

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide 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.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

ACUERDO Núm. A/012/2019

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE 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

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III, 34, fracciones II, XIII y XXXIII y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, X, XXIV, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 4, párrafo primero, 12, fracciones I, III, XXXIX, XLVII y LII, 26, 33, 37, 40, y 132 de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 2, 4, y 16, fracciones VII y IX de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 38, fracciones II, III, IV, V, VI, VII y IX, 40, fracción IV, 41, 43, 44, 47, 52, 68, 70, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 28, 31, 34 y 80 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 37, 106, 112 y 113 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 16 y 18, fracciones I, XIV y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que con motivo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013, el Congreso de la Unión expidió la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014 en el mismo medio de difusión, así como la Ley de Transición Energética (LTE) publicada el 24 de diciembre de 2015 en el DOF, abrogándose la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y derogándose las demás disposiciones que se opongan a las mismas.

SEGUNDO. Que de conformidad con los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), y 2, fracción II y 3 de la LORCME, la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) es una Dependencia de la administración pública centralizada con autonomía técnica, operativa y de gestión, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

TERCERO. Que en términos de los artículos 4, 41, fracción III y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad, así como fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

CUARTO. Que el artículo 38, fracciones II y V de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), establece que corresponde a las dependencias expedir normas oficiales mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones, según su competencia, y verificar que los procesos, instalaciones o actividades cumplan con dichas normas.

QUINTO. Que los artículos 39, fracción V y 40, fracción IV de la LFMN, establecen que corresponde a la Secretaría de Economía expedir las normas oficiales mexicanas que establezcan las características y/o especificaciones relacionadas con los instrumentos para medir, los patrones de medida y sus métodos de medición, verificación, calibración y trazabilidad.

SEXTO. Que el artículo 12, fracción XXXIX de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), establece que es facultad de la Comisión, regular, supervisar y ejecutar el proceso de estandarización y normalización en materia del Sistema Eléctrico Nacional.

SÉPTIMO. Que el artículo 44 de la LFMN establece que, para la elaboración de normas oficiales mexicanas, las dependencias cuyo ámbito de competencia sea concurrente deberán coordinarse para elaborar de manera conjunta una sola norma oficial mexicana por sector o materia. Asimismo, el artículo 31 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (RLFMN) indica cómo se coordinarán las dependencias para la elaboración, expedición y publicación conjunta de esas normas oficiales mexicanas.

OCTAVO. Que de acuerdo con el artículo 22, fracciones II, III y XVI de la LORCME, son facultades de la Comisión emitir acuerdos y demás actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones, entre ellas vigilar y supervisar el cumplimiento de la regulación en el ámbito de su competencia, así como participar con las dependencias competentes en la formulación de proyectos de normas oficiales mexicanas relativas o relacionadas con las actividades reguladas.

NOVENO. Que de conformidad con el artículo 73 de la LFMN, las dependencias competentes establecerán, tratándose de normas oficiales mexicanas, los procedimientos para la evaluación de la conformidad, cuando para fines oficiales requieran comprobar el cumplimiento con las mismas.

DÉCIMO. Que de conformidad con el artículo 33 de la LIE, las interconexiones y conexiones que los Transportistas y los Distribuidores deberán realizar, se encuentran sujetas tanto al cumplimiento de las obras específicas determinadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como al cumplimiento de las normas oficiales mexicanas y los demás estándares y especificaciones que le sean aplicables a dichas instalaciones.

UNDÉCIMO. Que conforme al artículo 40 de la LIE, corresponde al Usuario Final realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de la energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las normas oficiales mexicanas, debiendo utilizar para tales fines productos, dispositivos, equipos, maquinaria, instrumentos o sistemas sujetos al cumplimiento de las normas oficiales mexicanas.

DUODÉCIMO. Que el artículo 113 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) señala que los Transportistas y Distribuidores deberán usar e instalar únicamente instrumentos de medición que hayan obtenido una aprobación de modelo o prototipo conforme a lo dispuesto por la LFMN y la norma oficial mexicana que corresponda, así como verificar a través de unidades de verificación acreditadas y aprobadas, cuando menos una vez cada tres años, los instrumentos de medición instalados para asegurar que se ajusten a la exactitud establecida en la norma oficial mexicana.

DECIMOTERCERO. Que de acuerdo con el artículo 91, segundo párrafo de la LFMN, cuando para comprobar el cumplimiento con una norma oficial mexicana se requieran mediciones o pruebas de laboratorio, la verificación correspondiente se efectuará únicamente en laboratorios acreditados y aprobados, salvo que éstos no existan para la medición o prueba específica, en cuyo caso la prueba se podrá realizar en otros laboratorios, preferentemente acreditados.

DECIMOCUARTO. Que conforme al artículo 97, segundo párrafo del RLFMN, cuando no existan laboratorios acreditados para efectuar alguna calibración o prueba conforme a las especificaciones establecidas en las normas, las autoridades competentes podrán aceptar informes de resultados de laboratorios acreditados para otras normas o, en su defecto, de laboratorios no acreditados siempre que cuenten con la infraestructura necesaria. Los informes de resultados de calibración o pruebas deberán demostrar que se cumple con las normas oficiales mexicanas correspondientes.

DECIMOQUINTO. Que el 8 de septiembre de 2015, la Secretaría de Energía publicó en el DOF las Bases del Mercado Eléctrico (BME), que establecen los principios de diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), entre las cuales la Base 8 señala que el modelo de la red física es procesado mediante mediciones de voltaje, flujos de potencia, entre otros, para calcular su estado eléctrico (voltajes complejos y distribución de flujos de potencia por la red), el cual es insumo del resto de aplicaciones en líneas de flujos de potencia, análisis de contingencias y estabilidad de la red. Lo anterior, con el fin de que se utilicen para mantener la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en la operación y control de tiempo real.

DECIMOSEXTO. Que la Comisión está facultada para definir los términos y condiciones para cubrir el costo de la instalación, operación, mantenimiento y reemplazo de los sistemas de medición, de acuerdo con la Base 16.2.5 de las BME.

DECIMOSÉPTIMO. Que el 8 de abril de 2016, la Comisión publicó en el DOF las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (Código de Red), el cual establece los requerimientos técnicos mínimos con relación a las actividades de planeación y operación del SEN, las reglas para la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica.

DECIMOCTAVO. Que el Código de Red es de cumplimiento obligatorio para los integrantes de la industria eléctrica, el cual incluye criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, que tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnico-operativos, de la manera más eficiente y económica, bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio.

DECIMONOVENO. Que en su Capítulo 5 el Código de Red señala que la ubicación del punto de medición entre dos o más participantes deberá permitir el cálculo del balance de energía para las Centrales Eléctricas, Servicios Auxiliares de las Centrales Eléctricas, la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución y los Centros de Carga pertenecientes a un participante del MEM, lo cual requiere de instrumentos de medición tales como medidores y transformadores de medida (transformadores de potencial y transformadores de corriente) que permitan la correcta y adecuada medición de las magnitudes eléctricas y su asociación a productos del MEM.

