transformador Capacitivo de Tensión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sección PEC 2.5 del Apéndice A</td> <td>Sección 7.3.1 de NMX-J-615-3-ANCE.</td> <td>Sección 7.3.1 de NMX-J-615-3-ANCE.</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.2.2.12 Prueba de medición de descargas parciales</p> <p>a) Objetivo: Comprobar cumplimiento de especificaciones de descargas parciales de</p>	Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión	Sección PEC 2.5 del Apéndice A	Sección 7.3.1 de NMX-J-615-3-ANCE.	Sección 7.3.1 de NMX-J-615-3-ANCE.	
Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión					
Sección PEC 2.5 del Apéndice A	Sección 7.3.1 de NMX-J-615-3-ANCE.	Sección 7.3.1 de NMX-J-615-3-ANCE.					

	<p>acuerdo a la sección 5.3.3.1 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>b) Instrumentación y circuitos de prueba requeridos: Se requiere emplear instrumentos y circuitos acordes a la norma IEC 60270. Ejemplos de circuito de prueba se tienen disponibles en la sección 7.3.2.1 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>c) Procedimiento de la prueba.</p> <ul style="list-style-type: none"> Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.3.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE. Se adicionan las instrucciones descritas en la Tabla 4.96: <p style="text-align: center;">Tabla 4.96- Prueba de medición de descargas parciales.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Transformador de Corriente</th> <th>Transformador Inductivo de Tensión</th> <th>Transformador Capacitivo de Tensión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">—</td> <td>Sección 7.3.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE</td> <td>Sección 7.3.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE.</td> </tr> </tbody> </table> <p>14.2.2.13 Prueba de aguante de tensión a la frecuencia del sistema entre secciones.</p> <p>a) Objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Comprobar que la tensión de aguante a la frecuencia del sistema del aislamiento entre secciones es de 3 kV, de acuerdo a la sección 5.3.4 de NMX-J-615-1-ANCE. 	Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión	—	Sección 7.3.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE	Sección 7.3.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE.	
Transformador de Corriente	Transformador Inductivo de Tensión	Transformador Capacitivo de Tensión						
—	Sección 7.3.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE	Sección 7.3.2.2 de NMX-J-615-1-ANCE.						
	<p>Esta prueba aplica sólo a transformadores de medida que tienen más de una sección.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.3.3 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>14.2.2.14 Prueba de aguante de tensión a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias</p> <p>a) Objetivo: Comprobar que la tensión de aguante a la frecuencia del sistema en las terminales secundarias es de 3 kV, de acuerdo a la sección 5.3.5 de NMX-J-615-1-ANCE y de 5.3.5 de NMX-J-615-5-ANCE para transformadores capacitivos de tensión.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.3.4 de NMX-J-615-1-ANCE.</p> <p>14.2.2.15 Prueba de comprobación de exactitud</p> <p>a) Objetivo: Mismo objetivo que la prueba de exactitud (ver 14.3.5).</p> <p>b) Procedimiento de la prueba.</p> <ul style="list-style-type: none"> Mismo procedimiento de la prueba de exactitud (ver 14.3.5), pero se permite un número reducido de puntos de medición y cargas, si la prueba de exactitud (ver 14.3.5) muestra que, en un transformador similar, tales puntos son suficientes para demostrar el cumplimiento de la prueba de exactitud (ver 14.3.5). Las mediciones deben hacerse empleando un sistema de prueba que tenga suficiente exactitud para determinar que el error intrínseco de los transformadores cumple la clase de exactitud correspondiente. En particular, debe obtenerse una incertidumbre inferior a un quinto del error máximo permisible dado para el punto de prueba correspondiente, a menos que se especifique una relación de exactitud distinta. <p>14.2.2.16 Prueba de comprobación de marcado</p> <p>a) Objetivo de la prueba: Comprobar cumplimiento del correcto marcado de acuerdo a la sección 5.3.2.3 de esta norma.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se verifica que los transformadores de medida lleven un marcado indeleble o una placa de datos adherida con los datos indicados en la sección 5.3.2.3.</p> <p>14.2.2.17 Prueba de hermeticidad de la envolvente a temperatura ambiente de rutina</p> <p>a) Objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Comprobar cumplimiento de especificaciones de hermeticidad de la envolvente de acuerdo a la sección 6.2.4.2 de NMX-J-615-1-ANCE para sistemas de presión 							

	<p>cerrados para gas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comprobar que no existe fuga en sistemas líquidos. <p>b) Condiciones de prueba particulares: Para sistemas de presión cerrados para gas se requiere que la temperatura ambiente sea de (20 ± 10) °C.</p> <p>c) Procedimiento de la prueba:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para sistemas de presión cerrados para gas se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.3.7.1 de NMX-J-615-1-ANCE. • Para sistemas líquidos se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.3.7.2 de NMX-J-615-1-ANCE. <p>14.2.2.18 Prueba de sobretensión entre espiras</p> <p>a) Objetivo: Comprobar que el aguante de tensión del aislamiento entre espiras es de 4.5 kV pico.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 9.4 de NMX-J-109-ANCE.</p>	
	<p>14.2.2.19 Prueba de medición de la capacitancia y factor de disipación dieléctrico.</p> <p>a) Objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comprobar que la capacitancia no cambia más allá de lo especificado en la sección 7.2.501.1 de NMX-J-615-5-ANCE. • Comprobar que el factor de disipación cumple con lo especificado en la sección 7.2.501.2 de NMX-J-615-5-ANCE. <p>b) Procedimiento de la prueba:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para la medición de capacitancia se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.501.1 de NMX-J-615-5-ANCE. • Para la medición de factor de disipación se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.501.2 de NMX-J-615-5-ANCE. <p>14.2.2.20 Prueba de aguante de impulsos cortados en terminales primarias</p> <p>a) Objetivo: Comprobar que los transformadores de medida, diferentes de los dispositivos GIS, sean capaces de aguantar una tensión de impulso por rayo cortado entre sus terminales primarias de acuerdo a la sección 5.3.3.2 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se deben seguir las instrucciones descritas en la sección 7.4.1 de NMX-J-615-1-ANCE y de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>14.2.2.21 Prueba de ferresonancia</p> <p>a) Objetivo: Comprobar que el diseño y construcción de un transformador capacitivo de tensión previene oscilaciones de ferresonancia sostenidas de acuerdo a la sección 6.502 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.503 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>14.2.2.22 Prueba de capacidad de aguante de corto circuito</p> <p>a) Objetivo: Comprobar que un transformador capacitivo de tensión aguanta los efectos de un corto circuito en las terminales de sus devanados secundarios de acuerdo a las secciones 6.501 y 7.2.502 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.2.502 de NMX-J-615-5-ANCE-2017.</p> <p>14.2.2.23 Prueba de hermeticidad del diseño de unidades capacitivas</p> <p>a) Objetivo: Comprobar la hermeticidad del diseño de unidades capacitivas de acuerdo a las secciones 6.1.4 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.4.502 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>14.2.2.24 Prueba de comprobación de ferresonancia</p> <p>a) Objetivo: Comprobar que el diseño y construcción de un transformador capacitivo de</p>	

	<p>tensión cumple con las especificaciones de la sección 7.3.501 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p>b) Procedimiento de la prueba: Se siguen las instrucciones descritas en la sección 7.3.501 de NMX-J-615-5-ANCE.</p> <p><u>PROPUESTA:</u> Sustituir numeral 14 por la referencia a las pruebas prototipo y de rutina que se indican en las normas mexicanas. No es necesario definir los objetivos y procedimientos de prueba.</p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u> Las pruebas indicadas en el numeral 14, son las mismas que ya están establecidas en las normas mexicanas de producto. El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización prevé que, al elaborar Normas Oficiales Mexicanas, las dependencias podrán optar por referirlas total o parcialmente a normas mexicanas vigentes. (Artículo 30, fracción II).</p>	
<p>69</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p><u>NUMERAL:</u> Capítulo 15 Procedimiento de Evaluación de la Conformidad</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p> <p><u>PROPUESTA:</u></p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se sugiere revisar y definir las pruebas parciales. Las pruebas referenciadas son las mismas que las pruebas para aprobación de modelo o prototipo, dichas pruebas son hechas en laboratorio en condiciones controladas y algunas de ellas son severas. Se sugiere adoptar el termino pruebas de rutina y definir claramente las pruebas y sus características para medidores con calidad de la potencia. Se solicita aclarar las pruebas para medidores con calidad de la potencia y el método. En E.1.4 Seguimiento y medición del producto (Inspección y prueba). Se señalan las pruebas de rutina. Aclarar</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue:</p> <p>14.5.6.4. Asimismo, debe seguirse lo siguiente:</p> <p>I. Selección de la muestra para certificación inicial:</p> <p>a) Para medidores: el tamaño de la muestra es el que se establece en la Tabla 4.2.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las muestras tipo se deben seleccionar al azar y por personal autorizado del Organismo de Certificación de Producto. - Los especímenes se guardarán o asegurarán, en forma tal que no sea posible su violación sin dejar huella. <p>b) Para transformadores de medida: el tamaño de la muestra es el que se establece en 9.4.1 a).</p> <p>II. Selección de esquema de pruebas</p> <p>a) Pruebas por primera vez:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Para medidores: La muestra seleccionada con base en I. a) inmediato anterior, debe someterse a las pruebas que se indican en las Tablas 4.1 y 4.3 y de los capítulos 10.1, 10.2.1 y 10.2.4; - Para transformadores de medida: La muestra seleccionada con base en I. b) inmediato anterior, debe someterse a las pruebas prototipo y especiales indicadas en la Tabla 3.3. <p>Las pruebas se realizarán bajo la responsabilidad del laboratorio de pruebas y del organismo de certificación que reconozca los informes.</p> <p>Cuando las pruebas se realicen en laboratorios acreditados e independientes al solicitante, no será necesaria la testificación por parte del OCP.</p> <p>En caso de que las pruebas se realicen en las instalaciones del solicitante, en un laboratorio dependiente de la propia organización del solicitante o en un laboratorio externo no acreditado, es requisito indispensable que las pruebas sean atestiguadas por el OCP.</p> <p>El OCP debe verificar que los instrumentos, equipos y dispositivos de medición estén calibrados por Laboratorios de Calibración Acreditados, o trazables a patrones nacionales o internacionales, evidenciado documentalmente con los informes de calibración.</p> <p>b) Revalidación de informes de laboratorio: El interesado podrá solicitar que el OCP reconozca los informes de prueba a que se refiere 14.5.3. La validez de dichos informes está sujeta a previa revisión, por parte del OCP, de la consistencia entre los resultados de la evaluación de la conformidad de dichos informes y los requisitos establecidos en la norma oficial mexicana, así como de la validez y autenticidad de los mismos.</p> <p>III. Los informes de prueba que se pretendan emplear para fines de certificación; deberán ser presentados en idioma español o inglés;</p> <p>IV. El interesado debe entregar al OCP, una carta compromiso en la que señale y asuma</p>

		<p>la responsabilidad del producto a certificar;</p> <p>V. El interesado debe anexar a la solicitud, la documentación técnica del medidor o del transformador de medida, según corresponda, de acuerdo con el Apéndice B;</p> <p>VI. Homogeneidad de la producción: El interesado deberá tener implantado en su proceso de manufactura una serie de controles que garanticen la homogeneidad de la producción. Para demostrar el cumplimiento de la homogeneidad de la producción el interesado debe demostrar cumplimiento con alguno de los dos esquemas siguientes:</p> <p>a) Con certificación del sistema de gestión de la calidad vigente: Presentar al OCP el certificado del sistema de gestión de la calidad, vigente, que incluya dentro de su alcance, el proceso de manufactura del medidor o transformador de medida, a certificar, según corresponda. Dicho certificado debe haber sido emitido por un organismo de certificación de sistemas de gestión de la calidad, nacional, o extranjero, acreditado en la norma mexicana NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su correspondiente internacional vigente.</p> <p>El OCP deberá efectuar una visita inicial a dicho proceso de manufactura, para comprobar la implantación del sistema de gestión de calidad. En caso de no contar con la renovación del certificado de calidad, el interesado debe notificarlo al OCP, y en todo caso, migrará al esquema indicado en b) siguiente.</p> <p>b) Sin certificación del sistema de gestión de la calidad: Presentar al OCP la documentación de la implementación del sistema de gestión de la calidad, que contenga los requisitos de la norma NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su correspondiente internacional vigente (véase Apéndice C).</p> <p>El OCP deberá efectuar una visita inicial y posteriormente visitas de seguimiento a dicho proceso de manufactura, cada año</p>
70	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: Título Sexto, 15. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad TEXTO DEL PROYECTO: 15.1 Introducción El presente procedimiento para la evaluación de la conformidad establece las directrices que deberán observar los interesados que pretendan demostrar el cumplimiento con este proyecto de norma oficial mexicana, de los medidores y transformadores de instrumento por separado o integrado en un sistema de medición objetos del mismo. El Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al comercio de la Organización Mundial del Comercio, contempla el compromiso de sus miembros de armonizar los procedimientos de evaluación de la conformidad, en el mayor grado posible, con las orientaciones o recomendaciones referentes a los procedimientos de evaluación de la conformidad de los organismos internacionales de normalización. Para lo anterior, la Organización Mundial de Comercio, OMC, define que un procedimiento para la evaluación de la conformidad es "todo procedimiento utilizado, directa o indirectamente, para determinar que se cumplen las prescripciones pertinentes de los reglamentos técnicos o normas". PROPUESTA: Ver propuesta anexa JUSTIFICACIÓN: De conformidad con el inciso 6 de la Norma Internacional ISO/IEC 17067: 2013 <i>Evaluación de la conformidad — Fundamentos de la certificación de producto y directrices para los esquemas de certificación de producto</i>, se sugiere desarrollar un esquema de evaluación de la conformidad específico para esta Norma Oficial Mexicana, debido a que este tipo de productos no se fabrican para venta al público en general, son aparatos especializados para un uso muy particular, por lo que sería conveniente adoptar las prácticas con las que eran evaluados los medidores y transformadores por parte de la Comisión Federal de Electricidad pero; adaptándolas a los procedimientos de evaluación de la conformidad previstos en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue: TÍTULO SEXTO PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD 14. Disposiciones Generales De conformidad con los Artículos 68, 70 y 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se establece el presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad. La evaluación de la conformidad de los medidores y transformadores de medida objeto de la presente norma oficial mexicana, debe realizarse por personas acreditadas y aprobadas en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, de acuerdo con lo indicado en el Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad que a continuación se describe. 14.1 Objetivo y campo de aplicación El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, establece las directrices que deberán observar los interesados, para demostrar con fines oficiales, el cumplimiento con la NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica - Medidores y transformadores de medida - Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad; así como las que deberán observar las personas acreditadas y aprobadas que intervienen en su proceso de evaluación de la conformidad. Este Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad es aplicable cuando para fines oficiales los medidores y transformadores de medida, cubiertos por el campo de aplicación de la NOM-001-CRE/SCFI-2019, requieran comprobar el cumplimiento con la misma. 14.2 Referencias Para los fines de este Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, es indispensable aplicar las normas oficiales mexicanas y normas mexicanas que se indican a continuación, o las que las sustituyan:</p>

	<p>El esquema puede considerar la agrupación de familias a partir de la cual, se expediría, un certificado con una vigencia indefinida, pero exigible cada vez que se pretenda comercializar los productos, soportado en pruebas iniciales y parciales, en la aprobación de modelo o prototipo y un esquema de verificación en sitio. Se anexa propuesta.</p>	<p>NOM-106-SCFI-2017 Características de diseño y condiciones de uso de la contraseña oficial. (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2017).</p> <p>NMX-CC-9001-IMNC-2015 Sistemas de gestión de la calidad - Requisitos (Cancela a la NMX-CC-9001-IMNC-2008, Sistemas de gestión de calidad - Requisitos) (Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de mayo de 2016).</p>
		<p>NMX-EC-17020-IMNC-2014 Evaluación de la conformidad - Requisitos para el funcionamiento de diferentes tipos de unidades (Organismos) que realizan la verificación (Inspección) (Cancela a la NMX-EC-17020-IMNC-2000) (Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 06 de junio de 2014).</p> <p>NMX-EC-17025-IMNC-2006 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración (Cancela a la NMX-EC-17025-IMNC-2000) (Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de julio de 2006).</p> <p>NMX-EC-17065-IMNC-2014 Evaluación de la conformidad - Requisitos para organismos que certifican productos, procesos y servicios (Cancela a la NMX-EC-065-IMNC-2000) (Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 06 de junio de 2014).</p> <p>NMX-Z-12/2-1987 Muestreo para la inspección por atributos - Parte 2: Métodos de muestreo, tablas y gráficas (Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de octubre de 1987).</p> <p>14.3 Definiciones Para efectos de aplicación de este Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, se establecen las abreviaturas y definiciones siguientes, además de las dispuestas por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y su Reglamento:</p> <p>14.3.1 Norma Oficial Mexicana La norma oficial mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica - Medidores y transformadores de medida - Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.</p> <p>14.3.2 Medidor Todo medidor de energía eléctrica objeto del campo de aplicación del presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, independientemente de sus funcionalidades (medición de energía activa, reactiva, calidad de la potencia, etc.). NOTA: Véanse definiciones 3.35 a 3.40.</p> <p>14.3.3 Transformador de medida</p>
		<p>Todo transformador de medida objeto del campo de aplicación del presente Procedimiento de la Evaluación de la Conformidad, independientemente de su tipo (potencial inductivo, potencial capacitivo, corriente, combinado, etc.). NOTA: Véanse definiciones 3.61 y 3.62.</p> <p>14.3.4 Evaluación de la conformidad Determinación del grado de cumplimiento con las normas oficiales mexicanas o la conformidad con las normas mexicanas, las normas internacionales u otras especificaciones, prescripciones o características. Comprende, entre otros, los procedimientos de muestreo, prueba, calibración, certificación y verificación.</p> <p>14.3.5 Personas acreditadas Los organismos de certificación, laboratorios de prueba, laboratorios de calibración y unidades de</p>