VIGÉSIMO. Que el 10 de enero de 2018, la Secretaría de Energía publicó en el DOF el Acuerdo por el que se emite el Manual de Medición para Liquidaciones, el cual señala en su numeral 3.2.1 que los medidores deben cumplir con lo dispuesto en la norma oficial mexicana aplicable.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que los artículos 47, fracción IV de la LFMN y 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo establecen que los actos administrativos de carácter general que expidan las dependencias de la Administración Pública Federal, tales como la norma oficial mexicana objeto del presente Acuerdo, deberán publicarse en el DOF para que produzcan efectos jurídicos, una vez aprobadas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización respectivo.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que el 13 de marzo de 2017, la Comisión mediante Acuerdo A/004/2017, publicó en el DOF la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-007-CRE-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica. Especificaciones y métodos de prueba para medidores multifunción y transformadores de instrumento, con una vigencia de seis meses contados a partir del 14 de marzo de 2017, fecha de su entrada en vigor.

VIGÉSIMO TERCERO. Que el 26 de septiembre de 2017, se publicó en el DOF el Acuerdo A/033/2017 por el que la Comisión emite el aviso de prórroga y expide por segunda vez consecutiva la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-007-CRE-2017, con una vigencia de seis meses contados a partir del 14 de septiembre de 2017.

VIGÉSIMO CUARTO. Que el 23 de noviembre de 2018, se publicó en el DOF el Acuerdo Núm. A/036/2018 por el que la Comisión Reguladora de Energía determina las especificaciones internacionales y requisitos previstos en normas mexicanas para la realización de los diagnósticos sobre el sistema de medición, como parte del Estudio de Instalaciones, conforme a lo establecido en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

VIGÉSIMO QUINTO. Que el 15 de enero de 2018, mediante Acuerdo A/063/2017 la Comisión ordenó la publicación en el DOF 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, a efecto de que dentro de los siguientes 60 días naturales, los interesados presentaran sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico (Comité), de conformidad con lo previsto en el artículo 47, fracción I de la LFMN.

VIGÉSIMO SEXTO. Que una vez agotado el plazo referido en el Considerando anterior, se estudiaron las observaciones recibidas, por lo que, en su sesión del 29 de noviembre de 2018, el Comité aprobó la respuesta a los comentarios formulados al PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, de conformidad con lo previsto en los artículos 47, fracciones II y III y 64 de la LFMN, y 33 del RLFMN.

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que en la sesión del 29 de noviembre de 2018, el Comité aprobó la NOM-001-CRE/SCFI-2019 como norma definitiva, de conformidad con los artículos 47, fracción IV y 64 de la LFMN, y 34 del RLFMN.

VIGÉSIMO OCTAVO. Que en la sesión del 24 de abril de 2019, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía aprobó la respuesta a los comentarios recibidos al PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, de conformidad con lo previsto en los artículos 47, fracciones II y III y 64 de la LFMN, y 33 del RLFMN.

VIGÉSIMO NOVENO. Que en la sesión del 24 de abril de 2019, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía aprobó la NOM-001-CRE/SCFI-2019 como norma definitiva, de conformidad con los artículos 47, fracción IV y 64 de la LFMN, y 34 del RLFMN.

TRIGÉSIMO. Que una vez agotado el procedimiento establecido en el artículo 47 de la LFMN, la Comisión y el Presidente del Comité consideran procedente publicar en el DOF 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.

TRIGÉSIMO PRIMERO. Que la presente norma oficial mexicana contiene las especificaciones y métodos de prueba para medidores de energía eléctrica y transformadores de medida, y establece las definiciones, características, especificaciones técnicas y métodos de prueba necesarias para proveer reglas claras, efectivas y eficientes de operación confiable del SEN, además de los elementos técnicos de cumplimiento de los participantes del MEM para efectos de liquidación o facturación.

TRIGÉSIMO SEGUNDO. En cumplimiento a lo establecido en el artículo Quinto del 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, y a efecto de dar cumplimiento al mismo, se señala lo siguiente:

1. CFE G0000-48, Medidores Multifunción.
2. CFE VE100-13, Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV A 400 kV.
3. CFE VE100-29, Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV.
4. CFE VE000-38, Transformadores de Potencial Capacitivo y Capacitores de Acoplamiento para Sistemas de 69 kV a 400 kV.

Por lo anteriormente expuesto y fundado, el Órgano de Gobierno de la Comisión emite el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO. Se expide 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. Dicha norma se anexa a este Acuerdo como si a la letra se insertase.

SEGUNDO. Publíquese el presente Acuerdo en el Diario Oficial de la Federación. En tanto la presente Norma Oficial Mexicana entre en vigor, será aplicable el Acuerdo Núm. A/036/2018 por el que la Comisión Reguladora de Energía determina las especificaciones internacionales y requisitos previstos en normas mexicanas para la realización de los diagnósticos sobre el sistema de medición, como parte del Estudio de Instalaciones, conforme a lo establecido en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de noviembre de 2018.

Una vez que la presente Norma Oficial Mexicana entre en vigor, quedará sin efectos el citado Acuerdo Núm. A/036/2018.

TERCERO. Inscribáse el presente Acuerdo con el número **A/012/2019**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a) y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 4 y 16, último párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 21 de mayo de 2019.- El Presidente, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Norma Leticia Campos Aragón**, **Guadalupe Escalante Benítez**, **José Alberto Celestinos Isaacs**, **Luis Linares Zapata**, **Luis Guillermo Pineda Bernal**.- Rúbricas.

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

LUIS GUILLERMO PINEDA BERNAL, Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico y ALFONSO GUATI ROJO SÁNCHEZ, Director General de Normas y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía, con fundamento en los artículos 1, 2, fracción III, 34, fracciones XIII y XXXIII, y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 10, 15, 38, fracciones II, IV y IX, 39, fracción V, 40, fracción IV, 41, 44, 45, 47, fracción I, 62, 63 y 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 15, 30, 31, 33, 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, fracción II, 3, 4, 22, fracciones I, II, III y XXVII, 41, fracción III, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética; 1, 2, 12, fracciones XXXIX y LII, y 132 de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 42, fracción II, 80, fracción II, y 113 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; y 1, 11, 18, fracciones I, XLIII y XLIV, 25 fracciones VII y X del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

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

CONSIDERANDOS

PRIMERO. Que de conformidad con los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), y 2, fracción II y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética (LORCME), la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) es una Dependencia de la administración pública centralizada con autonomía técnica, operativa y de gestión, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

SEGUNDO. Que en términos de los artículos 4, 41, fracción III y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad, así como fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

TERCERO. Que el artículo 38, fracciones II y V de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), establece que corresponde a las dependencias expedir normas oficiales mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones, según su competencia, y verificar que los procesos, instalaciones o actividades cumplan con dichas normas.

CUARTO. Que los artículos 39, fracción V y 40, fracción IV de la LFMN, establecen que corresponde a la Secretaría de Economía expedir las normas oficiales mexicanas que establezcan las características y/o especificaciones relacionadas con los instrumentos para medir, los patrones de medida y sus métodos de medición, verificación, calibración y trazabilidad.

QUINTO. Que el artículo 12, fracción XXXIX de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), establece que es facultad de la Comisión, regular, supervisar y ejecutar el proceso de estandarización y normalización en materia del Sistema Eléctrico Nacional.