		<p>verificación reconocidos por una entidad de acreditación, en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, para la evaluación de la conformidad de la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.6 Personas aprobadas Los organismos de certificación, laboratorios de prueba, laboratorios de calibración y unidades de verificación aprobados por la Comisión Reguladora de Energía y por la Secretaría de Economía, en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, para la evaluación de la conformidad de la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.7 Certificación Procedimiento por el cual se asegura que un medidor o transformador de medida, se ajusta a los requisitos establecidos en la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.8 Certificación inicial Certificación que por primera y única vez se realiza a un modelo de medidor o transformador de medida, para comprobar el grado de cumplimiento con la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.9 Aprobación del modelo o prototipo Decisión de relevancia legal, con base en el informe de la evaluación, de que el modelo de instrumento de medición cumple con los requisitos legales pertinentes y es adecuado para ser utilizado en el área regulada de manera que se espera que proporcione resultados de medición confiables en un periodo de tiempo definido.</p> <p>14.3.10 Certificado de cumplimiento Documento obtenido de la certificación inicial, mediante el cual un Organismo de Certificación de Producto acreditado y aprobado, hace constar que el medidor o el transformador de medida cumple con las especificaciones establecidas en la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.11 Seguimiento Evaluación a medidores o transformadores de medida, mediante muestreo y pruebas, posterior a la expedición del certificado de cumplimiento, para comprobar que cierto lote de productos, cumple con los requisitos establecidos en la norma oficial mexicana y con las condiciones bajo las cuales se dio la certificación inicial.</p> <p>14.3.12 Constancia de liberación Documento obtenido en el seguimiento, mediante el cual un Organismo de Certificación de Producto acreditado y aprobado, que avala que cierto lote (s), tiene (n) aprobación del modelo o prototipo, certificado de cumplimiento, y que ha (n) aprobado las pruebas correspondientes, establecidas en la presente norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.13 Certificado del sistema de gestión de la calidad Documento mediante el cual un organismo de certificación de sistemas de gestión de la calidad, acreditado en los términos de Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y su Reglamento, hace constar que un interesado determinado cumple con los requisitos establecidos en la norma mexicana NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su correspondiente internacional, y que incluye dentro de su alcance, el proceso de manufactura del medidor o transformador de medida, a certificar, según corresponda.</p>
		<p>14.3.14 Verificación Constatación ocular o comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio, o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad en un momento determinado. Es realizada por Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas.</p> <p>14.3.15 Dictamen de verificación documento que emite y firma la Unidad de Verificación acreditada y aprobada, mediante el cual dictamina que un medidor de y/o transformador de medida, cumple con la norma oficial mexicana, en un momento determinado.</p> <p>14.3.16 Listas de verificación</p>

		<p>Documentos que elabora y utiliza la Unidad de Verificación acreditada y aprobada durante la visita de verificación.</p> <p>14.3.17 Alcance de la verificación Medidor y/o transformador de medida, que el solicitante de la verificación requiera que sea verificado.</p> <p>14.3.18 Organismo de Certificación de Producto, OCP Personas morales acreditadas y aprobadas, que tengan por objeto realizar funciones de certificación.</p> <p>14.3.19 Unidad de Verificación, UVAA Persona física o moral que realiza actos de verificación.</p> <p>14.3.20 Laboratorio de pruebas, laboratorio Persona acreditada y aprobada, en los términos establecidos por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y su Reglamento, que tenga por objeto realizar actividades y pruebas.</p> <p>14.3.21 Informe de pruebas Documento que emite un laboratorio de pruebas acreditado y aprobado, mediante el cual se hacen constar los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a un medidor o transformador de medida, conforme a las especificaciones establecidas en la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.22 Muestra Uno o más elementos, destinados a proporcionar información sobre la población de medidores o transformadores de medida, de la cual fue tomada.</p> <p>14.3.23 Prueba prototipo Prueba de conformidad, realizada en uno o más medidores o transformadores de medida representativos de la producción.</p> <p>14.3.24 Prueba de rutina Prueba de conformidad, realizada a medidores o transformadores de medida, de forma individual, durante o después de la fabricación.</p> <p>14.3.25 Prueba de aceptación Pruebas realizadas a los medidores o transformadores de medida por muestreo, por un Organismo de Certificación de Producto acreditado y aprobado, a un lote próximo a ser entregado al cliente.</p> <p>14.3.26 Lote Conjunto de unidades de medidores o transformadores de medida, del cual se toma la muestra para su evaluación y así determinar su conformidad con la norma oficial mexicana. Cada lote está constituido por especímenes (unidades de producto) de un solo tipo, clase, tamaño y composición, fabricados esencialmente bajo las mismas condiciones en el mismo tiempo.</p> <p>14.3.27 Esquema de certificación Sistema de certificación aplicado a medidores o transformadores de medida, a los que se aplican los mismos requisitos especificados, reglas y procedimientos específicos.</p>
		<p>14.3.28 Familia de productos Conjunto de modelos de diseño común, construcción, partes, o conjuntos esenciales que aseguran la conformidad con los requisitos aplicables.</p> <p>NOTA: Una familia de productos puede definirse en función de una configuración completa de un producto, una lista de componentes o subensambles más una descripción de la forma en que cada uno de los modelos que la componen, están contruidos. Todos los modelos que están incluidos en la familia tienen típicamente un diseño, construcción, partes o ensambles esenciales comunes para asegurar la conformidad con los requisitos aplicables.</p> <p>14.3.29 Validez del certificado Los certificados de cumplimiento tendrán validez cuando sean emitidos por Organismos de</p>

		<p>Certificación de Producto, y durante su vigencia, servirán como medio para demostrar el cumplimiento del producto con la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.30 Suspensión del certificado Acto mediante el cual el Organismo de Certificación de Producto interrumpe la validez, de manera temporal, parcial o total, del certificado de cumplimiento.</p> <p>14.3.31 Informe del sistema de gestión de la calidad del proceso de producción Documento que elabora un Organismo de Certificación de Producto para hacer constar que existe un sistema de gestión de calidad aplicado a un determinado el proceso de manufactura, y que éste contempla procedimientos de inspección al producto sujeto al cumplimiento con la norma oficial mexicana.</p> <p>14.3.32 Transportista Organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.</p> <p>14.3.33 Distribuidor Organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.</p> <p>14.3.34 Criterio general en materia de certificación Aquel que posibilita la aplicación, claridad e interpretación de la norma oficial mexicana o de las normas mexicanas o normas internacionales referidas en la misma, por parte de los Organismos de Certificación de Producto; sin pretender sobreregular, modificar el campo de aplicación o las disposiciones de la norma oficial mexicana y para armonizar los procedimientos de certificación de los Organismos de Certificación de Producto.</p> <p>14.3.35 Interesado Se refiere al fabricante, importador, comercializador, distribuidor o proveedor.</p> <p>14.3.36 Comisión Comisión Reguladora de Energía.</p> <p>14.3.37 Solicitante Persona que requiere a una UVAA, el servicio de verificación de uno o más sistemas de medición.</p> <p>14.3.38 LFMN Ley Federal sobre Metrología y Normalización.</p> <p>14.3.39 RLFMN Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.</p> <p>14.3.40 PEC Procedimiento para la Evaluación de la conformidad</p> <p>14.3.41 Sistema de medición El conjunto integrado por el medidor y el transformador de medida, sujetos a verificación.</p> <p>14.3.42 Acta circunstanciada Documento elaborado por la UVAA en cada una de las visitas de verificación a los sistemas de medición.</p>
		<p>14.3.43 Expediente técnico Documentación que incluye las listas de verificación, los informes de las pruebas, mediciones, comprobaciones, constancia de liberación y demás información que se recabe o genere durante el proceso de la verificación.</p> <p>14.4 Disposiciones generales</p> <p>14.4.1 La evaluación de la conformidad de los productos comprendidos en el alcance de la norma oficial mexicana se realiza en las cuatro fases siguientes, en el orden indicado:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Certificación inicial: es responsabilidad del interesado, someter el medidor o el transformador de medida, según corresponda, al procedimiento de certificación, para asegurar que dicho producto, se ajusta a los requisitos establecidos en la norma oficial

		<p>mexicana. La certificación debe realizarse por Organismos de Certificación de Producto acreditados y aprobados. (Véase 14.5).</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Aprobación del modelo o prototipo: Es responsabilidad del interesado, tramitar la aprobación del modelo o prototipo del medidor o del transformador de medida, según corresponda, para validar el diseño con base en las especificaciones de la norma oficial mexicana. La aprobación del modelo o prototipo será realizada por la Secretaría de Economía en los términos que ésta establezca. 3. Seguimiento: es responsabilidad del interesado solicitar el seguimiento de cada uno de los lotes de medidores o transformadores de medida que pretende suministrar. El seguimiento debe realizarse por el OCP con el que se realizó la certificación inicial. (Véase 14.6) 4. Verificación: Es responsabilidad del transportista o distribuidor, solicitar la verificación de sus sistemas de medición, para evaluar la conformidad de los mismos con los requisitos establecidos en la NOM-001-CRE/SCFI-2019. La verificación debe realizarse por Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas. (Véase 14.7) <p>14.4.2 Una vez aprobado el modelo o prototipo, se puede comenzar con la fabricación, importación y comercialización del medidor o del transformador de medida.</p> <p>14.4.3 Uso de la contraseña oficial NOM Los medidores y transformadores de medida, objeto de cumplimiento con la presente norma oficial mexicana, podrán ostentar la Contraseña Oficial que denote la certificación por personas acreditadas y aprobadas; para ello debe colocarse la contraseña oficial sobre producto, pudiéndose exhibir a través de una etiqueta. El uso de la contraseña oficial debe cumplir con lo señalado en la NOM-106-SCFI-2017.</p> <p>14.4.4 Criterios de certificación Los criterios generales en materia de certificación deberán ser elaborados mediante Comités de Certificación y aprobados por la Comisión, con fundamento en el artículo 80, fracción III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 91 de su Reglamento. Comprenden, entre otros, las agrupaciones de modelos de productos como una familia de productos, requisitos documentales para la certificación, la mecánica de seguimiento posterior a la emisión del certificado, la determinación de pruebas parciales, así como las recomendaciones y lineamientos establecidos por los organismos internacionales de normalización, reconocidos por el gobierno mexicano, en lo que respecta a la evaluación de la conformidad.</p>
		<p>Estos criterios podrán ser propuestos a la Comisión por parte de las personas acreditadas y aprobadas o por cualquier otro usuario de la norma, y serán analizados en un Comité de Certificación, a los cuales la propia Comisión dará respuesta en los términos del artículo 91, párrafo tercero del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y los notificará a los interesados.</p> <p>14.5 Certificación inicial</p> <p>14.5.1 La certificación para transformadores de medida se expedirá por producto o familia de productos. Pueden ser titulares de dichos certificados las personas físicas o morales que sean mexicanos o fabricantes de otros países, con representación legal en los Estados Unidos Mexicanos. El certificado de cumplimiento es válido sólo para el titular.</p> <p>14.5.2 La certificación para medidores se expedirá por producto identificando claramente el número de parte, modelo, catalogo, según corresponda: parámetros nominales de operación, clase de exactitud, capacidad de memoria, número de puertos, montaje, tipo de conexión, así como la versión de software legalmente relevante entre otros. Pueden ser titulares de dichos certificados las personas físicas o morales que sean mexicanos o fabricantes de otros países, con representación legal en los Estados Unidos Mexicanos. El certificado de cumplimiento es válido sólo para el titular.</p> <p>14.5.3 El informe de pruebas emitido por un laboratorio de pruebas, previo a la publicación de la NOM-001-CRE/SCFI-2019 en el Diario Oficial de la Federación, es válido para fines de</p>

		<p>certificación, previa revisión técnica y validación de los resultados de evaluación de la conformidad, por parte de un OCP.</p> <p>14.5.4 Los certificados de cumplimiento tendrán vigencia indefinida, sujeta al cumplimiento de las visitas de seguimiento y mantenimiento de las condiciones bajo las cuales fue otorgado.</p> <p>14.5.5 Si el medidor o el transformador de medida ha sido modificado (cambio de módulo (s) de software legalmente relevante, cuando aplique, o de uno o varios de sus componentes o materiales por otro u otros de características diferentes a aquellas que lo integraban cuando obtuvo su certificación, y este cambio no se notificó al OCP), el certificado de cumplimiento perderá su validez o vigencia, debiendo ser sometidos nuevamente al proceso de certificación. El certificado también perderá la vigencia cuando entre en vigor la modificación de la norma cuya metodología, valores de prueba y criterios de evaluación con que fue probado el prototipo cambiaron. Si, además, el proceso de fabricación con el que se fabricó el prototipo cambió, el certificado pierde su vigencia.</p> <p>14.5.6 Fase preparatoria</p> <p>14.5.6.1 El interesado debe solicitar al OCP los requisitos o la información necesaria para iniciar con la prestación del servicio.</p> <p>14.5.6.2 El OCP debe proporcionar al interesado y tener disponible cuando se le solicite, ya sea a través de publicaciones, medios electrónicos u otros medios, lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Solicitud de servicios de certificación (la solicitud); II. Información acerca de las reglas y procedimientos para otorgar, mantener, ampliar, suspender y cancelar la certificación; III. Información acerca del proceso de certificación relacionado con cada esquema de certificación de producto; IV. El listado completo de los laboratorios acreditados y aprobados en la norma oficial mexicana, y las reglas para reconocer los informes de prueba emitidos hasta antes de la publicación de la misma en el Diario Oficial de la Federación. V. El contrato de prestación de servicios que contenga al menos lo siguiente: <ol style="list-style-type: none"> a) Declaraciones de la constitución y personalidad jurídica del OCP y del interesado; b) Condiciones del servicio; c) Confidencialidad; d) Licencias uso de marca; e) Obligaciones del OCP; f) Obligaciones del interesado; g) Responsabilidad e indemnización; h) Incumplimientos y recursos (suspensión y cancelación); i) Vigencia de contrato; j) Terminación del contrato; k) Medios de notificación aceptados (medios electrónicos, personal, entre otros).
		<p>14.5.6.3 Una vez que el interesado ha analizado la información para la certificación debe presentar la solicitud debidamente documentada, anexando el contrato de prestación de servicios de certificación que celebre con el OCP, firmado en original, por duplicado. El contrato debe ser firmado por el representante legal o apoderado de la empresa titular del certificado. Para acreditar dicha representación se debe presentar copia simple del acta constitutiva o poder notarial de dicho representante, así como copia de la identificación oficial. Los interesados de otros países deberán anexar copia simple del documento legal que acredite la constitución de la persona moral que solicite el servicio,</p>

		<p>acompañada de su correspondiente traducción oficial al español y, tratándose de personas físicas, copia simple de una credencial o identificación oficial con fotografía.</p> <p>14.5.6.4 Asimismo, debe seguirse lo siguiente:</p> <p>I. Selección de la muestra para certificación inicial:</p> <p>a) Para medidores: el tamaño de la muestra es el que se establece en la Tabla 4.2.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las muestras tipo se deben seleccionar al azar y por personal autorizado del Organismo de Certificación de Producto. - Los especímenes se guardarán o asegurarán, en forma tal que no sea posible su violación sin dejar huella. <p>b) Para transformadores de medida: el tamaño de la muestra es el que se establece en 9.4.1 a).</p> <p>II. Selección de esquema de pruebas</p> <p>a) Pruebas por primera vez:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Para medidores: La muestra seleccionada con base en I. a) inmediato anterior, debe someterse a las pruebas que se indican en las Tablas 4.1 y 4.3 y de los capítulos 10.1, 10.2.1 y 10.2.4; - Para transformadores de medida: La muestra seleccionada con base en I. b) inmediato anterior, debe someterse a las pruebas prototipo y especiales indicadas en la Tabla 3.3. <p>Las pruebas se realizarán bajo la responsabilidad del laboratorio de pruebas y del organismo de certificación que reconozca los informes.</p> <p>Cuando las pruebas se realicen en laboratorios acreditados e independientes al solicitante, no será necesaria la testificación por parte del OCP.</p> <p>En caso de que las pruebas se realicen en las instalaciones del solicitante, en un laboratorio dependiente de la propia organización del solicitante o en un laboratorio externo no acreditado, es requisito indispensable que las pruebas sean atestiguadas por el OCP.</p> <p>El OCP debe verificar que los instrumentos, equipos y dispositivos de medición estén calibrados por Laboratorios de Calibración Acreditados, o trazables a patrones nacionales o internacionales, evidenciado documentalmente con los informes de calibración.</p> <p>b) Revalidación de informes de laboratorio: El interesado podrá solicitar que el OCP reconozca los informes de prueba a que se refiere 14.5.3. La validez de dichos informes está sujeta a previa revisión, por parte del OCP, de la consistencia entre los resultados de la evaluación de la conformidad de dichos informes y los requisitos establecidos en la norma oficial mexicana, así como de la validez y autenticidad de los mismos.</p> <p>III. Los informes de prueba que se pretendan emplear para fines de certificación; deberán ser presentados en idioma español o inglés;</p> <p>IV. El interesado debe entregar al OCP, una carta compromiso en la que señale y asuma la responsabilidad del producto a certificar;</p> <p>V. El interesado debe anexar a la solicitud, la documentación técnica del medidor o del transformador de medida, según corresponda, de acuerdo con el Apéndice B;</p> <p>VI. Homogeneidad de la producción: El interesado deberá tener implantado en su proceso de manufactura una serie de controles que garanticen la homogeneidad de la producción. Para demostrar el cumplimiento de la homogeneidad de la producción el interesado debe demostrar cumplimiento con alguno de los dos esquemas siguientes:</p>
		<p>a) Con certificación del sistema de gestión de la calidad vigente: Presentar al OCP el certificado del sistema de gestión de la calidad, vigente, que incluya dentro de su alcance, el proceso de manufactura del medidor o transformador de medida, a certificar, según corresponda. Dicho certificado debe haber sido emitido por un organismo de certificación de sistemas de gestión de la calidad, nacional, o</p>

		<p>extranjero, acreditado en la norma mexicana NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su correspondiente internacional vigente.</p> <p>El OCP deberá efectuar una visita inicial a dicho proceso de manufactura, para comprobar la implantación del sistema de gestión de calidad. En caso de no contar con la renovación del certificado de calidad, el interesado debe notificarlo al OCP, y en todo caso, migrará al esquema indicado en b) siguiente.</p> <p>b) Sin certificación del sistema de gestión de la calidad: Presentar al OCP la documentación de la implementación del sistema de gestión de la calidad, que contenga los requisitos de la norma NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su correspondiente internacional vigente (véase Apéndice C).</p> <p>El OCP deberá efectuar una visita inicial y posteriormente visitas de seguimiento a dicho proceso de manufactura, cada año.</p> <p>14.5.7 Fase de certificación</p> <p>14.5.7.1 Con base en lo descrito en el presente capítulo, el OCP iniciará con el proceso de certificación, para lo cual deberá llevar a cabo lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Evaluación inicial del sistema de gestión del proceso de manufactura: Dicha evaluación debe ser realizada por personal del OCP, con competencia técnica para evaluar los sistemas de medición y el proceso de manufactura, de acuerdo con el Apéndice G; II. Derivado de dicha evaluación, el OCP deberá generar el informe de evaluación del sistema de gestión de la calidad del proceso de manufactura, de acuerdo con el Apéndice E; III. Determinación del grado de cumplimiento de los requisitos establecidos en la norma oficial mexicana y por medio de evaluación a través de informes de pruebas, revisión de planos, marcado, instructivo, manuales, etc. IV. Decisión sobre la certificación; V. Autorización de uso del certificado de la conformidad del producto; <p>14.5.7.2 Los certificados de cumplimiento emitidos por el OCP deben contener al menos la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Nombre del OCP, fecha y lugar de expedición; b) Número o identificación de la solicitud de certificación; c) Número de certificado de cumplimiento; d) Número de los informes de prueba que se toman como base para otorgar la certificación del producto; e) Nombre del interesado; f) Domicilio fiscal; g) Nombre del producto certificado; h) Indicar la norma oficial mexicana que se certifica; i) Domicilio de fábrica; j) País de origen; k) Fecha de emisión del certificado de cumplimiento; l) Firma del personal autorizado por el OCP; m) Marca; n) Modelo; o) Especificaciones del producto; p) Solo para los instrumentos de medición, identificación de la versión del software. <p>14.6 Seguimiento a la certificación</p>
--	--	--

		<p>Toda certificación de medidores o transformadores de medida debe seguir el proceso de seguimiento que se indica a continuación:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Los seguimientos deben realizarse a cada uno de los lotes que el interesado pretende suministrar, para lo cual, el interesado debe entregar al OCP una declaración del alcance del lote, mediante identificación única de los productos que lo conforman; II. Requisitos para seguimiento: <ol style="list-style-type: none"> a) Para transformadores de medida: <ol style="list-style-type: none"> a.1 El interesado debe presentar al OCP, evidencia de haber realizado las pruebas de rutina establecidas en la Tabla 3.3 al 100% de los transformadores de medida que integran el lote que se pretende suministrar. a.2 El interesado debe entregar al OCP, evidencia de haber obtenido la Aprobación del modelo o prototipo para el modelo (s) de transformadores de medida, que integren dicho lote. a.3 Cuando el OCP haya recibido y corroborado la información a que se refiere a.1 y a.2, procederá a programar la visita de seguimiento, en la cual, recabará una muestra tipo del lote, seleccionada de acuerdo con lo indicado en la NMX-Z-12/2-1987, con un nivel de inspección general II y nivel de calidad aceptable (NCA) de 0.65%, plan de muestreo sencillo para inspección normal (tabla II-A de la NMX-Z-12/2-1987). a.4 La muestra seleccionada de acuerdo con a.3, deberá ser sometida a las pruebas de rutina establecidas en la Tabla 3.3. b) Para medidores: <ol style="list-style-type: none"> b.1 El interesado debe presentar al OCP, evidencia de haber realizado las pruebas de rutina que se indican en la Tabla PEC 1, 2 y 3 al 100% de los medidores que integran el lote que se pretende suministrar. b.2 El interesado debe entregar al OCP, evidencia de haber obtenido la Aprobación del modelo o prototipo para el modelo (s) de medidor, que integren dicho lote. b.3 Cuando el OCP haya recibido y corroborado la información a que se refiere b.1 y b.2, procederá a realizar el seguimiento, en la cual, recabará una muestra tipo del lote, seleccionada de acuerdo con lo indicado en la NMX-Z-12/2-1987, con un nivel de inspección general II y nivel de calidad aceptable (NCA) de 0.65%, plan de muestreo sencillo para inspección normal (tabla II-A de la NMX-Z-12/2-1987). b.4 La muestra seleccionada de acuerdo con b.3, deberá ser sometida a las pruebas de aceptación establecidas en las Tablas PEC 3, 4, 5, 6 y 7 según corresponda conforme al tipo de medición. b.5 Para energía activa y reactiva, los patrones de referencia deben tener una relación de exactitud respecto al medidor bajo prueba, mínima de 4 a 1. b.6 El OCP deberá asegurarse, por alguno de los medios que se indican en 7.6, que la versión del software legalmente relevante de los equipos que integran el lote, coincide con el indicado en el certificado de cumplimiento.
		<p>Cuando las pruebas se realicen en laboratorios acreditados e independientes al solicitante, no será necesaria la testificación por parte del OCP.</p> <p>En caso de que las pruebas se realicen en las instalaciones del solicitante, en un laboratorio dependiente de la propia organización del solicitante o en un laboratorio externo no acreditado, es requisito indispensable que las pruebas sean atestiguadas por el OCP.</p>

		<p>El OCP debe verificar que los instrumentos, equipos y dispositivos de medición estén calibrados por Laboratorios de Calibración Acreditados, o trazables a patrones nacionales o internacionales, evidenciado documentalmente con los informes de calibración.</p> <p>III. Constancia de liberación: Posterior al seguimiento, siempre y cuando se obtengan resultados aprobatorios, de acuerdo con los criterios de muestreo establecidos en I y II inmediatos anteriores, el OCP emitirá una constancia de liberación, en la cual debe señalar cada uno de los números de serie o datos de identificación de los productos que integran el lote al que se le dio seguimiento;</p> <p>IV. Visitas de seguimiento: En las visitas de seguimiento debe observarse lo que se indica en los incisos a) a h) siguientes:</p> <p>a) El OCP debe tener procedimientos para re-evaluar, en caso de cambios que afecten significativamente el diseño o especificación del medidor o transformador de medida, o cambios en las normas aplicables a los mismos en los términos que señala la NMX-EC-17065-IMNC-2014;</p> <p>b) De cada visita de seguimiento, sea cual sea el resultado, el OCP debe expedir un informe de seguimiento, firmado por el representante del mismo, así como por el titular del certificado que intervino. La falta de participación del titular en el seguimiento o su negativa a firmar el informe, no afectará su validez;</p> <p>c) Las visitas de seguimiento que lleve a cabo el OCP, se practicarán únicamente por personal autorizado por el mismo;</p> <p>d) El titular del certificado tiene la obligación de permitir el acceso y proporcionar las facilidades necesarias al personal del OCP, en los términos del contrato de prestación de servicio que haya suscrito con el mismo;</p> <p>e) En los informes de seguimiento y en las constancias de liberación, se hará constar al menos lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nombre, denominación o razón social del titular del certificado; - Hora, día, mes y año en que inicie y en que concluya el seguimiento; - Calle, número, población o colonia, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el lugar en que se practique la visita; - Número y fecha del oficio de comisión que la motivó; - Nombre y cargo de la persona con quien se entendió la visita de seguimiento; - Datos relativos a los productos relacionados en el seguimiento y en su caso las muestras tipo seleccionadas para envío a pruebas; - Datos relativos a la actuación; - Declaración del visitado, si quisiera hacerla; y - Nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia, incluyendo los de quien la llevó a cabo. <p>f) Los gastos que se originen por los servicios de certificación y seguimiento, y por las pruebas de laboratorio, por actos de evaluación de la conformidad, serán a cargo de la persona a quien se efectúe ésta conforme a lo establecido en el artículo 91 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;</p> <p>g) En caso de denuncia que evidencie algún incumplimiento de un producto certificado, se deben efectuar los seguimientos necesarios adicionales para evaluar el cumplimiento de dicho producto;</p> <p>h) El OCP debe mantener permanentemente informadas a las autoridades correspondientes sobre los certificados de la conformidad del producto que renueven, suspendan o cancelen y de los seguimientos que realicen.</p> <p>14.6.1 Suspensión y cancelación del certificado de la conformidad del producto Sin perjuicio de las condiciones contractuales de la prestación del servicio de certificación, la</p>
--	--	--

		<p>Comisión y los OCP deberán aplicar los supuestos siguientes para suspender o cancelar un certificado de la conformidad del producto, según corresponda.</p> <p>I. Se procede a la suspensión del certificado de cumplimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Por incumplimiento con la norma oficial mexicana en aspectos de marcado o en la placa de datos, según corresponda; b) Cuando el titular del certificado no presente al OCP el informe de pruebas derivado de las visitas de seguimiento, 30 días naturales contados partir de la fecha de emisión del informe de pruebas y dentro la vigencia del certificado de cumplimiento; c) Cuando la Comisión lo determine con base en el artículo 112, fracción V de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 102 de su Reglamento. d) Cuando la Comisión o el OCP lo determine con base en los resultados de las verificaciones realizadas en campo o con los informes de fallas recurrentes entregados por el transportista y distribuidor. <p>La suspensión debe ser notificada al titular del certificado, otorgando un plazo de 30 días naturales para hacer las aclaraciones pertinentes o subsanar las deficiencias del producto o del proceso de certificación. Pasado el plazo otorgado y en caso de que no se hayan subsanado los incumplimientos, la Comisión o el OCP procederá a la cancelación inmediata del certificado de cumplimiento.</p> <p>II. Se procederá a la cancelación inmediata del certificado de cumplimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Por cancelación o pérdida de vigencia del certificado del sistema de gestión de la calidad del proceso de manufactura y que no se traslade al esquema indicado en 14.5.6.4 VI b); b) Cuando no se cumpla con la implementación del sistema de gestión de la calidad, que contenga los requisitos o sus equivalentes a la norma NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su correspondiente internacional; c) Cuando se detecte falsificación o alteración de documentos relativos a la certificación; d) A petición del titular de la certificación, siempre y cuando se hayan cumplido las obligaciones contraídas en la certificación, al momento en que se solicita la cancelación; e) Cuando se incurra en declaraciones engañosas en el uso del certificado de cumplimiento; f) Por incumplimiento con especificaciones de la norma oficial mexicana, que no sean aspectos de marcado; g) Una vez notificada la suspensión, no se corrija el motivo de ésta en el plazo establecido; h) Cuando la Comisión lo determine con base en el artículo 112, fracción V de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 102 de su Reglamento; i) Se hayan efectuado modificaciones al producto sin haber notificado al OCP correspondiente; j) No se cumpla con las características y condiciones establecidas en el certificado; k) Los informes de prueba pierdan su utilidad o se modifiquen o dejen de existir las circunstancias que dieron origen al mismo, previa petición de parte. <p>14.7 14.7 Verificación</p> <p>14.7.1 Disposiciones Generales</p> <p>La verificación de los sistemas de medición se realiza de acuerdo a la periodicidad establecida en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y otros instrumentos regulatorios, como las bases del mercado u otros que para tal efecto expida la Comisión.</p> <p>La verificación también puede ser solicitada por cualquier parte interesada, de acuerdo con el</p>

		<p>Reglamento de la Industria Eléctrica.</p> <p>Para las verificaciones de los sistemas de medición, deben seguirse los lineamientos siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Las verificaciones serán realizadas a petición de parte, por Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas, o por la Comisión; II. El solicitante puede elegir a la UVAA de su preferencia para realizar la verificación de sus sistemas de medición, ya sea para dar cumplimiento a las disposiciones legales o para los fines que al mismo convenga; III. La UVAA que seleccione el solicitante no debe tener, durante el proceso de verificación, relación comercial, laboral o de otra índole que cause conflicto de intereses. IV. Los dictámenes de verificación que emitan las UVAA serán reconocidos en los términos establecidos en la LFMN; V. La Comisión publicará en su página web, un directorio con los datos generales de las UVAA aprobadas en la presente norma oficial mexicana, siempre y cuando exista el consentimiento expreso para difundir sus datos personales de conformidad con la Ley Federal de Acceso a la Información Pública Gubernamental; VI. El incumplimiento a lo dispuesto en este PEC, y demás disposiciones legales, reglamentarias y normativas en materia de evaluación de la conformidad podrá ser sancionado en términos de las leyes aplicables; VII. Los gastos que se originen por los trabajos de verificación deben ser a cargo del solicitante y conforme a lo establecido en el artículo 91 de la LFMN. <p>14.7.2 Listas de verificación</p> <p>La UVAA debe elaborar listas de verificación y notificarlas al solicitante. Dichas listas de verificación deberán contener al menos lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Título, capítulo, inciso, subinciso o lo que corresponda de la norma oficial mexicana; b) Texto de la referencia; c) Tipo de verificación (documental, ocular, comprobación, medición o análisis); d) Criterios de aceptación o rechazo; e) Conforme y no conforme. <p>14.7.3 Acta circunstanciada</p> <p>En cada una de las visitas de verificación, la UVAA debe generar un acta circunstanciada, en la cual debe hacer constar al menos los siguientes datos: hora, día, mes y año en que inicie y concluya la visita; calle, número, colonia o población, municipio o delegación, código postal y entidad federativa de la instalación en donde se ubica el sistema de medición; objeto de la visita de verificación; datos de quienes intervinieron en ella; las circunstancias en las que se efectúa la verificación, las no conformidades encontradas y, en su caso, el cumplimiento de las mismas, observaciones de la persona que atendió la visita de verificación; y pruebas ofrecidas en caso de haberlas, datos que son evidencia objetiva de la verificación a los sistemas de medición.</p> <p>14.7.4 Dictámenes de verificación</p> <p>14.7.4.1 El Dictamen de Verificación será expedido por la UVAA sólo cuando haya constatado que el sistema de medición cumple con la norma oficial mexicana. Dicho Dictamen debe estar soportado por las actas de evaluación de la conformidad, así como por el expediente técnico. El Dictamen de verificación debe contener al menos la información que se indica en el Apéndice F.</p> <p>14.7.4.2 La UVAA expedirá el Dictamen de verificación y entregará al solicitante de la verificación, dos ejemplares debidamente firmados.</p> <p>14.7.4.3 Para el caso de instalaciones eléctricas no conectadas al servicio público de energía eléctrica, el solicitante de la verificación debe conservar por lo menos uno de los dos ejemplares del Dictamen de verificación en el domicilio donde se ubica el sistema de medición.</p> <p>14.7.4.4 Tanto la UVAA como el solicitante, debe mantener el Dictamen de Verificación a disposición de la Comisión o de cualquier autoridad competente, conforme a sus</p>

		<p>atribuciones.</p> <p>14.7.5 Procedimiento</p> <p>14.7.5.1 Solicitud de verificación</p> <p>El solicitante debe requerir a una UVAA la evaluación de la conformidad, alcance verificación, de los sistemas de medición con la Norma Oficial Mexicana.</p> <p>Recibida la solicitud de verificación, la UVAA, de común acuerdo con el solicitante, debe establecer los términos y las condiciones de los trabajos de verificación a través de un contrato de prestación de servicios. Asimismo, por cada acto de verificación, la UVAA debe generar un expediente que contenga al menos la información siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Fecha de recepción de la solicitud de la verificación; II. Fecha de firma del contrato de prestación de servicios celebrado entre la UVAA y el solicitante; III. Nombre, denominación o razón social del solicitante; IV. Nombre comercial, en su caso; V. Para personas morales, el Registro Federal de Contribuyentes (RFC); VI. Para personas físicas, la Clave Única del Registro de Población (CURP), clave de elector de la credencial para votar, la matrícula de la cartilla militar o el número de pasaporte. En caso de ser extranjero el folio de la Forma Migratoria; VII. Tipo de instalación en donde se ubican los sistemas de medición; VIII. Domicilio y datos de contacto de la instalación en donde se ubican los sistemas de medición a verificar: <ol style="list-style-type: none"> a) Calle; b) Número exterior; c) Número interior; d) Colonia o Población; e) Municipio o delegación; f) Código Postal; g) Ciudad; h) Entidad Federativa; i) Número de teléfono o número de celular; j) Dirección de correo electrónico. IX. Datos de la persona que firma el contrato de prestación de servicios con la UVAA: <ol style="list-style-type: none"> a) Nombre(s); b) Apellido paterno; c) Apellido materno; d) Número de teléfono fijo (empresarial); e) Dirección de correo electrónico (empresarial). IX.I Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos: <ol style="list-style-type: none"> a) Clave Única del Registro de Población (CURP); b) Clave de elector de la credencial para votar, expedida por el INE; c) Matrícula de la cartilla militar; o d) Número de pasaporte. IX.II Para extranjeros, deberá registrar: <ol style="list-style-type: none"> a) Número de teléfono o número de celular; b) Dirección de correo electrónico;
--	--	--

		<p>c) El Folio de la Forma Migratoria.</p> <p>X. Datos de la persona que atenderá la visita para resolver cualquier duda con respecto a los sistemas de medición:</p> <p>a) Nombre(s);</p> <p>b) Apellido paterno;</p> <p>c) Apellido materno;</p> <p>d) Número de teléfono o número de celular;</p> <p>e) Dirección de correo electrónico.</p> <p>X.1 Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos:</p> <p>a) Clave Única del Registro de Población (CURP);</p> <p>b) Clave de elector de la credencial para votar;</p> <p>c) Matrícula de la cartilla militar;</p> <p>d) Número de pasaporte.</p> <p>X.2. Para extranjeros, deberá registrar:</p> <p>a) Número de teléfono o número de celular;</p> <p>b) Dirección de correo electrónico;</p> <p>c) El Folio de la Forma Migratoria.</p> <p>XI. Características del sistema de medición a verificar:</p> <p>a) Domicilio o localización del punto de interconexión o conexión donde se encuentre el sistema de medición.</p> <p>b) Datos de placa del medidor y de los transformadores de medida</p> <p>c) Tensión de suministro (nivel de tensión)</p> <p>d) Forma de conexión (directa o a través de transformador de medida (delta o estrella)</p> <p>e) Sellos físicos o mecánicos o precintos.</p> <p>El solicitante de la verificación debe proveer la información necesaria a la UVAA, para que ésta pueda dar cumplimiento con lo establecido en el presente PEC, en cuanto a requerimiento de información.</p> <p>Una vez que la UVAA reciba la información del sistema de medición a verificar, debe proceder a la programación de la visita.</p> <p>14.7.5.2 Visita de verificación</p> <p>Una vez firmado el contrato a que se refiere 14.7.5.1, la UVAA deberá asistir puntualmente al sitio en donde está instalado el sistema de medición, en la fecha y hora acordada con el solicitante.</p> <p>La verificación de los sistemas de medición se debe realizar como se indica a continuación:</p> <p>I. Adicional al proceso indicado en el Reglamento de Ley de la Industria Eléctrica, Capítulo III, el Transportista o Distribuidor, deben:</p> <p>a) Solicitar las licencias, libranzas y permisos operativos necesarios en alta tensión y media tensión ante CENACE, llevar a cabo las maniobras necesarias en el equipamiento de alta y media tensión que permitan realizar la verificación en condiciones seguras;</p> <p>NOTA 1: Por seguridad e integridad de personas y equipos, se mantendrán desenergizados los elementos necesarios durante la verificación, así mismo se señalarán aquellos elementos energizados para prevenir contactos involuntarios.</p>
		<p>NOTA 2: Se deberán observar los códigos de seguridad aplicables en</p>

		<p>instalaciones de media y alta tensión.</p> <p>b) Realizar las actividades de control antes del inicio de la verificación. Las actividades de control están dirigidas a recabar los datos básicos de los elementos del sistema de medición con el fin de asegurar que los trabajos se desarrollen de manera ordenada, considerando lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Número de medidor y sus lecturas de consumos y demandas; - Código de medidor, debiendo constatar la congruencia respecto al sistema de medición y a las funcionalidades de la Tabla 1.1; - Multiplicador de lecturas (relación de transformación de los transformadores de medida) debiendo cotejar con el registro de facturación; - Revisar condiciones de los sellos conforme, constatando que los números, en su caso, correspondan con los instalados inicialmente en la última revisión y prueba efectuada. <p>c) En su caso, mantener habilitado y operando el medidor de respaldo;</p> <p>d) Retirar sellos físicos del medidor, registrando este retiro en su sistema de administración de sellos físicos;</p> <p>e) Verificar ocularmente la instalación y reportar la existencia de anomalías o instalaciones no permitidas;</p> <p>f) Atestiguar la verificación del medidor;</p> <p>g) Realizar las maniobras operativas, desconexiones, conexiones necesarias de las tablillas de conexiones asociadas al transformador de corriente y transformador de potencial;</p> <p>h) Una vez finalizada la verificación, instalar nuevos sellos físicos al medidor, así como su respectivo registro y control;</p> <p>i) Realizar las maniobras necesarias que permitan restaurar el servicio de suministro eléctrico o de inyección de potencia en condiciones operativas seguras.</p> <p>Cuando por causas de seguridad o instrucción del CENACE, no sea posible realizar la verificación, el Transportista o Distribuidor, atestiguaran las causas en el acta circunstanciada que elabore la UVAA.</p> <p>II. El personal de la UVAA debe identificarse con el personal designado por el solicitante para atender la visita de verificación;</p> <p>III. El personal designado por el solicitante para atender la visita de verificación, debe identificarse y permitir a la UVAA el ingreso a sus instalaciones, así como proporcionarle toda la documentación que ésta solicite para efectos del acto de verificación;</p> <p>IV. La UVAA debe proceder como se indica en 14.7.5.3, y debe generar el acta circunstanciada y en su caso, el Dictamen de Verificación.</p> <p>14.7.5.3 Aspectos técnicos específicos que verificar</p>
		<p>La UVAA debe verificar el cumplimiento del sistema de medición (medidor y transformador de medida), conforme a lo siguiente:</p> <p>II. Medidor:</p> <p>e) Sello físico o precintos instalados en el medidor: La UVAA debe revisar la integridad del sello del medidor, que no esté violado, y debe tomar registro del</p>