SEXTO. Que el artículo 44 de la LFMN establece que, para la elaboración de normas oficiales mexicanas, las dependencias cuyo ámbito de competencia sea concurrente deberán coordinarse para elaborar de manera conjunta una sola norma oficial mexicana por sector o materia. Asimismo, el artículo 31 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (RLFMN) indica cómo se coordinarán las dependencias para la elaboración, expedición y publicación conjunta de esas normas oficiales mexicanas.

SÉPTIMO. Que de acuerdo con el artículo 22, fracciones II, III y XVI de la LORCME, son facultades de la Comisión emitir acuerdos y demás actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones, entre ellas vigilar y supervisar el cumplimiento de la regulación en el ámbito de su competencia, así como participar con las dependencias competentes en la formulación de proyectos de normas oficiales mexicanas relativas o relacionadas con las actividades reguladas.

OCTAVO. Que en términos de lo dispuesto en los artículos 34, fracción XIII de la LOAPF, 15, 17, 39, fracción V y 40, fracción IV de la LFMN, corresponde a la Secretaría de Economía establecer y vigilar las normas de pesas y medidas necesarias para la actividad comercial, así como expedir normas oficiales mexicanas cuya finalidad sea establecer las características y/o especificaciones relacionadas con los instrumentos para medir, los patrones de medida y sus métodos de medición, verificación, calibración y trazabilidad.

NOVENO. Que de conformidad con el artículo 73 de la LFMN, las dependencias competentes establecerán, tratándose de normas oficiales mexicanas, los procedimientos para la evaluación de la conformidad, cuando para fines oficiales requieran comprobar el cumplimiento con las mismas.

DÉCIMO. Que de acuerdo con el artículo 91, segundo párrafo de la LFMN, para comprobar el cumplimiento con una norma oficial mexicana se requieran mediciones o pruebas de laboratorio, la verificación correspondiente se efectuará únicamente en laboratorios acreditados y aprobados, salvo que éstos no existan para la medición o prueba específica, en cuyo caso, la prueba se podrá realizar en otros laboratorios, preferentemente acreditados.

UNDÉCIMO. Que conforme al artículo 97, segundo párrafo del RLFMN, cuando no existan laboratorios acreditados para efectuar alguna calibración o prueba conforme a las especificaciones establecidas en las normas, las autoridades competentes podrán aceptar informes de resultados de laboratorios acreditados para otras normas o, en su defecto, de laboratorios no acreditados siempre que cuenten con la infraestructura necesaria. Los informes de resultados de calibración o pruebas deberán demostrar que se cumple con las normas oficiales mexicanas correspondientes.

DUODÉCIMO. Que en la sesión del 29 de noviembre de 2018, el Comité aprobó la NOM-001-CRE/SCFI-2019 como norma definitiva, de conformidad con los artículos 47, fracción IV y 64 de la LFMN, y 34 del RLFMN.

DECIMOTERCERO. Que en la sesión del 24 de abril de 2019, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía aprobó la respuesta a comentarios recibidos al PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, de conformidad con los artículos 47, fracciones II y III, y 64 de la LFMN, y 33 del RLFMN.

DECIMOCUARTO. Que en la sesión del 24 de abril de 2019, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía aprobó la NOM-001-CRE/SCFI-2019 como norma definitiva, de conformidad con los artículos 47, fracción IV y 64 de la LFMN, y 34 del RLFMN.

DECIMOQUINTO. Que se ha agotado el procedimiento establecido en el artículo 47 de la LFMN.

Por lo anteriormente expuesto y fundado, se expide la siguiente:

**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**

PREFACIO

Esta 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, fue aprobada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrico de la Comisión Reguladora de Energía y por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía presidido por la Dirección General de Normas; en su elaboración participaron las instituciones siguientes:

- ABB México;
- ARTECHE ACP;
- ARTECHE NORTH AMERICA, S.A DE C.V.;
- Asociación de Normalización y Certificación A. C.;
- Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas;
- Centro Nacional de Control de Energía;
- Centro Nacional de Metrología;
- Comisión Federal de Electricidad-Distribución;
- Comisión Federal de Electricidad-Transmisión;
- Comisión Federal de Electricidad-Generación;
- Comisión Reguladora de Energía;
- Electrometer de las Américas, S.A. de C.V.;
- ENL REN ENERGY, SA DE CV;
- Honeywell Smart Energy;

- Iberdrola
- Ingeniería de Sistemas Eléctricos y de Bombeo, S.A. de C.V.
- Industrias Unidas S. A. de C. V.;
- Itrón
- Laboratorio de Pruebas Equipos y Materiales;
- Mabrex;
- Protecsa Ingeniería;
- Schneider Electric México;
- Schweitzer Engineering Laboratories;
- Secretaría de Economía-Dirección General de Normas;
- Siemens;
- Tecnologías Eos.
- Ingeniería e Instrumentación Industrial, S.A. de C.V.

ÍNDICE DEL CONTENIDO

TÍTULO PRIMERO

INTRODUCCIÓN	Capítulo 0
Objetivo y campo de aplicación	Capítulo 1
Referencias normativas	Capítulo 2
Términos y definiciones	Capítulo 3
Términos abreviados	Capítulo 4
Especificaciones	Capítulo 5

TÍTULO SEGUNDO

REQUISITOS GENERALES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Selección de los medidores según su uso destinado	Capítulo 6
Requisitos metrológicos para los medidores	Capítulo 7

TÍTULO TERCERO

REQUISITOS PARTICULARES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Requisitos para medidores de parámetros de calidad de la potencia	Capítulo 8
---	------------

TÍTULO CUARTO

TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Especificaciones para los transformadores de medida	Capítulo 9
---	------------

TÍTULO QUINTO

PRUEBAS PROTOTIPO

Pruebas universales para los medidores	Capítulo 10
Pruebas para medidores con medición de energía reactiva	Capítulo 11
Pruebas para medidores de parámetros para calidad de la potencia	Capítulo 12
Cálculo de la incertidumbre de medición, operativa y del sistema	Capítulo 13

TÍTULO SEXTO

PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad;

Capítulo 14

TÍTULO SÉPTIMO

VIGILANCIA

TÍTULO OCTAVO

BIBLIOGRAFÍA

TÍTULO NOVENO

CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

TÍTULO DÉCIMO

APÉNDICES

APÉNDICE A

Requisitos y pruebas adicionales para el transformadores de corriente

APÉNDICE B

Documentación técnica

APÉNDICE C

Homogeneidad de la producción

APÉNDICE D

Parámetros para el protocolo DNP3

APÉNDICE E

Informe del sistema de gestión del proceso de producción

APÉNDICE F

Dictamen de verificación de sistemas de medición

APÉNDICE G

Requisitos para calificación del personal del organismo de certificación de producto para la evaluación del sistema de gestión del proceso de la producción

APÉNDICE H

Tipo de montaje de los medidores

APÉNDICE I

Tipo de medición de acuerdo a las características del centro de carga o central eléctrica

APÉNDICE J

Puerto Serial Digital de Comunicación

TRANSITORIOS**TÍTULO PRIMERO
DISPOSICIONES GENERALES****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.

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:

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 envoltorios (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-610/4-1-ANCE-2009	Compatibilidad electromagnética (EMC)-Parte 4-1: Técnicas de prueba y medición-Guía para la selección de pruebas de inmunidad radiada y conducida de la serie de normas NMX-J-610/4-ANCE, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de julio de 2009.
NMX-J-610/4-2-ANCE-2012	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.
NMX-J-610/4-3-ANCE-2015	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.
NMX-J-610/4-4-ANCE-2013	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.
NMX-J-610/4-5-ANCE-2013	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.
NMX-J-610/4-7-ANCE-2013	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.
NMX-J-610/4-12-ANCE-2013	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.
NMX-J-610-4-30-ANCE-2018	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.
NMX-J-610/6-2-ANCE-2008	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.
NMX-J-615-1-ANCE-2018	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.
NMX-J-615-3-ANCE-2018	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.
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.
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.
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.
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.
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.
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.
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.

NMX-Z-12/2-1987

Muestreo para la inspección por atributos-Parte 2: Métodos de muestreo, tablas y gráficas.

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 60068-2-1:2007	Environmental testing-Part 2-1: Tests-Test A: Cold.
IEC 60068-2-6:2007	Environmental testing-Part 2-6: Tests-Test Fc: Vibration (sinusoidal).
IEC 60068-3-4:2001	Environmental testing-Part 3-4: Supporting documentation and guidance-Damp heat tests
IEC 60068-2-18:2017 RLV	Environmental testing-Part 2-18: Tests-Test R and guidance: Water
IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013	Degrees of protection provided by enclosures (IP code).
IEC 60654-1:1993	Industrial-process measurement and control equipment-Operating conditions-Part 1: Climatic conditions
IEC 60721-3-1:2018	Classification of environmental conditions-Part 3-1 Classification of groups of environmental parameters and their severities-Storage
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 weatherprotected 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: flickermeter-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.

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 metrológicas.

3.6. Cantidades de influencia

Es la cantidad que, en una medición directa, no afecta la cantidad real que se está midiendo, pero afecta la relación entre la indicación y el resultado de la medición.

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.

3.8. Carga

Potencia eléctrica absorbida o transmitida en todo instante por una instalación eléctrica o por un elemento específico de cualquier instalación.

3.9. Clase de exactitud

Grupo de instrumentos de medida que satisfacen determinadas exigencias metrológicas destinadas a conservar los errores dentro de límites especificados.

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.

3.11. Compensación de pérdidas

función que adiciona o resta, en las integraciones de energía del medidor.

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.

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.

3.14. Condiciones de referencia

Es la condición de operación establecida para evaluar el desempeño de un instrumento o sistema de medición o para comparar resultados de medición.

NOTA: Las condiciones operativas de referencia especifican intervalos de valores del mensurando y de las cantidades de influencia.

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.)

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.

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.

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

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.

3.20. Corriente de transición (I_{tr})

Valor de corriente que separa el campo de medición inferior (donde se permite un error superior al de clase de exactitud), del campo de medición superior (donde el error máximo permitido corresponde al error de la clase de exactitud).

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).

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.

3.23. Energía

Cantidad de flujo energético, expresada en kilowatt hora (kWh).

3.24. Error intrínseco

El error de un instrumento de medida, determinado en las condiciones de referencia.

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.

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.

3.27. Estampa de tiempo

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.

3.28. Ethernet

Estándar de redes de área local para computadoras.

3.29. Evento

Dato que se genera al cumplir una condición preestablecida y que cuenta con una estampa de tiempo.

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.

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.

3.33. Firmware

Programa informático que establece la lógica de más bajo nivel que controla los circuitos electrónicos de un dispositivo de cualquier tipo.

3.34. Fluctuación de tensión

Oscilaciones en el nivel de tensión, debidas a la conexión de cargas cíclicas o por oscilaciones subarmónicas.

3.35. Hardware

Conjunto de elementos físicos de un dispositivo electrónico de propósito específico.

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.

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.

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.

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).

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.

3.41. Liquidación

Cálculo de pagos y cobros para definir en cantidad líquida las operaciones realizadas en el mercado eléctrico.

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.

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.

3.44. Medidor autoalimentado

Medidor que toma la alimentación auxiliar directamente del circuito de medición de tensión.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

3.54. Patrón de medida de trabajo, patrón de trabajo

Patrón utilizado habitualmente para calibrar o verificar instrumentos o sistemas de medida.

3.55. Perfil de carga

Son los valores de demanda correspondientes a todos los intervalos consecutivos del lapso especificado, para un periodo determinado.

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.

3.57. Puerto de comunicación

Interfaz del equipo con otros aparatos o con el operador, para tener intercomunicación directa o remota.

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.

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

3.60. Registro

Localidad de memoria en la que se almacena un dato.

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.

3.62. Reloj interno

Base de tiempo del medidor.

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.

3.64. Sistema de sincronía de tiempo

Funcionalidad del medidor para sincronizarse con la referencia de tiempo que rige las liquidaciones del mercado.

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.

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.

3.67. Software legalmente relevante

Software o parte del mismo que interviene en las características metrológicas de un instrumento de medición.

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.

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.

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 *root mean square* 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.

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.

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.

3.74. Transformador de potencial, transformador de potencial inductivo

Transformador de medida en el cual se asume que la tensión secundaria, en condiciones 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.

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.

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.

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 analógica o señal digital de salida a instrumentos de medición, medidores o dispositivos de control, protección o equipos similares.

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.

3.79. Autoridad competente

La Comisión Reguladora de Energía o la Secretaría de Economía, dentro de sus respectivas atribuciones.

4. Términos abreviados

°	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 desfase 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_i	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.

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.
H3	clase de humedad conforme a la IEC 60068-2-78 e IEC 60068-3-4.
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_a	corriente en la fase a.
I_b	corriente en la fase b.
I_b	corriente de base en medidores que se conectan directamente.
I_c	corriente en la fase c.
I_n	Corriente de referencia en medidores conectados a través de transformador
I_{max}	corriente máxima.
I_{min}	corriente mínima.
I_{nom}	corriente nominal.
I_{prom}	corriente promedio de las fases a, b y c.
I_{st}	corriente de arranque.
I_{tr}	corriente de transición.
I_1	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.
k	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.
L_1	línea eléctrica 1.
L_2	línea eléctrica 2.

L ₃	línea eléctrica 3.
m	metro.
<i>m</i>	número de elementos.
min	minuto.
mm	milímetro.
mpe	error máximo permisible (maximum permissible error, por sus palabras en inglés).
ms	milisegundos.
mT	militesla.
NCA	nivel de calidad aceptable.
NMX	Norma Mexicana.
NOM	Norma Oficial Mexicana.
NTP	Protocolo de Tiempo de Red (Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).
nm	nanómetro.
PEC	procedimiento para la evaluación de la conformidad.
ppm	partes por millón.
P _{st}	fluctuación de tensión.
P1	terminal primaria 1.
P2	terminal primaria 2.
<i>R</i>	resolución aparente del registro de energía básico expresado en Wh.
RCM	raíz cuadrática media.
RF	radiofrecuencia.
S	clase de exactitud S.
s	segundo.
SMT	Ensayo del módulo de software.
SNTP	Protocolo Simple de Tiempo de Red (Simple Network Time Protocol, por sus palabras en inglés).
S1	terminal secundaria 1.
T	tesla.
<i>T</i>	periodo.
TC	transformador de corriente.
TCP/IP	Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet (Transmission Control Protocol/Internet Protocol, por sus palabras en inglés).
THD	Distorsión Armónica Total (Total Harmonic Distortion, por sus palabras en inglés).
TIM	transformador integrado de medición TC-TP (transformador combinado).
TP	transformador de potencial o tensión.
<i>t_i</i>	temperatura más baja en el intervalo de temperatura de interés.
<i>t_u</i>	temperatura más alta en el intervalo de temperatura de interés.
U	tensión eléctrica.
UTC	Tiempo Universal Coordinado (Universal Time Coordinated, por sus palabras en inglés).
UTR	Unidad Terminal Remota (RTU, por sus siglas en inglés).