		<p>número, clave o código asignado al sello;</p> <p>NOTA: Los sellos físicos, medios mecánicos o precintos, se refieren a los instalados y administrados por el Transportista o Distribuidor según corresponda.</p> <p>f) El Transportista, Distribuidor debe romper y retirar el sello, en presencia de la UVAA;</p> <p>NOTA 1: El Transportista o Distribuidor, retirará y procesará para su uso adecuado y destino final del (los) sello(s) una vez retirado(s).</p> <p>NOTA 2: Cuando el medidor o transformador de medida, se encuentre instalado en un poste, el Transportista o Distribuidor, prestará las facilidades para liberar de forma adecuada el medidor evitando interrupciones a otros servicios.</p> <p>g) Marcado de la placa de datos: La UVAA debe revisar que el medidor tenga placa de datos y asegurarse que ésta cumpla con la información que indica la norma oficial mexicana;</p> <p>h) La unidad de verificación debe identificar la versión del software legalmente relevante del medidor al momento de la verificación (véase 7.6.4.1.) y debe guardar evidencia de ello mediante una impresión, fotografía o medio audiovisual.</p> <p>III. Transformadores de medida:</p> <p>a) Sello en caja de terminales del transformador de medida: La UVAA debe revisar que el sello de la caja de terminales no esté violado, y debe tomar registro del número de sello;</p> <p>b) El Transportista o Distribuidor debe romper el sello de la caja de terminales del transformador de medida, en presencia de la UVAA;</p> <p>NOTA: El Transportista o Distribuidor, retirará y procesará para su uso adecuado y destino final del (los) sello(s) una vez retirado(s).</p> <p>c) Marcado de la placa de datos: La UVAA debe revisar que el transformador de medida tenga placa de datos y asegurarse que ésta cumpla con la información que indica la Norma Oficial Mexicana;</p> <p>d) Marcado en terminales: La UVAA debe revisar que el marcado en las terminales cumpla con los requisitos indicados en la Norma Oficial Mexicana;</p> <p>e) Conexión de las terminales secundarias: La UVAA debe verificar visualmente que el par torsional es el que se indica en el manual del equipo; para ello, el Transportista o Distribuidor, mediante un torquímetro, comprobará que el par torsional (torque) sea el que se indica en el manual del equipo;</p> <p>f) Corrosión o puntos calientes: La UVAA debe verificar visualmente, que no existan indicios de corrosión o puntos calientes en las conexiones secundarias.</p>
		<p>Los resultados de las actividades establecidas en los incisos c) - f), no constituirán un criterio para determinar el incumplimiento en la verificación del Sistema de Medición. La UVAA únicamente debe dejar asentado en el expediente técnico los hallazgos, redactados en forma de observación y recomendación.</p> <p>IV. Realizar las pruebas de verificación</p> <p>a) Para transformadores de medida: la que se indica en 9.5;</p> <p>b) Para medidores: las que se indican en 10.8.</p> <p>NOTA: Para los medidores tipo gabinete, se debe contar con los accesorios y en su caso, el adaptador adecuado para la correcta realización de las pruebas de verificación. Se debe observar a la documentación</p> <p>V. Criterios de aceptación</p>

		<p>a) Medidores</p> <p>El requerimiento es del 1.0 % para medidores de la clase 0.5 y del 0.4 % para medidores de la clase 0.2 sin calidad en las pruebas manifestadas para las mediciones de energía activa y reactiva.</p> <p>Las pruebas de conformidad se realicen con el procedimiento de dos etapas, tal y como se recomienda en la norma NMX-CH-10576-1-IMNC-2007.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Etapa 1: Realizar el procedimiento de medición y calcular la incertidumbre de los resultados de medición. La conformidad para los requisitos puede asegurarse si, y solo si, el intervalo de la incertidumbre de medición está dentro de la región de valores permisibles. La segunda etapa de la prueba debe realizarse si, y solo si, el intervalo de la incertidumbre de medición obtenida en la primera etapa incluye a uno de los límites de la región de valores permisibles. - Etapa 2: Realizar el procedimiento de medición una vez más y determinar una combinación apropiada de los dos resultados de medición para conformar el resultado final de medición junto con la incertidumbre de dicho resultado. La conformidad de los requisitos puede asegurarse si, y solo si, el intervalo de incertidumbre del resultado final de la medición está dentro de la región de valores permisibles indicados en 10.8 <p>b) Transformadores de medida</p> <p>El criterio de aceptación es el que se establece en 9.5.6</p> <p>VI. Actividades para cierre de la verificación</p> <p>a) Una vez concluida la verificación, el transportista o distribuidor debe colocar el nuevo sello en el medidor y en la caja de terminales del transformador de medida;</p> <p>b) La UVAA debe registrar los números de sellos que se coloca al término de la verificación.</p> <p>14.7.6 Documentación</p> <p>14.7.7 La UVAA deberá informar cada trimestre calendario a la Comisión sobre los dictámenes de verificación expedidos, o en su caso, entregar el aviso de no expedición de dictámenes, dentro del plazo de diez días naturales siguientes al vencimiento de cada trimestre calendario.</p> <p>14.7.8 La UVAA debe conservar durante cinco años, para aclaraciones o para efectos de inspección de la Autoridad competente, el original de los siguientes documentos:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Solicitudes de verificación firmadas; II. Contratos de prestación de servicios firmados por las partes; III. Actas de evaluación de la conformidad; IV. Expedientes técnicos, y; V. Copias de los Dictámenes de Verificación.
		<p>Los documentos deben mantenerse físicamente en el archivo activo disponible en el domicilio de la UVAA, como mínimo dos años a partir de la fecha de emisión, al término de los cuales se pueden enviar al archivo pasivo, donde deberán permanecer tres años como mínimo.</p> <p>14.7.9 Selección de muestras</p> <p>Los medidores que serán verificados se seleccionarán al azar para conformar la muestra, esta selección se llevará a cabo utilizando un programa de muestreo aleatorio autorizado por la CRE y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).</p>

		<p>El tamaño de la muestra será el que se obtenga de la Tabla PEC 8 de acuerdo a las instrucciones de muestreo y aceptación descritas en I siguiente:</p> <p>I. Criterios para la identificación y delimitación del lote: Sólo los medidores que cumplan los mismos requerimientos mínimos se pueden agrupar en un lote. Para la identificación y delimitación de un lote se debe considerar la siguiente información mínima:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) tipo de medidor, es decir conectado directamente (autocontenido u otra característica) o conectado por transformador; b) fabricante; c) tipo o modelo del medidor; d) número de serie o año de producción; e) clase de exactitud; f) funciones de medición (por ejemplo, magnitudes de medición, energía, demanda); g) versión del firmware; h) configuración (número de elementos, tipo de conexión estrella o delta o configuración automática); i) número o identificación de la aprobación del modelo o prototipo, y; j) fecha de la verificación inicial o periódica. <p>Además, las siguientes características deben ser idénticas en todos los medidores de energía:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Tensión nominal U_{nom}; b) corriente de transición I_{tr}; c) corriente máxima I_{max}; d) corriente de base I_b (para medidores conectados directamente); e) capacidad de carga (relación I_{max} / I_b); f) corriente nominal I_{nom} (para medidores conectados con transformador), y; g) la misma clase de exactitud.
		<p>Los medidores de una muestra deben ser homogéneos con respecto a un tiempo similar de uso. Estos medidores deben tener un número o identificación única de aprobación del modelo o prototipo. Las condiciones nominales de funcionamiento de todos los medidores deben ser las mismas; y con II y III del capítulo 14.7.5.3.</p> <p>14.7.9.1.1 Requerimientos de homogeneidad de la muestra para la verificación en campo</p> <p>Los medidores de una muestra deben ser homogéneos con respecto a un tiempo de uso similar. Para que un medidor de una muestra se considere homogéneo con respecto a un tiempo de uso similar, los medidores que conforman el lote debieron haber sido puestos en servicio en un intervalo de tiempo no mayor a un año.</p> <p>El Transportista o Distribuidor, serán responsables de asegurar que los medidores incluidos en la muestra cumplan los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) el medidor identificado es uno que está actualmente instalado en servicio; b) los parámetros metrológicos del medidor identificado no se han ajustado ni reparado después de su instalación; c) el medidor identificado es homogéneo con respecto a los criterios del capítulo 14.7.9. <p>Se incluirán todos los medidores y sus resultados asociados a las pruebas, a menos que se identifiquen y denuncien pruebas convincentes de exclusión de acuerdo con los requisitos en 8.1.</p> <p>Los medidores que hayan sido excluidos como medidores de la muestra como resultado de no satisfacer los requisitos de los incisos (a), (b) y (c) anteriores dejarán de pertenecer al lote</p>

original. Estos medidores deben ser contabilizados por el Transportista o Distribuidor, y las razones de la exclusión deberán ser documentadas y, a petición, disponibles para la revisión del CENACE y de la CRE. La exclusión deliberada o de contabilidad inadecuada pueden descalificar los resultados del análisis de la muestra.

Tabla PEC 1 Puntos de prueba para medición de energía activa (Wh)

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba ^{#1}	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
<i>I_{nom}</i>	0°	<i>U_{nom}</i>	±0.2	±0.5
<i>I_{nom}</i>	180°	<i>U_{nom}</i>	±0.2	±0.5
<i>I_{nom}</i>	60°	<i>U_{nom}</i>	±0.3	±0.6
<i>I_{nom}</i>	240°	<i>U_{nom}</i>	±0.3	±0.6

^{#1} Los puntos de prueba se realizan en un solo valor de tensión, siendo este la tensión nominal.

Tabla PEC 2 Puntos de prueba para medición de energía reactiva (varh)

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,5 S	Clase 1,0 S
<i>I_{nom}</i>	90°	<i>U_{nom}</i>	±0.5	±1.0
<i>I_{nom}</i>	270°	<i>U_{nom}</i>	±0.5	±1.0

Tabla PEC 3-Pruebas aplicables a medidores con calidad de la potencia

Prueba	Corriente de Prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Duración	Requerimiento de prueba satisfactoria

	<p>JUSTIFICACIÓN: Toda vez que la expedición de esta Norma Oficial Mexicana se ubica en el supuesto del Artículo Tercero fracciones II y IV "ACUERDO que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de marzo de 2017, resulta jurídicamente procedente establecer una modalidad que permita resolver las solicitudes de manera conjunta entre la CRE y la DGN o al menos con la opinión, en sentido favorable de la Comisión.</p>	
72	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. NUMERAL: 15 Procedimiento para la evaluación de la conformidad TEXTO DEL PROYECTO: 15.6.6.4 Transformadores de potencial inductivo 15.6.6.4.1 Métodos de prueba 15.6.6.4.1.1 Deben realizarse las pruebas establecidas en la Tabla 4.76 del numeral 14 de este Proyecto de NOM. 15.6.6.5 Transformadores de potencial capacitivo 15.6.6.5.1 Deben realizarse las pruebas establecidas en la Tabla 4.77 del Capítulo 14 de este Proyecto de NOM. 15.6.6.6 Transformadores de corriente 15.6.6.6.1 Deben realizarse las pruebas establecidas en la Tabla 4.76 del numeral 14 de este Proyecto de NOM. 15.6.6.6.2 Pruebas especiales. Las definidas en el Apéndice normativo A 15.7 Certificación 15.7.1 Fase preparatoria. Para obtener el certificado de la conformidad del producto por un OCP, se estará a lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El interesado debe solicitar al OCP los requisitos o la información necesaria para iniciar con la prestación del servicio. 2. El OCP debe proporcionar al interesado y tener disponible cuando se le solicite, ya sea a través de publicaciones, medios electrónicos u otros medios, lo siguiente: <ol style="list-style-type: none"> a) Solicitud de servicios de certificación; b) Información acerca de las reglas y procedimientos para otorgar, mantener, ampliar, suspender y cancelar la certificación; c) Información acerca del proceso de certificación relacionado con cada esquema de certificación de producto; d) El listado completo de los laboratorios acreditados y aprobados con el presente Proyecto de NOM; e) Contrato de prestación de servicios de certificación. 3. Con base en la información proporcionada por el OCP, el interesado debe elegir un laboratorio de pruebas, con objeto de someter a pruebas de laboratorio una muestra tipo. Las pruebas se realizarán bajo la responsabilidad del laboratorio de pruebas y del organismo de certificación de producto que reconozca los informes. 4. Una vez que el interesado ha analizado la información para la certificación proporcionada por el OCP debe presentar la solicitud debidamente documentada, una vez que haya firmado el contrato de prestación de servicios de certificación que celebre con el OCP, firmado en original por duplicado. El contrato debe ser firmado por el representante legal o apoderado de la empresa titular del certificado. Para acreditar dicha representación se debe presentar copia simple del acta constitutiva o poder notarial de dicho representante, y copia de identificación oficial. 	<p>Procede parcialmente Se escribirá como sigue: 14.5.6.4 ... I. Selección de la muestra para certificación inicial: ... b) Para transformadores de medida: el tamaño de la muestra es el que se establece en 9.4.1 a). II. Selección de esquema de pruebas a) Pruebas por primera vez: ... - Para transformadores de medida: La muestra seleccionada con base en I. b) inmediato anterior, debe someterse a las pruebas prototipo y especiales indicadas en la Tabla 3.3. Las pruebas se realizarán bajo la responsabilidad del laboratorio de pruebas y del organismo de certificación que reconozca los informes. 14.6. Seguimiento a la certificación Toda certificación de medidores o transformadores de medida debe seguir el proceso de seguimiento que se indica a continuación: I. Los seguimientos deben realizarse a cada uno de los lotes que el interesado pretende suministrar, para lo cual, el interesado debe entregar al OCP una declaración del alcance del lote, mediante identificación única de los productos que lo conforman; II. Requisitos para seguimiento: a) Para transformadores de medida: a.1 El interesado debe presentar al OCP, evidencia de haber realizado las pruebas de rutina establecidas en la Tabla 3.3 al 100% de los transformadores de medida que integran el lote que se pretende suministrar. a.2 El interesado debe entregar al OCP, evidencia de haber obtenido la Aprobación del modelo o prototipo para el modelo (s) de transformadores de medida, que integren dicho lote. a.3 Cuando el OCP haya recibido y corroborado la información a que se refiere a.1 y a.2, procederá a programar la visita de seguimiento, en la cual, recabará una muestra tipo del lote, seleccionada de acuerdo con lo indicado en la NMX-Z-12/2-1987, con un nivel de inspección general II y nivel de calidad aceptable (NCA) de 0.65%, plan de muestreo sencillo para inspección normal (tabla II-A de la NMX-Z-12/2-1987). a.4 La muestra seleccionada de acuerdo con a.3, deberá ser sometida a las pruebas de rutina establecidas en la Tabla 3.3.</p>

<p>5. El interesado es responsable de asegurar que el producto a comercializarse en los Estados Unidos Mexicanos, esté diseñado y fabricado, para cumplir los requisitos señaladas por el presente Proyecto de NOM.</p> <p>6. Los interesados de otros países deben anexar a la solicitud de certificación, el contrato de prestación de servicios que celebre con el OCP, copia simple del documento legal que acredite la constitución de la persona moral que solicite el servicio acompañada de su correspondiente traducción al español y, tratándose de personas físicas, copia simple de una credencial o identificación oficial con fotografía.</p> <p>15.7.2 Fase de certificación inicial Para obtener el certificado de la conformidad del producto inicial por un OCP, se estará a lo siguiente:</p> <p>15.7.2.1 Las pruebas de rutina se deben realizar al cien por ciento (100%) de los medidores, transformadores de corriente y de potencial que se pretendan comercializar para instalarse en el sistema eléctrico nacional.</p> <p>15.7.2.2 Para el caso de medidores, el interesado debe entregar al OCP la documentación técnica de cada modelo del producto que integre la familia de acuerdo con lo establecido en el Apéndice B.</p> <p>15.7.2.3 Para el caso de transformadores de corriente y potencial, el interesado debe entregar al OCP la documentación técnica de cada modelo del producto que integre la familia de acuerdo con lo establecido en el numeral B.3 del Apéndice B.</p> <p>15.7.2.4 El OCP debe revisar que se presente la información completa, en caso de detectar alguna deficiencia en la misma, debe devolver al interesado la documentación, junto con una constancia en la que se indique con claridad la deficiencia que el interesado debe subsanar.</p> <p>15.7.2.5 Agrupación de familias 15.7.2.5.1 Para la evaluación de la conformidad, los medidores de energía eléctrica se clasifican y agrupan por familia, de acuerdo con los criterios siguientes:</p> <p>Mismo uso</p> <ul style="list-style-type: none"> • Centrales eléctricas • Centros de carga • Puntos de intercambio entre la RNT y la RGD <p>Mismo tipo de conexión</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conectado directamente • Conectado a través de transformador <p>Mismo tipo de medidor</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medidor de energía activa y reactiva • Medidor con calidad de la potencia <p>Misma instalación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interior • Exterior <p>Mismo número de fases</p> <ul style="list-style-type: none"> • Monofásicos de dos hilos • Bifásico de tres hilos • Trifásico de cuatro hilos <p>Misma clase de exactitud</p> <p>Misma frecuencia nominal</p> <p>Mismo Intervalo de factor de potencia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desde 0,5 atrasado a 1 • Desde 0,5 adelantado a 1 	
--	--

Misma clase de ambiente

- H1
- H2
- H3

15.7.2.5.2 Para la evaluación de la conformidad, los transformadores de potencial se clasifican y agrupan por familia, de acuerdo con los criterios siguientes:

Mismo tipo de transformador de potencial

- Capacitivo
- Inductivo

Misma categoría de temperatura

- -25/40
- -25/55

Mismo sistema de puesta a tierra

- Neutro aliado
- De tierra resonante
- Con neutro sólidamente puesto a tierra
- Con neutro puesto a tierra a través de una impedancia