U_c	tensión entre fase c y el neutro.
U_{ab}	tensión entre fases a y b.
U_{bc}	tensión entre fase b y c.
U_{bn}	tensión entre fase b y el neutro.
U_{ca}	tensión entre fases c y a.
U_{cn}	tensión entre la fases c y el neutro.
U_{din}	valor de la tensión nominal de suministro eléctrico obtenido por un transductor de relación.
U_{nom}	tensión nominal (también citado como voltaje nominal).
U_1	componente fundamental de la señal de tensión.
U_5	5ª componente armónica de la señal de tensión.
V	volt.
VFTM	validación mediante ensayo funcional de las funciones metrológicas.
VFTSw	validación mediante prueba funcional de las funciones de software.
var_a	potencia reactiva en la fase a
var_b	potencia reactiva en la fase b.
var_c	potencia reactiva en la fase c.
varh	volt-ampere reactivo hora.
W	watt.
Wh	watthora.
W_a	potencia activa en la fase a.
W_b	potencia activa en la fase b.
W_c	potencia activa en la fase c.
Δt	periodo de tiempo.
Ω	ohm.
%	representa una cantidad dada como una fracción en 100 partes iguales.

5. Generalidades

Para mayor información referente a los requisitos y pruebas para medidores de energía eléctrica, véanse los capítulos 6,7,8,10,11, 12 y 13, además de los apéndices B, D, I y J. En relación a los transformadores de medida, véase el capítulo 9, adicionalmente se deberán consultar los apéndices A, B, I y J y sobre el procedimiento de la evaluación de la conformidad, véase el capítulo 14 y los apéndices C, E, F y G según se señale en el capítulo correspondiente.

TÍTULO SEGUNDO

REQUISITOS GENERALES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6. Selección de los medidores según su uso destinado

Las funciones y características que deben tener los medidores, se definen de acuerdo a las necesidades de la instalación donde serán utilizados, ya sea en el punto de interconexión de centrales eléctricas, en punto de conexión de centros de carga o puntos de intercambio entre redes eléctricas, considerando el nivel de tensión de operación y en su caso, las necesidades de monitoreo de calidad de la potencia.

6.1. Funcionalidades.

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 éstas. La descripción de las funciones requeridas son las siguientes:

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.

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.

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.

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.

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.

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 éstas, la norma internacional o norma extranjera del protocolo de comunicación, para la extracción de datos.

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, *Information technology -- Open Systems Interconnection -- Basic Reference Model: The Basic Model*).

g) Registros y reportes

Es la capacidad del medidor para alojar, en el número necesario 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 metrológicas (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.

Pueden generarse otros tipos de reportes, por ejemplo: acerca del funcionamiento del medidor.

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.

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.

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.

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.

l) Sincronía de tiempo

La sincronización y formato deben permitir la interoperabilidad con los sistemas informáticos del Transportista, Distribuidor y CENACE.

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.

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.

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.

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) Otras funciones.

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:

1. General para todos los tipos de medición.
 - 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.
 - 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).
 - a) Compensación por transformación.

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:

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, éstos 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.

No se permiten otras funciones que alteren, modifiquen los datos de las mediciones o funciones legalmente relevantes.

6.2. Tipos de medición.

Los tipos de medición corresponden con las capacidades funcionales con las que debe cumplir el medidor. De forma particular, esta norma define 5 tipos de medición, las cuales aplican a Centrales Eléctricas y Centros de Carga de acuerdo con la Tabla 1.1.

6.2.1. MB1: Medición básica uno.

La que se realiza con un medidor de energía activa (kWh) y reactiva (kvarh), clase de exactitud 0,5; capaz de registrar y almacenar el consumo de energía eléctrica, con estampa de tiempo.

6.2.2. MB2: Medición básica dos.

La que se realiza con un medidor de energía activa (kWh), reactiva (kvar) y demanda máxima (kW), clase de exactitud 0,5; capaz de registrar y almacenar el consumo de energía eléctrica en intervalos de medición de cinco minutos, con estampa de tiempo.

6.2.3. MSCP ST: Medición sin calidad de la potencia sin transformador.

La que se realiza con un medidor de energía activa (kWh) y reactiva (kvarh) clase de exactitud 0,2, clase de exactitud 0,2S, capacidad de almacenamiento, estampa de tiempo, extracción de datos, con comunicación y capacidad de sincronización.

6.2.4. MSCP CT: Medición sin calidad de la potencia con transformador de medida.

La que se realiza con un medidor de energía activa (kWh) y reactiva (kvarh) clase de exactitud 0,2, capacidad de almacenamiento, estampa de tiempo, extracción de datos, con comunicación y capacidad de sincronización.

6.2.5. MCCP CT: Medición con calidad de la potencia con transformador de medida.

La que se realiza con un medidor de energía activa (kWh) y reactiva (kvarh) clase de exactitud 0,2 y de calidad de la potencia Clase A, capacidad de almacenamiento, stampa de tiempo, extracción de datos, con comunicación y capacidad de sincronización.

6.3. Medidores para utilización en centrales eléctricas.

Todos los medidores que se instalan en centrales eléctricas deben cumplir con los requisitos de las funciones y características que se indican en la Tabla 1.1. Adicionalmente, de acuerdo con su uso destinado (medidor de energía activa, medidor de energía reactiva y activa y de parámetros de calidad de la potencia), deben cumplir con el capítulo correspondiente del Título Tercero. Consultar el Apéndice I informativo.

6.4. Medidores para utilización en centros de carga.

Los medidores que se instalan en centros de carga, deben cumplir con los requisitos de las funciones y características que se indican en la Tabla 1.1. Adicionalmente, de acuerdo con su uso destinado (medidor de parámetros de calidad de la potencia, medidor de energía reactiva y activa, o medidor de energía activa), deben cumplir con el capítulo correspondiente del Título Tercero. Consultar el Apéndice I informativo.

Tabla 1.1 Funcionalidades, características y tipo de medición para Centrales Eléctricas y Centros de Carga.