Misma clase de exactitud

Tabla PEC 5.3-Clase de exactitud, transformadores de potencial inductivo

Transformador de potencial	Clase de exactitud
Inductivo	0,2
Capacitivo	0,2

Misma frecuencia nominal

Misma tensión máxima de equipo

- 0,72 kV
- 1,2 kV
- 3,6 kV
- 7,2 kV
- 12 kV
- 17,5 kV
- 24 kV
- 36 kV
- 52 kV
- 72,5 kV
- 100 kV
- 123 kV
- 145 kV
- 170 kV
- 245 kV
- 300 kV
- 362 kV
- 420 kV
- 550 kV
- 880 kV

	<p>15.7.2.5.3 Para la evaluación de la conformidad, los transformadores de corriente se clasifican y agrupan por familia, de acuerdo con los criterios siguientes:</p> <p>Mismo tipo de transformador de corriente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pedestal • Boquilla o dona (bushing) • Ventana <p>Misma clase de exactitud</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,2 • 0,2S • 0,2RE <p>Misma tensión nominal del sistema</p> <ul style="list-style-type: none"> • 13.8 kV • 23 kV • 34.5 kV • 69 kV • 115 kV • 138 kV • 161 kV • 230 kV • 400 kV <p>Mismo tipo de servicio</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interno • Externo <p><u>PROPUESTA:</u> Se propone replantear los capítulos 14 y 15, dado que se considera que diversas de las disposiciones deberían estar contenidas en las especificaciones; por otra parte, la lectura y aplicación de estos capítulos es confusa.</p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u> Mejorar la aplicación y observancia de la regulación.</p>	
<p>73</p>	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p><u>NUMERAL:</u> Capítulo 15 15.7.2.8 Pruebas parciales aplicables. General</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> <u>PROPUESTA:</u> <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se sugiere revisar y definir las pruebas parciales. Las pruebas referenciadas son las mismas que las pruebas para aprobación de modelo o prototipo, dichas pruebas son hechas en laboratorio en condiciones controladas y algunas de ellas son severas. Se sugiere adoptar el termino pruebas de rutina y definir claramente las pruebas y sus características para medidores de energía activa, reactiva si aplica. En E.1.4 Seguimiento y medición del producto (Inspección y prueba). Se señalan las pruebas de rutina. Aclarar</p>	<p>Procede parcialmente, Las pruebas aplicables a los medidores se indicarán como sigue:</p> <p>14.6 Seguimiento a la certificación</p> <p>Toda certificación de medidores o transformadores de medida debe seguir el proceso de seguimiento que se indica a continuación:</p> <p>I. Los seguimientos deben realizarse a cada uno de los lotes que el interesado pretende suministrar, para lo cual, el interesado debe entregar al OCP una declaración del alcance del lote, mediante identificación única de los productos que lo conforman;</p> <p>II. Requisitos para seguimiento:</p> <p>a) Para transformadores de medida:</p> <p>a.1 El interesado debe presentar al OCP, evidencia de haber realizado las pruebas de rutina establecidas en la Tabla 3.3 al 100% de los transformadores de medida que integran el lote que se pretende suministrar.</p> <p>a.2 El interesado debe entregar al OCP, evidencia de haber obtenido la Aprobación del modelo o prototipo para el modelo (s) de transformadores de medida, que integren dicho lote.</p>
		<p>a.3 Cuando el OCP haya recibido y corroborado la información a que se refiere a.1 y</p>

a.2, procederá a programar la visita de seguimiento, en la cual, recabará una muestra tipo del lote, seleccionada de acuerdo con lo indicado en la NMX-Z-12/2-1987, con un nivel de inspección general II y nivel de calidad aceptable (NCA) de 0.65%, plan de muestreo sencillo para inspección normal (tabla II-A de la NMX-Z-12/2-1987).

- a.4 La muestra seleccionada de acuerdo con a.3, deberá ser sometida a las pruebas de rutina establecidas en la Tabla 3.3.
- b) Para medidores:
- b.1 El interesado debe presentar al OCP, evidencia de haber realizado las pruebas de rutina que se indican en la Tabla PEC 1, 2 y 3 al 100% de los medidores que integran el lote que se pretende suministrar.
- b.2 El interesado debe entregar al OCP, evidencia de haber obtenido la Aprobación del modelo o prototipo para el modelo (s) de medidor, que integren dicho lote.
- b.3 Cuando el OCP haya recibido y corroborado la información a que se refiere b.1 y b.2, procederá a realizar el seguimiento, en la cual, recabará una muestra tipo del lote, seleccionada de acuerdo con lo indicado en la NMX-Z-12/2-1987, con un nivel de inspección general II y nivel de calidad aceptable (NCA) de 0.65%, plan de muestreo sencillo para inspección normal (tabla II-A de la NMX-Z-12/2-1987).
- b.4 La muestra seleccionada de acuerdo con b.3, deberá ser sometida a las pruebas de aceptación establecidas en las Tablas PEC 3, 4, 5, 6 y 7 según corresponda conforme al tipo de medición.
- b.5 Para energía activa y reactiva, los patrones de referencia deben tener una relación de exactitud respecto al medidor bajo prueba, mínima de 4 a 1.
- b.6 El OCP deberá asegurarse, por alguno de los medios que se indican en 7.6, que la versión del software legalmente relevante de los equipos que integran el lote, coincide con el indicado en el certificado de cumplimiento.

Cuando las pruebas se realicen en laboratorios acreditados e independientes al solicitante, no será necesaria la testificación por parte del OCP.

En caso de que las pruebas se realicen en las instalaciones del solicitante, en un laboratorio dependiente de la propia organización del solicitante o en un laboratorio externo no acreditado, es requisito indispensable que las pruebas sean atestiguadas por el OCP.

El OCP debe verificar que los instrumentos, equipos y dispositivos de medición estén calibrados por Laboratorios de Calibración Acreditados, o trazables a patrones nacionales o internacionales, evidenciado documentalmente con los informes de calibración.

Y se agregan las siguientes tablas: PEC1, PEC 2, PEC 3, PEC 4, PEC 5, PEC 6 y PEC 7.

Tabla PEC 1 Puntos de prueba para medición de energía activa (Wh)

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba ^{a)}	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
I_{nom}	0°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_{nom}	180°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_{nom}	60°	U_{nom}	±0.3	±0.6
I_{nom}	240°	U_{nom}	±0.3	±0.6

^{a)} Los puntos de prueba se realizan en un solo valor de tensión, siendo este la tensión nominal.

Tabla PEC 2 Puntos de prueba para medición de energía reactiva (φ_{arh})

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,5 S	Clase 1,0 S
I_{nom}	90°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{nom}	270°	U_{nom}	±0.5	±1.0

Tabla PEC 3-Pruebas aplicables a medidores con calidad de la potencia

Prueba	Corriente de Prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Duración	Requerimiento de prueba satisfactoria
Decremento de tensión (sag)	I_{nom}	$0^\circ, \phi_{\text{arh}} = 1$	De acuerdo al punto 6.4 clausula A4.2.1 de la IEC 62586 sag al 20% de la U_{nom}	2.5 Ciclos de la fundamental	Comprobar que todos los resultados cumplen con el punto 5.4.5.1 y 5.4.5.2 de la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 vigente
Incremento de tensión (swell)			De acuerdo al punto 6.4 clausula A4.2.1 de la IEC 62586 swell al 200% de la U_{nom}	2.5 Ciclos de la fundamental	Comprobar que todos los resultados cumplen con el punto 5.4.5.1 y 5.4.5.2 de la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 vigente
Interrupción			De acuerdo al punto 6.4 clausula A4.2.1 de la IEC 62586 Interrupción después de sag al 20% de la U_{nom}	2.5 Ciclos de la fundamental	Comprobar que todos los resultados cumplen con el punto 5.4.5.1 y 5.4.5.2 de la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 vigente
Desviación de frecuencia			De acuerdo al punto 6.1 cláusulas A1.1.1 y A1.2.2 de la IEC 62586	15 s	De acuerdo al punto 6.1 cláusulas A1.1.1 y A1.2.2 de la IEC 62586
Armónicas de tensión			De acuerdo al punto 6.6 clausula A6.1.4 de la IEC 62586 50 armónicas presentes con THD del 200% de acuerdo con la IEC 61000-2-4	De acuerdo con IEC 61000-2-4	De acuerdo al punto 6.6 clausula A6.1.4 de la IEC 62586 50 armónicas presentes con THD del 200% de acuerdo con la IEC 61000-2-4
Armónicas de corriente			De acuerdo al punto 6.15 que hace referencia al punto 6.6 clausula A6.1.4 de la IEC 62586 50 armónicas presentes con THD del 200% de acuerdo con la IEC 61000-2-4	De acuerdo con IEC 61000-2-4	De acuerdo al punto 6.15 que hace referencia al punto 6.6 clausula A6.1.4 de la IEC 62586 50 armónicas presentes con THD del 200% de acuerdo con la IEC 61000-2-4
Desbalance			De acuerdo al punto 6.5 de la IEC 62586 clausula A5.1.2 Fase A 73% Fase B 80% Fase C 87%	al menos 15 s	Comprobar que la secuencia cero y la secuencia negativa están dentro de 4.9% y 5.2%
Parpadeo (Flicker)			IEC 62586 $P_{\text{st}} = 1.0$ Con modulación rectangular a 39 cambios por minutos con fluctuación de 1.04% a 120 V y 60 Hz	al menos una medición de P_{st} de 10 minutos	El P_{st} observado debe ser $1.0 \pm 5\%$

Tabla PEC 4 Puntos de prueba para medición de energía activa (Wh)

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
I_{min}	0°	U_{nom}	±0.4	±1.0
I_{min}	180°	U_{nom}	±0.4	±1.0
I_c	0°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_c	180°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_{nom}	0°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_{nom}	180°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_{nom}	60°	U_{nom}	±0.3	±0.6
I_{nom}	240°	U_{nom}	±0.3	±0.6
I_{nom}	300°	U_{nom}	±0.3	±0.6
I_{max}	0°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_{max}	180°	U_{nom}	±0.2	±0.5
I_{max}	0°	U_{min}	±0.2	±0.5
I_{max}	180°	U_{min}	±0.2	±0.5
I_{max}	0°	U_{max}	±0.2	±0.5
I_{max}	180°	U_{max}	±0.2	±0.5

$U_{min}=0.9U_{nom}$
 $U_{max}=1.10*U_{nom}$

Tabla PEC 5 Puntos de prueba para medición de energía reactiva (varh)

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
I_c	90°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_c	270°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{nom}	90°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{nom}	270°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{nom}	30°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{nom}	150°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{nom}	210°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{nom}	330°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{max}	90°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{max}	270°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{max}	30°	U_{nom}	±0.5	±1.0
I_{max}	150°	U_{nom}	±0.5	±1.0

$U_{min}=0.9*U_{nom}$
 $U_{max}=1.10*U_{nom}$

Tabla PEC 6 Puntos de prueba para la prueba de arranque.

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
$I_{st}^{a)}$	0°	U_{nom}	—	—

a) La prueba se limita a un pulso.

Tabla PEC 7 Prueba de estado sin carga.

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en porcentaje	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
0 a)	0°	$1.15*U_{nom}$	—	—

a) El medidor no debe registrar ningún pulso en un tiempo de prueba igual a 10 min. y en caso de registrarlo, durante los siguientes 20 min. no debe registrar otro pulso

74	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S.A. DE C.V. NUMERAL: 15 Procedimiento para la evaluación de la conformidad TEXTO DEL PROYECTO: 15.8.6.5 Pruebas de verificación a transformadores de potencial y transformadores de corriente instalados en campo. Estas pruebas de verificación tienen como objetivo comprobar que los transformadores de potencial y transformadores de corriente, operan satisfactoriamente y mantienen el cumplimiento de los requisitos de exactitud tras haber sido puestos en operación, reparados o sustituidos. El programa consta de la realización de las siguientes pruebas: a) Prueba de carga (burden) conforme a 15.8.6.6.5 de este Proyecto de NOM. b) Prueba de relación de transformación conforme a 15.8.6.6.5.2 de este Proyecto de NOM. 15.8.6.6.5 Pruebas a transformadores de corriente y potencial. 15.8.6.6.5.1 Prueba de carga (burden) a transformadores de corriente y potencial. El objetivo de esta prueba es detectar posibles daños en los circuitos de los transformadores de medida y constatar sus condiciones de saturación. Para efectuar esta prueba a transformadores de corriente se utiliza un probador de daños de transformadores de corriente, cuya función es adicionar una carga extra a cada uno de los transformadores de corriente dispuesta en conexión serie respecto al medidor interconectado. Para cada una de las fases, se lleva a cabo en la tablilla de pruebas o dispositivo correspondiente, lo siguiente: a) Se cortocircuita el circuito secundario del transformador en la tablilla de pruebas; b) Se insertar una derivación al circuito secundario en la tablilla de prueba mediante un dispositivo derivador apropiado, con lo cual se acoplará en disposición serie el probador de daños de transformadores de corriente, el medidor y la bobina secundaria del transformador de corriente bajo prueba; c) Se desactiva el mecanismo del cortocircuito secundario para permitir que fluya la corriente, y se registra la medición indicada en el probador de daños de transformadores de corriente (lectura A); d) Mediante el control correspondiente del probador, se adiciona una carga en serie de 4Ω para transformadores de corriente de media o alta tensión y, de 2Ω para transformadores de baja tensión, y se registra una segunda medición bajo esta condición (lectura B); Criterio de aceptación: La diferencia entre las lecturas A y B, respecto a la lectura A, no debe exceder 10 %. Nota: Por seguridad, la carga sólo se adiciona durante un máximo de 5 s. Si se requiere realizar una segunda prueba al mismo transformador se debe esperar un mínimo de 5 minutos para evitar esfuerzo electrodinámico. Es importante asegurarse que en el transcurso de esta prueba el circuito secundario de corriente no se abra en ningún momento. Para transformadores de tensión la prueba se efectúa utilizando un probador de campo para transformadores de potencial, que se conecta en paralelo a cada una de las fases en la tablilla de pruebas, dispuesto en conexión fase-neutro de acuerdo a lo siguiente: a) Una terminal del probador de campo para transformadores de potencial se conecta al borne neutro de la tablilla de pruebas, y la otra al borne de cada una de las fases, y se toma la medición obtenida (lectura A). b) Se adiciona una carga en paralelo de 60Ω mediante el control del probador durante un tiempo máximo de 5 s, y bajo esta condición se toma una nueva lectura del probador (lectura B). Criterio de aceptación:</p>	<p>Procede parcialmente. Se escribirá como sigue 9.5 Prueba para verificación: Prueba de error de relación de transformación 9.5.1 Introducción Esta prueba la debe realizar el fabricante como prueba de rutina (véase tabla 3.3), asimismo, debe ser realizada por una unidad de verificación durante la verificación que se realice al transformador de medida en su operación en campo. 9.5.2 Objetivo de la prueba: a) Por parte del fabricante: Medir y registrar el error de relación inicial del transformador. b) Por parte de la unidad de verificación: Comprobar que el error de relación del transformador se mantiene dentro del criterio establecido en 9.5.6. 9.5.3 Aparato para prueba: a) Para transformadores de potencial inductivo o de corriente: Un equipo de medida de relación de transformación monofásico o trifásico, conocido como "<i>Transformer Turns Ratio Tester</i>" (TTR, por sus siglas en inglés), o un analizador multifunción, en donde estos deben tener una exactitud mejor o igual que 0.35 % para la relación nominal del transformador bajo prueba; o b) Para transformadores de potencial capacitivo: Fuente de tensión alterna para aplicar al menos 10 kV a 60 Hz, y un voltmetro de tensión alterna valor eficaz verdadero; en donde estos deben tener una exactitud mejor o igual que 0.25 % para la tensión nominal aplicada y medida respectivamente. 9.5.4 Procedimiento de prueba: 9.5.4.1 Para transformadores de potencial inductivo o de corriente: I. Realizar la conexión del transformador de medida y el aparato de prueba, según corresponda al tipo de transformador; II. Para el caso del transformador de corriente con múltiples devanados secundarios, los devanados que no estén sujetos a medición deben conectarse en cortocircuito; III. Activar el aparato de prueba y tomar la lectura k correspondiente a la relación de transformación después de 1 min; IV. Realizar los cálculos que se indican en 9.5.5. 9.5.4.2 Para transformadores de potencial capacitivo: I. Aplicar al menos 10 kV en la terminal primaria H₁; II. Asegurar que la palanca de puesta a tierra de la unidad electromagnética esté abierta (posición potencial); III. Asegurar que la terminal de baja tensión del transformador de potencial capacitivo esté conectada sólidamente a tierra; IV. Conectar el voltmetro a los bordes secundarios; V. Tomar las lecturas de la fuente (V_p) y del voltmetro (V_s); VI. Calcular la relación de transformación (k) mediante la ecuación siguiente: $k = \frac{V_p}{V_s}$ donde: V_p es la tensión en el primario, en volts; V_s es la tensión en el secundario, en volts; k es la relación de transformación. VII. Realizar los cálculos que se indican en 9.5.5. 9.5.5 Cálculos:</p>
----	---	---

<p>La diferencia entre las lecturas A y B, respecto a la lectura A, no debe exceder 3.5 %.</p> <p>Nota: Por seguridad, la carga sólo se adiciona durante un máximo de 5 s. Si se requiere realizar una segunda prueba al mismo transformador se debe esperar un mínimo de 5 minutos para evitar esfuerzo electrodinámico.</p> <p>15.8.6.6.5.2 Prueba de relación de transformación.</p> <p>El objetivo de esta prueba es comprobar que la exactitud del transformador no ha sufrido degradación durante su operación.</p> <p>a) Procedimiento para transformadores de corriente.</p> <p>i. Se debe realizar la conexión del transformador de acuerdo al diagrama de conexiones de la figura 5.19 para transformadores de corriente de media y alta tensión, o la figura 5.20 para transformadores de corriente de baja tensión.</p> <p>ii. Se debe inyectar al devanado primario una corriente permanente al 10%, 50% y 90% de la corriente nominal del transformador de corriente, o aplicar el 10%, 50% y el 90% de 50 A, por un tiempo de 1 minuto. Para transformadores de baja tensión se aplican 50 A.</p> <p>iii. De manera simultánea, se miden los valores de corriente eléctrica primaria I_p y secundaria I_S del transformador para obtener el error porcentual de relación del transformador ¡Error! Marcador no definido.%, respecto a la relación nominal k_r del mismo, de acuerdo a la siguiente ecuación:</p> $\varepsilon_{\%} = 100 \left[\frac{(k_r I_S) - I_p}{I_p} \right]$ <p>Criterio de aceptación: El valor absoluto del error porcentual de relación del transformador debe ser menor a 0.5 %.</p> <p>b) Procedimiento para transformadores de tensión.</p> <p>Se debe conectar una alimentación de 110 V en el lado primario del transformador y se procede a medir simultáneamente la tensión de las terminales del primario U_p y de las terminales del secundario U_S para obtener el error porcentual de relación del transformador ¡Error! Marcador no definido.%, respecto a la relación nominal k_r del mismo, de acuerdo a la siguiente ecuación:</p> $\varepsilon_{\%} = 100 \left[\frac{(k_r U_S) - U_p}{U_p} \right]$ <p>Criterio de aceptación: El valor absoluto del error porcentual de relación del transformador debe ser menor a 0.5 %.</p> <p>PROPUESTA: Para efectos de verificación, eliminar la prueba de burden ya que no evalúa requisitos metrológicos, los cuales son objeto de la presente norma. Revisar si la prueba de relación de transformación que se indica en el proyecto arroja resultados útiles para asegurar que la exactitud esté dentro de los rangos permitidos.</p> <p>JUSTIFICACIÓN:</p>	<p>Con la lectura obtenida en el III de 9.5.4.1 o VI de 9.5.4.2, según corresponda al aparato de prueba empleado, realizar los cálculos de la forma siguiente:</p> <p>a) Para la prueba de rutina realizada por parte del fabricante, se realiza el cálculo del error de la relación del transformador ε_0 conforme a lo indicado en 9.5.5.1 a);</p> <p>b) Para la verificación realizada por la unidad de verificación, se realiza el cálculo del cambio del error de la relación del transformador $\Delta\varepsilon$ conforme a lo indicado en 9.5.5.1 b).</p> <p>9.5.5.1 Cálculo del error de la relación de transformación y del cambio del error de la relación del transformador respecto al error de la relación inicial</p> <p>a) Para la prueba de rutina, realizada por el fabricante se calcula el error de la relación de transformación:</p> $\varepsilon_0 = 100 \left[\frac{k_r - k}{k} \right]$ <p>b) Para la verificación, realizada por la unidad de verificación, se calcula el cambio del error de la relación del transformador respecto al error de la relación inicial:</p> $\varepsilon_n = 100 \left[\frac{k_r - k}{k} \right]$ $\Delta\varepsilon = \varepsilon_n - \varepsilon_0 $ <p>donde:</p> <p>ε_0 es el error de la relación del transformador medido por parte del fabricante (error inicial), expresado en por ciento;</p> <p>k_r es la relación indicada en los datos de placa del transformador;</p> <p>k es la relación medida (real) empleando el aparato de prueba;</p> <p>ε_n es el error de la relación del transformador medido en campo por parte de la unidad de verificación, expresado en por ciento, donde el subíndice "n" denota es el número de verificación (1, 2, 3, 4 ... n);</p> <p>$\Delta\varepsilon$ es el cambio del error de la relación del transformador respecto al error de la relación inicial ε_0.</p> <p>9.5.6 Criterio de aceptación:</p> <p>Para la prueba de rutina realizada por el fabricante solo se registra ε_0, no hay ningún criterio de aceptación.</p> <p>Para la verificación realizada por la unidad de verificación, el cambio del error de la relación del transformador $\Delta\varepsilon$ debe ser menor o igual que 0.5 %.</p>
<p>75 CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p>	<p>Procede parcialmente.</p>

	<p><u>NUMERAL:</u> Capítulo 15 15.8.6.7 Diagramas de conexiones</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p> <p><u>PROPUESTA:</u></p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se sugiere revisar los diagramas de conexiones y aclarar aplicación.</p> <p>Por el objetivo del proyecto de norma, los diagramas pareciera que no corresponden con todos los supuestos del proyecto de norma.</p>	<p>Se eliminan diagramas</p>
76	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE)</p> <p><u>NUMERAL:</u> Título Séptimo, Vigilancia</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p> <p>La vigilancia de este proyecto está a cargo de la Comisión Reguladora de Energía y de la Secretaría de Economía-Dirección General de Normas, de acuerdo a sus atribuciones.</p> <p><u>PROPUESTA:</u></p> <p>La Comisión Reguladora de Energía, la Dirección General de Normas y la Procuraduría Federal del Consumidor, conforme a sus atribuciones y en el ámbito de sus respectivas competencias, son las autoridades que están a cargo de vigilar el cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana.</p> <p>El cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana no exime ninguna responsabilidad en cuanto a la observancia de lo dispuesto en otras normas oficiales mexicanas.</p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u></p> <p>Se sugiere modificar la redacción del Título para brindar mayor claridad respecto de la vigilancia de la NOM</p>	<p>Procede comentario</p> <p>Se escribirá como sigue:</p> <p>TÍTULO SÉPTIMO</p> <p>VIGILANCIA</p> <p>La Comisión Reguladora de Energía, la Secretaría de Economía y la Procuraduría Federal del Consumidor, conforme a sus atribuciones y en el ámbito de sus respectivas competencias, son las autoridades que están a cargo de vigilar el cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana.</p> <p>El cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana no exime ninguna responsabilidad en cuanto a la observancia de lo dispuesto en otras normas oficiales mexicanas.</p>
77	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME</p> <p><u>NUMERAL:</u> TÍTULO OCTAVO</p> <p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p> <p><u>PROPUESTA:</u></p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u> Se sugiere revisar y actualizar la bibliografía en utilizada en el proyecto.</p>	<p>Procede parcialmente.</p> <p>Se escribirá como sigue:</p> <p>TÍTULO OCTAVO</p> <p>BIBLIOGRAFÍA</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ANSI C12.10, Physical aspects of watthour meters - safety standard. 2. ASTM D2244 – 16 Standard Practice for Calculation of Color Tolerances and Color Differences from Instrumentally Measured Color Coordinates 3. CISPR 32, Electromagnetic compatibility of multimedia equipment - Emission requirements 4. IEC 60068-2-2, Environmental testing - part 2-2: tests - test B: dry heat. 5. IEC 60068-2-27, Environmental testing - part 2-27: tests - test Ea and guidance: shock. 6. IEC 60068-2-30, Environmental testing - part 2-30: tests - test Db: damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle). 7. IEC 60068-2-5, Environmental testing - part 2: tests. Test Sa: simulated solar radiation at ground level. 8. IEC 60068-2-75, Environmental testing - part 2-75: tests - test Eh: hammer tests. 9. IEC 60695-2-11, Fire hazard testing - part 2-11: glowing/hot-wire based test methods -

		<p>glow- wire flammability test method for end - products.</p> <ol style="list-style-type: none"> 10. IEC 61000-4-2, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-2: testing. Measurement techniques - electrostatic discharge immunity test. 11. IEC 61000-4-4, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-4: testing and measurement techniques - electrical fast transient/burst immunity test. 12. IEC 61000-4-6, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-6: testing and measurement techniques - immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields. 13. IEC 61000-4-7, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-7: testing and measurement techniques - general guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto. 14. IEC 61180, High-voltage test techniques for low-voltage equipment - Definitions, test and procedure requirements, test equipment 15. IEC 61850-4, Communication networks and systems in substations - part 4: system and project management. 16. IEC 61968, Application integration at electric utilities. 17. IEC 61970, Energy management system. Application program interface. 18. IEC 62262, Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impacts (IK code) 19. IEC 62325, Framework for energy market communications. 20. IEEE C.37.90.1, Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. 21. ISO/IEC 17025. General requirements for the competence of testing and calibration laboratories. 22. ISO/IEC 17065. Conformity assessment - requirements for bodies certifying products, processes and services. 23. NMX-J-592/1-ANCE-2008, Sistemas de gestión de energía - esquemas de funcionamiento - parte 1: directrices y requisitos generales. 24. NMX-J-592/2-ANCE-2008. Sistemas de gestión de energía - esquemas de funcionamiento-parte 2: definiciones. 25. NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida. 26. OIML R 46-1/-2, Active electrical energy meters. Part 1: Metrological and technical requirements. Part 2: Metrological controls and performance tests, Edition 2012 (E). 27. OIML D 31, General requirements for software controlled measuring instruments, Edition 2008 (E).
78	ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) <u>NUMERAL:</u> Título Octavo, General	Procede comentario Se escribirá como sigue:

<p><u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p> <p><u>PROPUESTA:</u></p> <p><u>JUSTIFICACIÓN:</u></p> <p>Se sugiere revisar que documentos contenidos en la Bibliografía no se traten en realidad de Referencias.</p> <p>A manera de ejemplo, se mencionan la IEC 60068-2-1, Environmental testing - part 2-1: tests - test A: cold los se REFIERE en los incisos 10.7.2 y 10.7.5.</p> <p>También se sugiere ubicar la Bibliografía, de acuerdo a lo que establece el inciso 5.2.7 de la Norma Mexicana NMX-Z-013-SCFI-2015, Guía para la estructuración y redacción de Normas.</p>	<p>TÍTULO OCTAVO</p> <p>BIBLIOGRAFÍA</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ANSI C12.10, Physical aspects of watt-hour meters - safety standard. 2. ASTM D2244 – 16 Standard Practice for Calculation of Color Tolerances and Color Differences from Instrumentally Measured Color Coordinates 3. CISPR 32, Electromagnetic compatibility of multimedia equipment - Emission requirements 4. IEC 60068-2-2, Environmental testing - part 2-2: tests - test B: dry heat. 5. IEC 60068-2-27, Environmental testing - part 2-27: tests - test Ea and guidance: shock. 6. IEC 60068-2-30, Environmental testing - part 2-30: tests - test Db: damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle). 7. IEC 60068-2-5, Environmental testing - part 2: tests. Test Sa: simulated solar radiation at ground level. 8. IEC 60068-2-75, Environmental testing - part 2-75: tests - test Eh: hammer tests. 9. IEC 60695-2-11, Fire hazard testing - part 2-11: glowing/hot-wire based test methods - glow-wire flammability test method for end-products. 10. IEC 61000-4-2, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-2: testing. Measurement techniques - electrostatic discharge immunity test. 11. IEC 61000-4-4, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-4: testing and measurement techniques - electrical fast transient/burst immunity test. 12. IEC 61000-4-6, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-6: testing and measurement techniques - immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields. 13. IEC 61000-4-7, Electromagnetic compatibility (EMC) - part 4-7: testing and measurement techniques - general guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto. 14. IEC 61180, High-voltage test techniques for low-voltage equipment - Definitions, test and procedure requirements, test equipment 15. IEC 61850-4, Communication networks and systems in substations - part 4: system and project management. 16. IEC 61968, Application integration at electric utilities. 17. IEC 61970, Energy management system. Application program interface. 18. IEC 62262, Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impacts (IK code) 19. IEC 62325, Framework for energy market communications. 20. IEEE C.37.90.1, Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. 21. ISO/IEC 17025. General requirements for the competence of testing and calibration laboratories. 22. ISO/IEC 17065. Conformity assessment - requirements for bodies certifying products,
---	--

		<p>processes and services.</p> <p>23. NMX-J-592/1-ANCE-2008, Sistemas de gestión de energía - esquemas de funcionamiento - parte 1: directrices y requisitos generales.</p> <p>24. NMX-J-592/2-ANCE-2008. Sistemas de gestión de energía - esquemas de funcionamiento-parte 2: definiciones.</p> <p>25. NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida.</p> <p>26. OIML R 46-1/-2, Active electrical energy meters. Part 1: Metrological and technical requirements. Part 2: Metrological controls and performance tests, Edition 2012 (E).</p> <p>27. OIML D 31, General requirements for software controlled measuring instruments, Edition 2008 (E).</p>
79	<p>ARTECHE NORTH AMERICA, S. A. DE C. V. <u>NUMERAL:</u> Apéndice B (Normativo) <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> Documentación técnica. B.3 Para los transformadores de potencial y corriente se debe presentar la documentación técnica siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificación del transformador, incluyendo: <ol style="list-style-type: none"> a) Nombre o denominación comercial; b) Dibujo de la placa de identificación. 2. Clase de exactitud y las condiciones nominales de funcionamiento. 3. Las especificaciones técnicas del medidor, incluyendo: <ol style="list-style-type: none"> a) Tipo de transformador; b) Relación de transformación; c) Un diagrama a bloques con una descripción funcional de los componentes y dispositivos; d) Categoría de temperatura; e) Tensión nominal; f) Frecuencia nominal; g) Sistema de puesta a tierra. 4. Manual de usuario; 5. Manual de instalación; y 6. Una descripción de la verificación de instalación para fallas significativas, si procede <p><u>PROPUESTA:</u> Eliminar inciso g) y numeral 6, ya que no aplica a los transformadores de instrumento. Escribir en un solo numeral el requisito 4 y 5, ya que puede tratarse del mismo manual, no dos diferentes. <u>JUSTIFICACIÓN:</u></p>	<p>Procede comentario parcialmente Se escribirá como sigue: Para los transformadores de medida:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificación del transformador de medida, incluyendo: <ol style="list-style-type: none"> a) Nombre o denominación comercial del fabricante; b) Dibujo de la placa de identificación. 2. Clase de exactitud y las condiciones normales de funcionamiento. 3. Las especificaciones técnicas del transformador de medida, incluyendo: <ol style="list-style-type: none"> a) Tipo de transformador de medida (corriente, potencial inductivo, potencial capacitivo combinado, etc.); b) Relación de transformación; c) Planos dimensionales; d) Adicionalmente, para transformadores de baja potencia, presentar un diagrama a bloques con una descripción funcional de los componentes y dispositivos; e) Categoría de temperatura; f) Tensión nominal, y; g) Frecuencia nominal. 4. Manual de usuario y/o instalación.
80	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME <u>NUMERAL:</u> Apéndice D. General <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u></p>	<p>Procede parcialmente. Se modifica el Apéndice D como sigue:</p>

PROPUESTA:

JUSTIFICACIÓN:

Se solicita aclarar la longitud de la palabra o del dato con su unidad, así como especificar cuando sean analógicos

Similar al comentario 32, se solicita aclara las aplicaciones y cómo impacta en la tabla DNP.

APÉNDICE D
(Normativo)
PARÁMETROS PARA EL PROTOCOLO DNP3

D.1. Generalidades

Los parámetros requeridos deben estar en concordancia con la aplicación o funcionalidad del medidor Clase: A seleccionado de conformidad con las Tabla 1.1. La tabla D.1 indica el mapa DNP3 requerido.

D.2. Perfil de dispositivo DNP3

Tabla D.1. Mapa DNP3 Perfil para equipos de medición (1 de 3)

DNP3	
Documento de perfil para equipos de medición	
Nivel requerido:	Nivel 2
Objetos, Funciones y/o calificadores adicionalmente requeridos a los del Nivel 2:	
<ul style="list-style-type: none">Objeto 22, Variación 5 – evento de contador de 32 bits con estampa de tiempoObjeto 22, Variación 6 – evento de contador de 16 bits con estampa de tiempoObjeto 32, Variación 3 – evento analógico de 32 bits con estampa de tiempoObjeto 32, Variación 4 – evento analógico de 16 bits con estampa de tiempo	
Tipo de conexiones soportadas:	Redes IP
Tipo de conexión con la Maestra:	Conexión TCP/IP
Número de puerto escucha TCP: (Número de puerto en el que se recibirán peticiones de conexión TCP para el caso de conexión directa con la Maestra)	20000
Soporte para recibir sincronía de tiempo:	En ningún caso la Maestra sincronizará a los equipos de medición
Dirección física o de capa de enlace de datos: (En caso de conexión directa con la Maestra)	Configurable, rango de 1 a 65519 NOTA: La Maestra siempre tendrá configurada la dirección física o de capa de enlace de datos 0 (cero)
Confirmación a nivel de capa de enlace de datos: (En caso de conexión directa con la Maestra)	Solo cuando la Maestra lo requiera
Confirmación a nivel de capa de aplicación: (En caso de conexión directa con la Maestra)	Solo cuando el equipo de medición envíe eventos de cualquier tipo a la Maestra.
Organización del Buffer de eventos:	Los eventos de estados, analógicos y de contadores se deberán almacenar en distinto buffer
Soporte para respuestas no solicitadas: (En caso de conexión directa con la Maestra)	Nunca
Contadores	
Número de objeto estático: 20	
Número de objeto de evento: 22	

Tabla D.1. Mapa DNP3 Perfil para equipos de medición (2 de 3)

DNP3	
Documento de perfil para equipos de medición	
Número de variación estática que debe reportar cuando recibe la petición de variación 0 (En caso de conexión directa con la Maestra)	Configurable: <ul style="list-style-type: none"> • variación 1: contador de 32 bits o • variación 2: contador de 16 bits
Número de variación de evento que debe reportar cuando recibe la petición de variación 0 Para el caso en que el equipo de medición esté conectado directamente a una UTR, la estampa de tiempo de los eventos de contador se debe originar en el equipo de medición, no en la UTR.	Configurable: <ul style="list-style-type: none"> • variación 1: evento de contador de 32 bits sin estampa de tiempo • variación 2: evento de contador de 16 bits sin estampa de tiempo • variación 5: evento de contador de 32 bits con estampa de tiempo • variación 6: evento de contador de 16 bits con estampa de tiempo
Modo de reportar eventos: Cuando exista más de un evento asociado a un mismo punto, el medidor de energía puede incluir todos los eventos o solo los eventos más recientes.	Siempre incluirá todos los eventos.
Los contadores se deberán incluir en una respuesta a una clase 0:	Siempre
Recuento de contadores:	Configurable: <ul style="list-style-type: none"> • 16 bits (65,535) • 32 bits (4,294,967,295) • Al número máximo de recuento sea configurable para más de 65,535 cuentas para 16-bit o más de 4,294,967,295 cuentas para 32 bits)
Número de clase predeterminada para asignación de eventos de contador: (En caso de conexión directa con la Maestra)	Clase 3 (Objeto 60, variación 4)
Analógicos Número de objeto estático: 30 Número de objeto de evento: 32	
Número de variación estática que debe reportar cuando recibe la petición de variación 0 (En caso de conexión directa con la Maestra)	Configurable: <ul style="list-style-type: none"> • variación 1: analógico de 32 bits con bandera o • variación 2: analógico de 16 bits con bandera

Tabla D.1. Mapa DNP3 Perfil para equipos de medición (3 de 3)

<p>Número de variación de evento que debe reportar cuando recibe la petición de variación 0</p> <p>Para el caso en que el equipo de medición esté conectado directamente a una UTR, la estampa de tiempo de los eventos analógicos se debe originar en el equipo de medición, no en la UTR.</p>	<p>Configurable:</p> <ul style="list-style-type: none"> • variación 1: evento analógico de 32 bits sin estampa de tiempo • variación 2: evento analógico de 16 bits sin estampa de tiempo • variación 3: evento analógico de 32 bits con estampa de tiempo • variación 4: evento analógico de 16 bits con estampa de tiempo
<p>Modo de reportar eventos:</p> <p>Cuando exista más de un evento asociado a un mismo punto, el medidor de energía puede incluir todos los eventos o solo los eventos más recientes.</p>	<p>Siempre incluirá todos los eventos</p>
<p>Número de clase predeterminada para asignación de eventos analógicos:</p> <p>(En caso de conexión directa con la Maestra)</p>	<p>Clase 2 (Objeto 60, variación 3)</p>
<p>Los analógicos se deberán incluir en una respuesta a una clase 0:</p>	<p>Siempre</p>
<p>Soporte para configuración de bandas muertas</p>	<p>Si</p>

D.3 Implementación del protocolo DNP3 nivel 2.