Funcionalidades	Características	Tipo de medición				
		MCCP CT	MSCP CT	MSCP ST	MB2	MB1
Medición instantánea para monitoreo ^{a), 1)} 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 $Q = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \sen\theta$ 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
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
	Demanda rolada en kW	✓	✓	✓	✓	n/a

Registros de medición acumulada en el intervalo de medición de cinco minutos o cincominutal. ^{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 ⁱ⁾	✓	✓	✓	n/a	n/a
	Corrientes máximas, mínimas y promedio ⁱ⁾	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Tensiones máximas, mínimas y promedio ⁱ⁾	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Factor de potencia promedio de cinco minutos	✓	✓	✓	n/a	n/a
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
Puerto de comunicación ^{c)}	Puerto óptico ^{k)}	✓	✓	✓	✓ ^{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. ^{g)}	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), e)}	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	DNP3 sobre puerto TCP/IP ^{a), e)}	✓	✓ ^{b)}	✓ ^{b)}	n/a	n/a
	Para el puerto serial digital interno ^{h), j)}	n/a	n/a	n/a	✓ ^{b), h)}	✓ ^{b), h)}
	Protocolo para el puerto óptico ⁱ⁾	n/a	✓	✓	✓	✓
	Lo que se establece en la Norma Internacional IEC 61850 ^{d)}	✓	✓	n/a	n/a	n/a
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 por puertos de comunicación	n/a	✓	✓	✓	n/a
	Automático	✓	✓	✓	✓	n/a
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 ^{f), h)}	Tipo tablero Extraíble	✓	✓	n/a	n/a	n/a
	Tipo socket	✓ ^{b)}	✓	✓	✓	✓
	Tipo gabinete	n/a	n/a	n/a	✓	n/a
Alimentación	Alimentación externa de Corriente continua/Corriente alterna (C.C./C.A.) ^{g)}	✓	n/a	n/a	n/a	n/a
	Autoalimentado	n/a	✓	✓	✓	✓
Modo de medición ^{a)}	Polifásica	✓	✓	✓	✓	✓
	Bidireccional	✓	✓	✓	✓	✓
Otras funciones ^{g)}	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. ^{a)}	✓	✓	✓	✓	✓
a)	Funcionalidad o característica sujeta a la validación de software legalmente relevante.					
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.					
d)	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.					
e)	Véase el Apéndice D, Parámetros para el protocolo DNP3.					
f)	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.					
g)	Otras funciones o características no señaladas podrán ser indicadas como características particulares, tal y como lo define esta norma (Ver 3.7). Las características particulares de la tecnología RF, serán las definidas por cada Transportista o Distribuidor.					
h)	Ver Apéndice J.					
i)	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.					
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)					
l)	Los límites de error para la medición instantánea se encuentran definidas en la Tabla 1.4					
n/a	no aplica					

7. Requisitos metrológicos para los medidores

7.1. Unidades de medida

Las unidades de medición de los medidores, deben ser las establecidas en la NOM-008-SCFI-2002,

Las unidades para medición de energía eléctrica activa deben ser al menos una de las siguientes: Wh, kWh, MWh o GWh.

7.2. Condiciones nominales de operación

Las condiciones nominales de operación de los medidores son las que se especifican en la tabla 1.2.

7.3. Requisitos de exactitud

7.3.1. Generalidades

En el instructivo o manual de uso del medidor debe especificarse la clase de exactitud del mismo.

El error del medidor no debe exceder el error máximo permisible para la clase especificada, bajo condiciones nominales de operación.

Cuando el medidor se exponga a perturbaciones, no deben producirse fallas significativas.

Una falla no se considera una falla significativa si es detectada y alertada por medio de un dispositivo de detección. En caso de que se produzca tal evento, el medidor debe indicarlo claramente.

NOTA: Una indicación de una falla significativa puede, ser una luz intermitente durante el evento o falla.

7.3.2. Dirección del flujo de energía

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.

El flujo de energía media, se refiere a la potencia activa integrada durante al menos un ciclo de la frecuencia nominal.

El medidor, debe ser capaz de medir en alguna de las formas siguientes:

- 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.

Tabla 1.2 Condiciones nominales de operación del medidor

Condición o magnitud	Valores, intervalos		
Frecuencia	$f_{\text{nom}} \pm 2 \%$;		
	en donde: $f_{\text{nom}} = 60 \text{ Hz}$.		
Tensión	$U_{\text{nom}} \pm 10 \%$;		
	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.		
Corriente	I_{tr} , I_{min} , e I_{st} se determinan en las especificaciones del medidor y deben cumplir con lo que se indica a continuación:		
	Relación entre $I_{\text{max}} / I_{\text{tr}}$		
	Sin transformador de medida, conectado directamente	$I_{\text{max}} / I_{\text{tr}}$	≥ 50
		$I_{\text{max}} / I_{\text{min}}$	≥ 250
		$I_{\text{max}} / I_{\text{st}}$	$\geq 1\,250$

Condición o magnitud	Valores, intervalos					
	Con transformador de medida	$I_{\max} / I_{tr}$		≥ 24		
		$I_{\max} / I_{\min}$		≥ 120		
		$I_{\max} / I_{st}$		$\geq 1\ 200$		
	Corrientes					
		I_{st}	$I_{\min}$	I_{tr}	I_{nom}	$I_{\max}$
	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
	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 apegarán a los manuales regulatorios expedidos para este fin (monofásico de dos hilos, 1 elemento (1F-2H-1E); bifásico 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.					
Balance de carga	El balance 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.					
^{a)} I_{st} acorde a OIML R 46-1/-2. Ver referencia bibliográfica 26.						
^{b)} $I_{\min}$ acorde a IEC 62053-22, Tabla 4						

7.3.3. Errores base máximos permisibles (mpe)

El error intrínseco (expresado en porcentaje) debe estar dentro del error base máximo permisible establecido en las tablas 1.3 y 1.4, cuando se varíe la corriente y el factor de potencia dentro de los límites indicados en esa tabla (intervalo de operación), y cuando el medidor esté operando en condiciones diferentes a las condiciones de referencia.

NOTA: para efectos de una Verificación, la Tabla 1.3 establece los errores base máximos permisibles para la prueba de dependencia de la corriente. (Ver 10.8.1)

Tabla 1.3 Errores base máximos permisibles al completar los requisitos de la prueba sin carga

Corriente I	Factor de potencia	Errores base máximos permisibles (%)		Errores base máximos permisibles (%)
		Clase 0,5 S	Clase 0,2 S	Para instantáneos de tensión, corriente y potencia
$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	Unitario	± 0.5	± 0.2	± 0.5
	0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.5, en adelante	± 0.6	± 0.3	± 0.6
$I_{min} \leq I < I_{tr}$	Unitario	± 1.0	± 0.4	± 1.0
	0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.8, en adelante	± 1.0	± 0.5	± 1.0
$I_{st} \leq I < I_{min}$	Unitario	$\pm 1.0 I_{min}/I$	$\pm 0.4 I_{min}/I$	$\pm 1.0 I_{min}/I$

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

Magnitud leída	Puntos de prueba			Límites de error en por ciento	
	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
	U_{nom}	---	---	± 0.4	± 0.7
	$1.1 U_{nom}$	---	---	± 0.4	± 0.7
Intensidad de corriente por fase (A) $I_{tr} < I < I_{max}$	U_{nom}	I_{tr}	---	± 0.4	± 0.7
	U_{nom}	I_{nom} o I_b	---	± 0.4	± 0.7
	U_{nom}	I_{max}	---	± 0.4	± 0.7
Potencia activa por fase W^b $P = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * \cos\theta$	U_{nom}	I_{tr}	60° en atraso	± 0.6	± 1.2
	U_{nom}	I_{nom} o I_b	60° en atraso	± 0.6	± 1.2
	U_{nom}	I_{max}	60° en atraso	± 0.6	± 1.2
	U_{nom}	I_{tr}	0°	± 0.4	± 0.7
	U_{nom}	I_b	0°	± 0.4	± 0.7
	U_{nom}	I_{max}	0°	± 0.4	± 0.7

Magnitud leída	Puntos de prueba			Límites de error en por ciento	
	Valor de Tensión (V)	Valor de Corriente (A)	Angulo de fase (θ)	Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
Potencia reactiva por fase var ^{b)} $Q = U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max}) * sen\theta$	U_{nom}	I_{tr}	30° en adelanto	±0.6	±1.2
	U_{nom}	I_{nom} o I_b	30° en adelanto	±0.6	±1.2
	U_{nom}	I_{max}	30° en adelanto	±0.6	±1.2
	U_{nom}	I_{tr}	90° en adelanto	±0.4	±0.7
	U_{nom}	I_{nom} 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)} $f.p. = P/U_{nom} * (I_{tr} < I < I_{max})$	U_{nom}	I_{tr}	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.				

7.3.4. Prueba de estado sin carga

Los medidores deben someterse a la prueba de estado sin carga, conforme al método de prueba establecido en 10.3.4. La prueba se considera satisfactoria cuando no se registre ningún valor de energía significativa en condiciones sin carga.

Se permite que el medidor se detenga para corrientes inferiores a I_{st} . (Véase definición 3.16).

7.3.5. Efectos permitidos de las magnitudes de influencia

Cuando el medidor opera en condiciones diferentes a las condiciones de referencia, el coeficiente de temperatura del medidor debe cumplir los requisitos que se establecen en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5 Límites para el error del coeficiente de temperatura

Magnitud de influencia	Factor de Potencia	Límites para el coeficiente de temperatura (%/K) para medidores de clase	
		0,5 S	0,2 S ^{a)}
Coeficiente de temperatura (%/K), sobre cualquier intervalo, dentro del intervalo de temperatura, el cual no sea inferior a 15K ni superior a 23K, para la corriente $I_{tr} \leq I \leq I_{m\acute{a}x}$	1	± 0.03	± 0.01
	0.5 en atraso	± 0.05	± 0.02
a)	Estos valores se duplican por debajo de -10 °C.		

Cuando la corriente de carga y el factor de potencia se mantienen constantes en un punto dentro del intervalo de las condiciones nominales de operación, con el medidor funcionando en condiciones diferentes a las condiciones de referencia y cualquier magnitud de influencia varía desde su valor en condiciones de referencia hasta sus valores extremos definidos en la Tabla 1.6, la variación de error debe ser tal que el error porcentual adicional, esté dentro del límite de error de cambio indicado en la Tabla 1.6. El medidor debe continuar funcionando después de la finalización de cada una de estas pruebas.

7.3.6. Efectos permitidos en perturbaciones

7.3.6.1. Generalidades

El medidor debe resistir las perturbaciones que puedan presentarse en condiciones de uso normal. Como se indica en 7.3.1, no deben presentarse fallas significativas para cualquier perturbación de los que se indican en la Tabla 1.7. El efecto de las perturbaciones en parámetros instantáneos de la Tabla 1.1, se determina comprobando el desempeño del medidor de energía de acuerdo con la Tabla 1.7.

7.3.6.2. Perturbaciones

Cualquier error de cambio mayor que el establecido en la Tabla 1.7, constituye una falla significativa. Si se utiliza un medidor en las condiciones descritas en la Tabla 1.7 y no se aplica corriente, un cambio en los registros o pulsos de la salida de prueba no se considera como una falla significativa; si el cambio en los registros o la energía equivalente de la salida de prueba, expresada en kWh, es menor que $m \cdot U_{nom} \cdot I_{max} \cdot 10^{-6}$ (valor de cambio crítico), donde m es el número de elementos de medición, U_{nom} se expresa en volt, e I_{max} en ampere.

7.4. Requisitos para intervalos y tarifas

Los medidores deben ser capaces de medir y almacenar los datos de al menos las mediciones establecidas en la Tabla 1.1, según corresponda. El período mínimo de almacenamiento de esos datos debe ser de treinta y cinco días. Asimismo, la suma de los datos de intervalos debe ser equivalente al valor acumulado del registro durante el mismo período. Los relojes internos de los medidores de intervalos y de tarifas múltiples (estructura tarifaria), deben cumplir con la IEC 62054-21, en tanto no exista norma mexicana.

En el caso de los medidores de tarifas múltiples, sólo un registro único (además del registro acumulativo), debe estar activo en cualquier momento. La suma de los valores registrados en cada registro asociado a una estructura tarifaria, será igual al valor registrado en el registro acumulado.

7.5. Marcado de la placa de datos del medidor

La placa de datos del medidor debe contener al menos la información siguiente:

- a) Nombre del fabricante
 - b) Modelo del medidor.
 - c) País de origen.
 - d) Año de fabricación
 - e) Tensión nominal U_{nom} ;
 - f) Corriente máxima I_{max} ;
 - g) Frecuencia nominal f_{nom} ;
 - h) Clase de exactitud;
 - i) Número de serie;
 - j) Número de fases;
 - k) Número de hilos;
 - l) Multiplicador de registro (si es distinto de uno);
 - m) kh (constante del medidor en wathoras por pulso del medidor);
 - n) Dirección del flujo de energía, si el medidor es bidireccional o unidireccional. No se requiere ninguna indicación si el medidor es capaz de medir solamente el flujo de energía de dirección positiva;
 - o) El (los) modo(s) de conexión para los que se especifica el medidor;
 - p) Identificación unívoca de las terminales de conexión para distinguir cada una de ellas;
 - q) Código de barras o código bidimensional, el cual debe contener la información correspondiente al número del medidor, código de medidor y código de lote. El código de lote será el que asigne el fabricante o comprador según acuerden;
- NOTA:** El Transportista o Distribuidor, definirá la información que debe contener el código de barras.
- r) Tipo de uso (interior o exterior) / grado de protección IP;
 - s) Tipo de medidor (de acuerdo con la Tabla 1.1)

Las placas de datos deben ser indelebles, claras y legibles desde el exterior del medidor. Las placas de datos de los medidores destinados a operar en lugares exteriores deben soportar la radiación solar. Pueden marcarse múltiples valores de U_{nom} y f_{nom} si así lo requiere la funcionalidad del medidor.

Si el número de serie está fijado a piezas desmontables, el número de serie también debe proporcionarse en una posición en la que no se disocie fácilmente de las partes que determinan las características metrológicas.