La implementación del protocolo DNP3 nivel 2, debe mostrar cuales objetos, variaciones, códigos de función y calificadores soporta un medidor tanto en interrogación como en respuesta. La columna de peticiones identifica todas las interrogaciones que pueden ser enviadas por un dispositivo de telecontrol en modalidad de maestro y que deben ser procesadas por el equipo de medición. La columna de respuesta identifica todas las respuestas que pueden ser enviadas por el equipo de medición y deben ser procesadas por la Maestra. El detalle de las interrogaciones y respuestas se debe consultar el Estandar IEEE Std 1815-2012 y en el Perfil del dispositivo del mismo estándar, disponible en <https://www.dnp.org/default.aspx>

D.4 Mediciones analógicas

Mediciones analógicas estáticas: El medidor de energía debe ser capaz de responder con:

- Objeto 30, Variación 1: entradas analógicas a 32 Bits con bandera
- Objeto 30, variación 2: entradas analógicas a 16 Bits con bandera

Mediciones analógicas por evento: El medidor de energía debe ser capaz de responder con:

- Objeto 32, variación 1: entradas analógicas por evento a 32 bits con bandera y sin estampa de tiempo.
- Objeto 32, variación 2: entradas analógicas por evento a 16 bits con bandera y sin estampa de tiempo.
- Objeto 32, variación 3: entradas analógicas por evento a 32 bits con bandera y estampa de tiempo.
- Objeto 32, variación 4: entradas analógicas por evento a 16 bits con bandera y estampa de tiempo.

D.5 Mediciones contadores.

Mediciones estáticas contadores: El medidor debe ser capaz de responder con:

- Objeto 20, variación 1: entrada de contador a 32 bits con bandera
- Objeto 20, variación 2: entrada de contador a 16 bits con bandera

Mediciones por evento contadores: El medidor debe ser capaz de responder con:

- Objeto 22, variación 1: entrada de contador a 32 bits con bandera y sin estampa de tiempo.
- Objeto 22, variación 2: entrada de contador a 16 bits con bandera y sin estampa de tiempo.
- Objeto 22, variación 5: entrada de contador a 32 bits con bandera y estampa de tiempo.
- Objeto 22, variación 6: entrada de contador a 16 bits con vadera y estampa de tiempo.

Tabla D.2, parte 1 de 8. Registro de eventos (digitales con estampado de tiempo)

Punto DNP	Evento/Alarma	Comentarios.
0	Falla interna detectada por el medidor.	Alarma que se sostiene por 1 segundo y luego se restablece
1	Cambio de configuración.	Alarma que se sostiene por 1 segundo y luego se restablece Ejemplo: Cambio de relación de transformación.
2	Activación de entradas digitales.	Alarma que se sostiene por 1 segundo y luego se restablece
3	Cambio a modo prueba y modo normal.	Alarma que se sostiene por 1 segundo y luego se restablece
4	Cambio de horario.	Alarma que se sostiene por 1 segundo y luego se restablece
5	Batería baja.	Alarma que se sostiene
6	Evento de calidad de la Potencia	Alarma única indicando la ocurrencia de cualquier evento de la calidad de la Potencia, se sostiene por 1 segundo y luego se restablece, solo aplica para medidores con funciones de calidad de la potencia

Tabla D2, parte 2 de 8. Medición instantánea para monitoreo de valor eficaz del parámetro medido, obtenido en un intervalo de 1 segundo o menor (analógicos de 32 bits) (1 de 2)

La resolución de estas variables implementadas en DNP3 deben tener una resolución de 3 decimales. Por lo que, se podrán tener diferencias entre el valor registrado y el valor enviado en DNP3 del orden de milésimas redondeando el valor. Ejemplo: 10.2545 A será reportado como 10.255 A.

Punto DNP	Parámetro	Unidad	Descripción
0	U_{ab}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
1	U_{bc}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
2	U_{ca}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
3	U_{ab}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
4	U_{bc}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
5	U_{ca}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
6	U_{abca}	V	$(U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2) / 3$
7	U_{max}	V	$(U_{ab} + U_{bc} + U_{ca}) / 3$
8	$U_{desbalance}$	%	Calculado como $\text{Max}(U_{ab} - U_{bc}, U_{bc} - U_{ca}, U_{ca} - U_{ab}) / U_{max}$ Conforme a IEEE1159
9	I_a	A	Corriente eficaz, (raíz cuadrática media)
10	I_b	A	Corriente eficaz, (raíz cuadrática media)
11	I_c	A	Corriente eficaz, (raíz cuadrática media)

Tabla D2, parte 3 de 8. Medición instantánea para monitoreo de valor eficaz del parámetro medido, obtenido en un intervalo de 1 segundo o menor (analógicos de 32 bits) (2 de 2)

Punto DNP	Parámetro	Unidad	Descripción
12	I_{max}	A	$(I_a + I_b + I_c) / 3$
13	Desbalance	%	Calculado como $\text{Max} (I_{\text{fasea}}, I_{\text{faseb}}, I_{\text{fasec}}) / I_{\text{max}}$ Conforme a IEEE1159
14	$kW_{3\phi}$	kW	Potencia activa trifásica con signo
15	$kvar_{3\phi}$	kVar	Potencia reactiva trifásica con signo
16	kW_a	kW	Potencia activa fase a con signo
17	kW_b	kW	Potencia activa fase b con signo
18	kW_c	kW	Potencia activa fase c con signo
19	$kvar_a$	kVar	Potencia reactiva fase a con signo
20	$kvar_b$	kVar	Potencia reactiva fase b con signo
21	$kvar_c$	kVar	Potencia reactiva fase c con signo
22	Factor de potencia.	%	Factor de potencia
23	Cuadrante del Factor de potencia		1 = Q1, 2 = Q2, 3 = Q3 y 4 = Q4
24	Frecuencia.	Hz	Frecuencia
Medición acumulada periodo de cinco minutos valores analógicos de 32 bits			
25	kWmax5	kW	Valor analógico instantáneo máximo de la potencia activa evaluado en un periodo <u>cincominutal</u> .
26	kWdem15	kW	Valor analógico del promedio móvil de la potencia activa evaluado en intervalos de 15 min. mediante series de tres registros <u>cincominutales</u> .

Tabla D2, parte 4 de 8. Medición liquidación y facturación (contador de 32 bits)

El valor se reinicia al inicio de cada periodo.

Punto DNP	Parámetro	Unidad	Descripción
0	$kWhE$	Wh	kWh entregado de la hora anterior (consumo de la hora anterior) resolución de 3 decimales
1	$kWhR$	Wh	kWh recibido de la hora anterior (consumo de la hora anterior) resolución de 3 decimales
2	$kvarh.Q1$	varh.	$kvarh$ Q1 de la hora anterior (consumo de la hora anterior) resolución de 3 decimales
3	$kvarh.Q2$	varh.	$kvarh$ Q2 de la hora anterior (consumo de la hora anterior) resolución de 3 decimales
4	$kvarh.Q3$	varh.	$kvarh$ Q3 de la hora anterior (consumo de la hora anterior) resolución de 3 decimales
5	$kvarh.Q4$	varh.	$kvarh$ Q4 de la hora anterior (consumo de la hora anterior) resolución de 3 decimales
6	$kWhEmes$	kWh	kWh entregados mes anterior (consumo del mes anterior) resolución sin decimales
7	$kWhRmes$	kWh	kWh recibidos mes anterior (consumo del mes anterior) resolución sin decimales

Tabla D2, parte 5 de 8. Medición acumulada periodo de cinco minutos (contador de 32 bits)

Punto DNP	Parámetro	Unidad	Descripción
8	kWhE	mWh	kWh entregado periodo <i>cincominutal</i> , resolución de 6 decimales
9	kWhR	mWh	kWh recibido periodo <i>cincominutal</i> , resolución de 6 decimales
10	kvarh Q1	mvvarh	kvarh Q1 periodo <i>cincominutal</i> , resolución de 6 decimales
11	kvarh Q2	mvvarh	kvarh Q2 periodo <i>cincominutal</i> , resolución de 6 decimales
12	kvarh Q3	mvvarh	kvarh Q3 periodo <i>cincominutal</i> , resolución de 6 decimales
13	kvarh Q4	mvvarh	kvarh Q4 periodo <i>cincominutal</i> , resolución de 6 decimales

Tabla D2, parte 6 de 8. Medición de calidad de potencia, resultado de la agregación de 10 min. de acuerdo con NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 solo para medidores con calidad de la potencia (analógicos de 32 bits)

La resolución de estas variables implementadas en DNP3 deben tener una resolución de 3 decimales. Ejemplo: 10.2545 A será reportado como 10.255 A.

Punto DNP	Parámetro	Tiempo	Unidad	Descripción
27	<i>Udesneg</i>	10 min.	%	Desbalance de secuencia negativa, valor resultado de la agregación de 10 minutos.
28	<i>Idesneg</i>	10 min.	%	
29	<i>Udescer</i>	10 min.	%	
30	<i>Idescer</i>	10 min.	%	Desbalance de secuencia cero, valor resultado de la agregación de 10 minutos.
31	F	10 s.	Hz	Valor resultado de la agregación de 10 segundos.
32	<i>Udesneg10prom</i>	Diario	%	Valor promedio estadístico resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
33	<i>Idesneg10prom</i>	Diario	%	
34	<i>Udescer10prom</i>	Diario	%	
35	<i>Idescer10prom</i>	Diario	%	
36	<i>F10prom</i>	Diario	Hz	
37	<i>Udesneg10max</i>	Diario	%	
38	<i>Idesneg10max</i>	Diario	%	Valor máximo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
39	<i>Udescer10max</i>	Diario	%	
40	<i>Idescer10max</i>	Diario	%	
41	<i>F10max</i>	Diario	Hz	Valor mínimo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
42	<i>Udesneg10minimo</i>	Diario	%	
43	<i>Idesneg10minimo</i>	Diario	%	
44	<i>Udescer10minimo</i>	Diario	%	
45	<i>Idescer10minimo</i>	Diario	%	
46	<i>F10minimo</i>	Diario	Hz	

Tabla D2, parte 7 de 8. Medición de armónicas, valor resultado de la agregación de 10 minutos de acuerdo con NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 solo para medidores con calidad de la potencia (analógicos de 32 bits)

La resolución de estas variables implementadas en DNP3 deben tener una resolución de 3 decimales. Ejemplo: 10.2545 A será reportado como 10.255 A.

Punto DNP	Parámetro	Tiempo	Unidad	Descripción
47	THD U_{a10}	10 min.	%	Distorsión armónica total, Valor resultado de la agregación de 10 minutos.
48	THD U_{b10}	10 min.	%	
49	THD U_{c10}	10 min.	%	
50	THD I_a	10 min.	%	
51	THD I_b	10 min.	%	
52	THD I_c	10 min.	%	
53	THD U_{a24max}	24 h	%	Valor máximo resultado de un periodo de valoración de 24 horas de los valores de agregación de 10 minutos de los puntos 47 a 52.
54	THD U_{b24max}	24 h	%	
55	THD U_{c24max}	24 h	%	
56	THD I_{a24max}	24 h	%	
57	THD I_{b24max}	24 h	%	
58	THD I_{c24max}	24 h	%	

Tabla D2, parte 8 de 8 Cuentas de número de eventos de calidad de la potencia (contador de 32 bits).

Las cuentas de calidad de potencia para determinar el cumplimiento de acuerdo con NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 vigente y al Código de Red. El contador deberá activarse cada vez que el límite sea rebasado y el periodo de valoración del evento debe realizarse de forma diaria y reiniciarse el contador a las cero horas.

Punto DNP	Parámetro	Descripción
14	P_{ca} Parpadeo corto plazo	Contador de parpadeos corto plazo
15	P_{ca} Parpadeo largo plazo	Contador de parpadeos largo plazo
16	Decremento repentino de tensión (Sag)	Sag fase A, Sag fase B, Sag fase C, Sag fase AB, Sag fase BC, Sag fase CA, Sag 3F, contador de eventos acumulados, cualquiera de las 3 fases (U_a , U_b y U_c)
17	Incremento repentino de tensión (Swell)	Swell fase A, Swell fase B, Swell fase C, Swell fase AB, Swell fase BC, Swell fase CA, Swell 3F, contador de eventos acumulados, cualquiera de las 3 fases (U_a , U_b y U_c)
18	Interrupciones	Int fase A, Int fase B, Int Fase C, Int 3F, Int Ab, Int BC, Int CA, (contador de eventos acumulados)
19	Frecuencia	Contador de eventos acumulados fuera Límite
20	% THD, U_{a10}	
21	% THD, U_{b10}	
22	% THD, U_{c10}	
23	% THD, I_a	
24	% THD, I_b	
25	% THD, I_c	

81 CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME
 NUMERAL: Apéndice D. General
 TEXTO DEL PROYECTO:

No procede.
 Ver respuesta a comentario 80

	<p>PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Tabla D 1, parte 1 de 6- Parámetros para el protocolo DNP3 Instantáneos Aclarar si la conexión de dos elementos para medir sistemas trifásicos de tres fases, tres hilos, delta es permitida por la NOM-001-CRE y de ser así, aclarar como afectara la tabla DNP.</p>	
82	<p>EDGAR PAVIA CAMPOS NUMERAL: Apéndice F III. Firma de los que intervienen en la verificación TEXTO DEL PROYECTO: Unidad Verificadora de Instalaciones Eléctricas PROPUESTA: Unidad Verificadora Acreditada y Aprobada o Unidad Verificadora de Instrumentos de Medición. JUSTIFICACIÓN: LFMN, Capítulo VI, Artículo 84. ó Convocatoria para la acreditación y aprobación de Unidades de Verificación de Instrumentos de Medición (publicada el 22/04/16)</p>	<p>Procede parcialmente, En todo donde aplique se escribirá Unidad de Verificación Acreditada y Aprobada (UVAA)</p>
83	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Apéndice F. Acta circunstanciada TEXTO DEL PROYECTO: De conformidad con lo dispuesto en los artículos 3o. fracciones I, IV-A, V, VI, IX, XIV X-A, XV-A, XVII y XVIII, 68, 84, 85, 88,89, 92, 94, 97 fracción II, 98, 101, 105, 106, 112, 112-A de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, 133 y 134 de la Ley de la Industria Eléctrica; 113 de su Reglamento y demás disposiciones legales aplicables, en mi carácter de representante legal de la Unidad de Verificación con registro número:, con acreditación vigente de fecha: otorgada por la Entidad de Acreditación Autorizada y aprobación vigente de la Secretaría de Energía otorgada en oficio No. de fecha PROPUESTA: De conformidad con lo dispuesto en los artículos 3o. fracciones I, IV-A, V, VI, IX, XIV X-A, XV-A, XVII y XVIII, 68, 84, 85, 88,89, 92, 94, 97 fracción II, 98, 101, 105, 106, 112, 112-A de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, 133 y 134 de la Ley de la Industria Eléctrica; 113 de su Reglamento y demás disposiciones legales aplicables, en mi carácter de representante legal de la Unidad de Verificación con registro número:, con acreditación vigente de fecha: otorgada por la Entidad de Acreditación Autorizada y aprobación vigente de la Comisión Reguladora de Energía otorgada en oficio No. de fecha JUSTIFICACIÓN: Aclarar. Debido a que es una norma conjunta entre la Secretaría de Economía y la Comisión Reguladora de Energía, aclarar el nombre de la dependencia.</p>	<p>Procede parcialmente:</p>
84	<p>CÁMARA NACIONAL DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS, CANAME NUMERAL: Apéndice F. Acta circunstanciada TEXTO DEL PROYECTO: PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Junto con los comentarios 28 y 29, se sugiere aclarar la magnitud de calidad de la potencia que deben asentarse en el Acta circunstanciada.</p>	<p>Procede comentario parcialmente Se escribirá como sigue: De conformidad con lo dispuesto en los artículos 3o. fracciones IV-A y XVII, 68, 73, 74, 84, 85, 86, 87, 88, 91, 92, 94, 97, 98 y 99 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 113 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica y demás disposiciones legales aplicables, en mi carácter de Unidad de Verificación de Acreditada y Aprobada, con registro número:, con acreditación vigente de fecha: otorgada por una entidad de acreditación autorizada, y aprobación vigente de la Comisión Reguladora de Energía otorgada en mediante oficio No. de fecha....., y habiéndose aplicado el procedimiento para la evaluación de la conformidad correspondiente a las instalaciones para el uso de energía eléctrica que se describen a continuación:</p>
85	<p>ASOCIACIÓN DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN, A.C. (ANCE) NUMERAL: Transitorios</p>	<p>Procede parcialmente. Se redactarán como sigue: PRIMERO. La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los 365 días naturales</p>

	<p>TEXTO DEL PROYECTO:</p> <p>PRIMERO. El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, una vez que sea publicada en el Diario Oficial de la Federación como Norma definitiva, entrará en vigor a los 60 días naturales después de su publicación.</p> <p>SEGUNDO. El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, una vez que sea publicada en el Diario Oficial de la Federación como Norma definitiva y entre en vigor, cancelará a la Norma Oficial Mexicana NOM-127-SCFI-1999, Instrumentos de medición-Medidores multifunción para sistemas eléctricos-Especificaciones y métodos de prueba, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 1999.</p> <p>TERCERO. En tanto no existan Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas (UVAA), los Transportista y Distribuidores podrán solicitar la realización de las verificaciones en los términos del procedimiento de la evaluación de la conformidad de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, a Unidades de Inspección de la Industria Eléctrica aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía durante un periodo no mayor a 240 días naturales contados a partir de la entrada en vigor de la misma.</p> <p>PROPUESTA:</p> <p>PRIMERO. El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, una vez que sea publicada en el Diario Oficial de la Federación como Norma definitiva, entrará en vigor a los 60 días naturales después de su publicación.</p> <p>SEGUNDO. El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, una vez que sea publicada en el Diario Oficial de la Federación como Norma definitiva y entre en vigor, cancelará a la Norma Oficial Mexicana NOM-127-SCFI-1999, Instrumentos de medición-Medidores multifunción para sistemas eléctricos-Especificaciones y métodos de prueba, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 1999.</p> <p>TERCERO. Los laboratorios de prueba y los organismos de certificación para producto podrán iniciar los trámites de acreditación y aprobación en el presente anteproyecto de NOM, una vez que el Diario Oficial de la Federación publique la norma definitiva.</p> <p>CUARTO. En tanto no existan Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas (UVAA), los Transportista y Distribuidores podrán solicitar la realización de las verificaciones en los términos del procedimiento de la evaluación de la conformidad de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, a Unidades de Inspección de la Industria Eléctrica aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía durante un periodo no mayor a 240 días naturales contados a partir de la entrada en vigor de la misma.</p> <p>JUSTIFICACIÓN:</p> <p>Con objeto de contar lo más pronto posible con la infraestructura para la evaluación de la conformidad se solicita la inclusión del artículo transitorio quinto.</p> <p>De aceptarse el comentario, se debe recorrer la numeración de los Transitorios desde este punto.</p>	<p>contados a partir de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.</p> <p>SEGUNDO. La entrada en vigor de la Norma Oficial Mexicana, podrá ser antes del plazo establecido en el transitorio inmediato anterior, previa emisión del Acuerdo correspondiente por parte de la Comisión Reguladora de Energía, tomando en consideración la existencia de infraestructura acreditada y aprobada para la evaluación de la conformidad, así como la existencia de medidores y transformadores de medida certificados y con aprobación de modelo o prototipo, de acuerdo a los requerimientos establecidos en el presente instrumento.</p> <p>TERCERO. A la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, sólo se deberán comercializar medidores y transformadores de medida que cuenten con la aprobación de modelo o prototipo y el certificado de cumplimiento, de conformidad con lo previsto en este instrumento.</p> <p>CUARTO. A partir de la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, en todos los nuevos servicios, únicamente deberán instalarse medidores y transformadores de medida que cumplan con lo previsto en este instrumento.</p> <p>QUINTO. Los medidores y los transformadores de medida adquiridos previo a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, deberán instalarse dentro de un plazo que no exceda de 12 meses contados a partir de su entrada en vigor.</p> <p>SEXTO. Los medidores instalados previamente a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana en servicios de media tensión con cargas mayores o iguales a 100 kW, deberán dar cumplimiento a las especificaciones previstas en este instrumento, en un plazo máximo de 24 meses contados a partir de su entrada en vigor.</p> <p>SÉPTIMO. Los medidores instalados previamente a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana en servicios de alta tensión, deberán dar cumplimiento a las especificaciones previstas en este instrumento, en un plazo máximo de 24 meses contados a partir de su entrada en vigor.</p> <p>OCTAVO. Los informes de pruebas emitidos con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, podrán emplearse para fines de certificación, previa revisión técnica y validación de los resultados de la evaluación de la conformidad por parte de un Organismo de Certificación de Producto acreditado y aprobado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, hasta por 24 meses siguientes a la entrada en vigor de este instrumento.</p> <p>NOVENO. Los informes de pruebas emitidos con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, podrán emplearse para fines de aprobación del modelo o prototipo, previa revisión técnica y validación de los resultados de la evaluación de la conformidad por parte del Centro Nacional de Metrología, hasta por 24 meses siguientes a la entrada en vigor de este instrumento.</p> <p>DÉCIMO. Los Laboratorios de Prueba, Organismos de Certificación de Producto y Unidades de Verificación podrán iniciar los trámites de acreditación y aprobación para la presente Norma Oficial Mexicana, al día hábil siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.</p>
<p>86</p>	<p>LORENA MARTÍNEZ MEJÍA NUMERAL: Transitorio Tercero TEXTO DEL PROYECTO: En tanto no existan Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas (UVAA), los Transportista y Distribuidores podrán solicitar la realización de las verificaciones en los términos del procedimiento de la evaluación de la conformidad de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, a Unidades de Inspección de la Industria Eléctrica aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía durante un periodo no mayor a 240 días naturales contados a partir de la entrada en vigor de la misma.</p> <p>PROPUESTA: JUSTIFICACIÓN: Se comenta que mientras no haya Unidades de Inspección de la Industria Eléctrica acreditadas y aprobadas (UVAA), los transportistas y distribuidores podrán solicitar la realización de las</p>	<p>Procede parcialmente. Ver respuesta a comentario 85.</p>

	<p>verificaciones a unidades de inspección aprobadas por la CRE. Favor de añadir la lista de estas Unidades de Inspección.</p>																					
<p>87</p>	<p>FRANCISCO MARES <u>NUMERAL:</u> Referencias normativas <u>TEXTO DEL PROYECTO:</u> 2. Referencias normativas Para los fines de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, es indispensable aplicar las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas y Normas Internacionales que se indican a continuación, o las que las sustituyan: ... TÍTULO OCTAVO BIBLIOGRAFÍA 1. ANSI C12.10, Physical aspects of wattour meters - safety standard. 2. CISPR 22, Information technology equipment - Radio disturbance characteristics- Limits and methods of measurement. 3. IEC 60068-2-1, Environmental testing - part 2-1: tests - test A: cold. 4. IEC 60068-2-2, Environmental testing - part 2-2: tests - test B: dry heat. 5. IEC 60068-2-27, Environmental testing - part 2-27: tests - test Ea and guidance: shock. 6. IEC 60068-2-30, Environmental testing - part 2-30: tests - test Db: damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle). <u>PROPUESTA:</u> ... 48. Protocolos Internacionales Abiertos relevantes a los sistemas y dispositivos para la medición eléctrica y comunicación tales como ANSI, IEEE <u>JUSTIFICACIÓN:</u> Observación: En ambos listados de normas no se refiere a las normas ANSI para medidores socket (por ejemplo ANSI C12.1 – 2008 – Code for Electricity Metering, ANSI C12.20 – 2010 Meters – 0.2 and 0.5 Accuracy Classes, etc) por lo que debería darse un punto en el cual se haga mención a la validez de dichas normas.</p>	<p>No procede. Las referencias normativas se indican como sigue: 2. Referencias normativas Para los fines de esta Norma Oficial Mexicana, es indispensable aplicar las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas y Normas Internacionales que se indican a continuación, o las que las sustituyan:</p> <table border="0"> <tr> <td>NMX-J-098-ANCE-2014</td> <td>Sistemas eléctricos-Tensiones eléctricas normalizadas (Cancela a la NMX-J-098-ANCE-1999), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de junio de 2015.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-109-ANCE-2018</td> <td>Transformadores de corriente-Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-J-109-2010), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de mayo de 2018.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-404-ANCE-2017</td> <td>Conectores – Conectores aislados separables para sistemas de distribución de energía de 600 V y mayores – Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-J-404-1980), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de septiembre de 2017.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-529-ANCE-2012</td> <td>Grados de protección proporcionados por los envolventes (Código IP). (Cancela a la NMX-J-529-ANCE-2006), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de marzo de 2013.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-550/4-15-ANCE-2005</td> <td>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-15: Técnicas de prueba y medición-Medidor de parpadeo-Especificaciones de funcionamiento y diseño, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 2005.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-562/1-ANCE-2013</td> <td>Guía para la selección y dimensionamiento de aisladores para alta tensión para utilizarse en condiciones de contaminación-Parte 1: Definiciones, información y principios generales (Cancela a la NMX-J-562/1-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de mayo de 2014.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-579/4-6-ANCE-2006</td> <td>Técnicas de prueba y medición-Parte 4-6: Pruebas de inmunidad de equipo eléctrico y electrónico a las radio perturbaciones conducidas e inducidas, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-579/4-8-ANCE-2006</td> <td>Técnicas de prueba y medición-Parte 4-8: Pruebas de inmunidad a los campos magnéticos de frecuencia de alimentación, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-600-ANCE-2010</td> <td>Requisitos de seguridad para equipos eléctricos de medición, control y uso en laboratorios-Parte 1: Requisitos generales, declaratoria de vigencia publicada en el DOF el 11 de mayo de 2010.</td> </tr> <tr> <td>NMX-J-607-ANCE-2008</td> <td>Aparatos electrodomésticos y similares-Seguridad-Pruebas mecánicas y ambientales, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 2008.</td> </tr> </table>	NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas eléctricos-Tensiones eléctricas normalizadas (Cancela a la NMX-J-098-ANCE-1999), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de junio de 2015.	NMX-J-109-ANCE-2018	Transformadores de corriente-Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-J-109-2010), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de mayo de 2018.	NMX-J-404-ANCE-2017	Conectores – Conectores aislados separables para sistemas de distribución de energía de 600 V y mayores – Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-J-404-1980), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de septiembre de 2017.	NMX-J-529-ANCE-2012	Grados de protección proporcionados por los envolventes (Código IP). (Cancela a la NMX-J-529-ANCE-2006), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de marzo de 2013.	NMX-J-550/4-15-ANCE-2005	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-15: Técnicas de prueba y medición-Medidor de parpadeo-Especificaciones de funcionamiento y diseño, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 2005.	NMX-J-562/1-ANCE-2013	Guía para la selección y dimensionamiento de aisladores para alta tensión para utilizarse en condiciones de contaminación-Parte 1: Definiciones, información y principios generales (Cancela a la NMX-J-562/1-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de mayo de 2014.	NMX-J-579/4-6-ANCE-2006	Técnicas de prueba y medición-Parte 4-6: Pruebas de inmunidad de equipo eléctrico y electrónico a las radio perturbaciones conducidas e inducidas, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.	NMX-J-579/4-8-ANCE-2006	Técnicas de prueba y medición-Parte 4-8: Pruebas de inmunidad a los campos magnéticos de frecuencia de alimentación, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.	NMX-J-600-ANCE-2010	Requisitos de seguridad para equipos eléctricos de medición, control y uso en laboratorios-Parte 1: Requisitos generales, declaratoria de vigencia publicada en el DOF el 11 de mayo de 2010.	NMX-J-607-ANCE-2008	Aparatos electrodomésticos y similares-Seguridad-Pruebas mecánicas y ambientales, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 2008.
NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas eléctricos-Tensiones eléctricas normalizadas (Cancela a la NMX-J-098-ANCE-1999), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de junio de 2015.																					
NMX-J-109-ANCE-2018	Transformadores de corriente-Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-J-109-2010), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de mayo de 2018.																					
NMX-J-404-ANCE-2017	Conectores – Conectores aislados separables para sistemas de distribución de energía de 600 V y mayores – Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-J-404-1980), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de septiembre de 2017.																					
NMX-J-529-ANCE-2012	Grados de protección proporcionados por los envolventes (Código IP). (Cancela a la NMX-J-529-ANCE-2006), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de marzo de 2013.																					
NMX-J-550/4-15-ANCE-2005	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-15: Técnicas de prueba y medición-Medidor de parpadeo-Especificaciones de funcionamiento y diseño, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 2005.																					
NMX-J-562/1-ANCE-2013	Guía para la selección y dimensionamiento de aisladores para alta tensión para utilizarse en condiciones de contaminación-Parte 1: Definiciones, información y principios generales (Cancela a la NMX-J-562/1-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de mayo de 2014.																					
NMX-J-579/4-6-ANCE-2006	Técnicas de prueba y medición-Parte 4-6: Pruebas de inmunidad de equipo eléctrico y electrónico a las radio perturbaciones conducidas e inducidas, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.																					
NMX-J-579/4-8-ANCE-2006	Técnicas de prueba y medición-Parte 4-8: Pruebas de inmunidad a los campos magnéticos de frecuencia de alimentación, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2007.																					
NMX-J-600-ANCE-2010	Requisitos de seguridad para equipos eléctricos de medición, control y uso en laboratorios-Parte 1: Requisitos generales, declaratoria de vigencia publicada en el DOF el 11 de mayo de 2010.																					
NMX-J-607-ANCE-2008	Aparatos electrodomésticos y similares-Seguridad-Pruebas mecánicas y ambientales, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 2008.																					

		<p>NMX-J-610/4-2-ANCE-2012</p> <p>NMX-J-610/4-3-ANCE-2015</p> <p>NMX-J-610/4-4-ANCE-2013</p> <p>NMX-J-610/4-5-ANCE-2013</p> <p>NMX-J-610/4-7-ANCE-2013</p> <p>NMX-J-610/4-12-ANCE-2013</p> <p>NMX-J-610-4-30-ANCE-2018</p> <p>NMX-J-610/6-2-ANCE-2008</p> <p>NMX-J-615-1-ANCE-2018</p> <p>NMX-J-615-3-ANCE-2018</p>	<p>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-2: Técnicas de prueba y medición-Pruebas de inmunidad a descargas electrostáticas. (Cancela a la NMX-J-550/4-2-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de junio de 2012.</p> <p>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-3: Técnicas de prueba y medición-pruebas de inmunidad a campos electromagnéticos radiados por señales de radiofrecuencia (Cancela a la NMX-J-550/4-3-ANCE-2008), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de mayo de 2016.</p> <p>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-4: Técnicas de prueba y medición-Pruebas de inmunidad a ráfagas de impulsos eléctricos rápidos (Cancela a la NMX-J-550/4-4-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de mayo de 2014.</p> <p>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-5: Técnicas de prueba y medición-Pruebas de inmunidad a impulsos por maniobra o descarga atmosférica (Cancela a la NMX-J-550/4-5-ANCE-2006), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014.</p> <p>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-7: Técnicas de prueba y medición-Guía general de instrumentación y medición para armónicas e interarmónicas, en sistemas de suministro de energía eléctrica y equipo que se conecta a éstos (Cancela a la NMX-J-550/4-7-ANCE-2005), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014.</p> <p>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-12: Técnicas de prueba y medición-Pruebas de inmunidad a ondas oscilatorias (Cancela a la NMX-J-550/4-12-ANCE-2006), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014.</p> <p>Compatibilidad Electromagnética (EMC)-Parte 4-30: Técnicas de prueba y medición-Métodos de medición de calidad de la potencia eléctrica (Cancela a la NMX-J-610/4-30-ANCE-2014), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de mayo de 2018.</p> <p>Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 6-2: Normas genéricas-Requisitos de inmunidad de aparatos eléctricos en ambientes industriales, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 2008.</p> <p>Transformadores de medida-Parte 1: Requisitos generales, (Cancela a la NMX-J-615-1-ANCE-2009), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de mayo de 2018.</p> <p>Transformadores de medida-Parte 3: Requisitos adicionales para transformadores de potencial inductivo, (Cancela a la NMX-J-615/3-ANCE-2013), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de mayo de 2018.</p>

		<p>NMX-J-615-5-ANCE-2018 Transformadores de medida-Parte 5: Requisitos adicionales para transformadores de potencial capacitivo, (Cancela a la NMX-J-615/5-ANCE-2014), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de mayo de 2018.</p> <p>NMX-J-627-ANCE-2009 Envoltentes-Grados de protección proporcionados por los envoltentes de equipos eléctricos en contra de impactos mecánicos (Código IK), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de noviembre de 2009.</p> <p>NMX-J-648/2-27-ANCE-2012 Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-27: Pruebas-Prueba EA y guía-Choque, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.</p> <p>NMX-J-648/2-30-ANCE-2012 Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-30: Pruebas-Prueba DB: Calor húmedo, ciclo (Ciclo de 12 h + 12 h), declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.</p> <p>NMX-J-648/2-47-ANCE-2012 Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-47: Pruebas-Montaje de especímenes para pruebas de vibración, de impacto y otras pruebas dinámicas, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.</p> <p>NMX-J-648/2-78-ANCE-2012 Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 2-78: Pruebas-Prueba CAB: Calor húmedo, estado de equilibrio, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de abril de 2013.</p> <p>NMX-J-648/3-1-ANCE-2012 Pruebas ambientales en productos eléctricos-Parte 3-1: Información básica-Pruebas de frío y de calor seco, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2014.</p> <p>NMX-Z-12/2-1987 Muestreo para la inspección por atributos - Parte 2: Métodos de muestreo, tablas y gráficas.</p> <p>En tanto no se publiquen las Normas Mexicanas, adopciones de las IEC que se refieren a continuación, se aplicarán también, para los fines de esta NOM las normas internacionales siguientes:</p> <p>IEC 60068-2-1:2007 Environmental testing - Part 2-1: Tests - Test A: Cold.</p> <p>IEC 60068-2-6:2007 Environmental testing - Part 2-6: Tests - Test Fc: Vibración (sinusoidal).</p> <p>IEC 60068-3-4:2001 Environmental testing - Part 3-4: Supporting documentation and guidance - Damp heat tests</p> <p>IEC 60068-2-18:2017 RLV Environmental testing - Part 2-18: Tests - Test R and guidance: Water</p> <p>IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 Degrees of protection provided by enclosures (IP code).</p> <p>IEC 60654-1:1993 Industrial-process measurement and control equipment - Operating conditions - Part 1: Climatic conditions</p> <p>IEC 60721-3-1:2018 Classification of environmental conditions - Part 3-1 Classification of groups of environmental parameters and their severities - Storage</p>

		IEC 60721-3-2:2018	Classification of environmental conditions - Part 3-2: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Transportation and Handling
		IEC 60721-3-3:1994	Classification of environmental conditions - Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 3: Stationary use at <u>weatherprotected</u> locations
		IEC 61000-2-4:2002	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances.
		IEC 61000-4-5:2014	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-5: Testing and measurement techniques - Surge immunity test.
		IEC 61000-4-11:2004	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-11: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests
		IEC 61000-4-12:2017	Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4-12: Testing and measurement techniques - Ring wave immunity test
		IEC 61000-4-15:2010	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - section 15: <u>flickermeter</u> - functional and design specifications.
		IEC 61000-6-5:2015	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-5: Generic standards - Immunity for equipment used in power station and substation environment
		IEC 61010-1:2010+AMD1:2016	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use -Part 1: General requirements
		IEC 61010-2-030:2017	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use-Part 2-030: Particular requirements for equipment having testing or measuring circuits.
		IEC 61850-6:2009	Communication networks and systems for power utility automation-Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs.
		IEC 61850-7-1:2011	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-1: Basic communication structure-Principles and models.
		IEC 61850-7-2:2010	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-2: Basic information and communication structure-Abstract communication service interface (ACSI).
		IEC 61850-7-3:2010	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-3: Basic communication structure-Common data classes.
		IEC 61850-7-4:2010	Communication networks and systems for power utility automation-Part 7-4: Basic communication structure-Compatible logical node classes and data object classes.
		IEC 61850-8-1:2011	Communication networks and systems for power utility automation-Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM)-Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.

		IEC 61869-1:2007	Instrument transformers - Part 1: General requirements.
		IEC 61869-2: 2012	Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers.
		IEC 61869-3:2011	Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers.
		IEC 61869-4: 2013	Instrument transformers - Part 4: Additional requirements for combined transformers.
		IEC 61869-5:2011	Instrument transformers - Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers.
		IEC 61869-6: 2016	Instrument transformers - Part 6: Additional general requirements for low-power instrument transformers.
		IEC 61869-9:2016	Instrument transformers-Part 9: Digital interface for instrument transformers.
		IEC 62052-11:2003	Electricity metering equipment (a.c.) - General requirements, tests and test conditions - Part 11: Metering equipment
		IEC 62053-11:2003	Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 11: Electromechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 and 2)
		IEC 62053-22:2003	Electricity metering equipment (a.c.) - Particular Requirements - Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)
		IEC 62053-24:2014	Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 24: Static meters for reactive energy at fundamental frequency (classes 0,5 S, 1 S and 1)
		IEC 62054-21: 2004+AMD1:2017	Electricity metering (AC)-Tariff and load control-Part 21: Particular requirements for time switches.
		IEC 62056-5-3:2017	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 5-3: DLMS/COSEM application layer
		IEC 62056-6-2:2017	Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 6-2: COSEM interface classes
		IEC 62056-21:2002	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 21: Direct local data exchange
		IEC 62586-1:2017	Power quality measurement in power supply systems - Part 1: Power quality instruments (PQI).
		IEC 62586-2:2017	Power quality measurement in power supply systems - Part 2: Functional tests and uncertainty requirements.
		CISPR 32:2015	Electromagnetic compatibility of multimedia equipment - Emission requirements.
		OIML D 31:2008	General requirements for software controlled measuring instruments.

Atentamente

Ciudad de México, a 10 de mayo de 2019.- El Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico, **Luis Guillermo Pineda Bernal**.- Rúbrica.