Tabla 1.6 Límite de cambio de error debido a las magnitudes de influencia

Magnitud de influencia	Valor	Valor de la corriente	Factor de potencia	Límite de cambio de error (%) para medidores de clase	
				0.5 S	0.2 S
Auto calentamiento	Corriente continua en $I_{\max}$	$I_{\max}$	1; 0.5 en atraso	± 0.2	± 0.1
Balance de carga ^{a)}	Corriente en un solo circuito de corriente	I_{nom}	1	± 0.7	± 0.3
			0.5 en atraso	± 1.0	± 0.5
Variación de tensión ^{b), h)}	$U_{\text{nom}} \pm 10\%$	I_{nom}	1	± 0.2	± 0.1
			0.5 en atraso	± 0.4	± 0.2
Variación de frecuencia	$f_{\text{nom}} \pm 2\%$	I_{nom}	1	± 0.2	± 0.1
			0.5 en atraso	± 0.2	± 0.1
Armónicas en circuitos de tensión y corriente	d es 0 – 40% I , 0 es 5% – U ^{c)}	I_{nom}	1	± 0.4	± 0.2
Variaciones severas de tensión	$0.8U_{\text{nom}} \leq U < 0.9U_{\text{nom}}$	I_{nom}	1	± 0.6	± 0.3
	$1.1U_{\text{nom}} \leq U \leq 1.15U_{\text{nom}}$			$+10 a - 100$	
	$U < 0.8U_{\text{nom}}$				
Interrupción de una o dos fases ^{d)}	Remoción de una o dos fases	I_{nom}	1	± 1.0	± 0.5
Sub-armónicas en el circuito de corriente de C.A.	Señal de corriente de igual potencia con presencia de sub-armónicas	$0.5 * I_{\text{nom}}$	1	± 0.75	± 0.5
Armónicas en el circuito de corriente de C.A.	Control de fase en 90 grados	I_{nom}	1	± 0.5	± 0.4
Secuencia de fase invertida	Dos fases cualquiera intercambiadas	$0.1 * I_{\text{nom}}$	1	± 0.1	± 0.05
Inducción magnética de C.C. de origen externo ^{e)}	$1000 \frac{A}{m}$ a 30 mm de la superficie del núcleo ^{e)}	I_{nom}	1	± 0.75	± 0.5

Campo magnético (de C.A., frecuencia de alimentación) de origen externo	400 Ampere – vuelta	$I_{\max}$	1	± 0.5	± 0.25
Campos electromagnéticos de RF radiados	$f = 80$ a $2\,000\text{ MHz}$, Intensidad de campo $\leq 10\text{ V/mf}$	I_{nom}	1	± 2.0	± 1.0
Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de radiofrecuencia ^{h)}	$f = 0.15$ a 80 MHz, Amplitud $\leq 10\text{V}$	I_{nom}	1	± 2.0	± 1.0
Corriente continua en el circuito de corriente de C.A. ^{g)}	Corriente sinusoidal, doble de amplitud, rectificadora media onda; $I \leq \frac{I_{\max}}{\sqrt{2}}$	$\frac{I_{\max}}{\sqrt{2}}$	1	± 1.5	± 1.0
Armónicas de orden alto	Superpuesta: $0.02U_{\text{nom}}$; $0.1I_{\text{tr}}$; $15f_{\text{nom}}$ a $40f_{\text{nom}}$	I_{tr}	1	± 0.5	± 0.5
a) Sólo para medidores polifásicos y monofásicos de 3 hilos. b) Para los medidores polifásicos el requisito es para variaciones de tensión simétricas. c) Siempre y cuando la corriente eficaz no sea mayor que $I_{\max}$ y el valor pico de la corriente no sea superior a $1.41 I_{\max}$. Además, la amplitud de los componentes armónicos individuales no debe exceder (I_1 / h) para la corriente y $(0.12 U_1 / h)$ para la tensión, siendo h el orden de la armónica. d) Sólo para medidores polifásicos. Dos fases interrumpidas son sólo para aquellos modos de conexión donde una fase que falta significa que la energía puede ser entregada. Este requerimiento sólo se aplica a las condiciones de falla de la red, no para un modo de conexión alterno. Un medidor de polifásico autocontenido no debe interrumpir la tensión de esa fase para los propósitos de esta prueba. e) El medidor puede incluir, adicionalmente, una alarma al detectar una inducción magnética de C.C. de más de 200 mT f) Directa o indirectamente, perturbaciones conducidas inducidas por campos de radiofrecuencia. g) Sólo para medidores autocontenidos o autoalimentados clase 0.5 S energía activa h) 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.					

Tabla 1.7 Perturbaciones

Magnitud de las perturbaciones	Nivel de perturbación	Requisitos	Límite de cambio de error (%) para medidores de clase	
			0,5 S	0,2 S
Campo magnético (C.A., frecuencia de alimentación) de origen externo	1000 Ampere - vuelta, 3 s	Ninguna falla significativa	---	---
Descargas electrostáticas	8 kV descarga de contacto 15 kV descarga de aire	Ninguna falla significativa	---	---
Transitorios rápidos	Circuitos de tensión y corriente: 4 kV; Circuitos auxiliares: 2 kV	Ninguna falla significativa	2.0	1.0
Decrementos súbitos de tensión	Prueba a: 30 %, 0.5 ciclos Prueba b: 60 %, 1 ciclo Prueba c: 60 %, 30 ciclos	Ninguna falla significativa	---	---
Interrupciones de tensión	0 %, 300 ciclos	Ninguna falla significativa	---	---
Campos electromagnéticos, RF, radiados	$f = 80$ a $2\,000$ MHz, 30 V/m , amplitud modulada, sin corriente.	Ninguna falla significativa	---	---
Sobretensiones en la línea de alimentación eléctrica de C.A.	Circuitos de tensión: 2 kV línea a línea, 4 kV línea a tierra Circuitos auxiliares: 1 kV línea a línea, 2 kV línea a tierra	Ninguna falla significativa	---	---
Prueba de inmunidad de ondas oscilatorias amortiguadas ^{a)}	Circuitos de tensión: 2.5 kV en modo común, 1.0 kV en modo diferencial	Ninguna falla significativa. La funcionalidad del medidor no debe ser perturbada	2.0	1.0
Sobre-corriente de corta duración	Medidores conectados directamente: 4950 A RCM + 0% -10%, para 0.1 s (6 ciclos) a frecuencia nominal. Para medidores conectados a través de transformadores de corriente: Una corriente equivalente de $20 I_{max}$ RCM + 0% -10%, durante 0.5 segundos. La corriente de prueba se debe aplicar a una sola fase por cada vez.	Ninguna falla significativa. No debe ocurrir ningún daño.	Conectado directamente	
			0.05	0.05
			Operados con transformador	
			0.05	0.05
Tensión de impulso	2500 V (≤ 100 V); 4000 V (≤ 150 V); 6000 V (≤ 300 V); 8000 V (≤ 600 V).	Ninguna falla significativa. Sin daño al medidor	---	---
Falla a tierra ^{b)}	Falla a tierra en una fase	Ninguna falla significativa. Sin daño y debe operar correctamente	0.3	0.1
Operación de dispositivos auxiliares	Dispositivos auxiliares operados con $I = I_{min}$ e I_{max}	Ninguna falla significativa.	$\frac{1}{3}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe

Vibraciones	Vibración en tres ejes perpendiculares entre sí	Ninguna falla significativa. La función del medidor no debe afectarse	$\frac{1}{3}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe
Impacto	Forma del pulso: medio seno, Aceleración pico: 300 ms ⁻² , Duración del pulso: 18 ms	Ninguna falla significativa.	$\frac{1}{3}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe
Protección contra radiación solar	0.76 W·m ⁻² ·nm ⁻¹ a 340 nm, con 56 ciclos de 24 h	Sin alteración en la apariencia o deterioro de la funcionalidad, propiedades metrológicas y sellado.	---	---
Protección contra el ingreso de polvo	IP 5x, chasis categoría 2	Sin interferencia con el correcto funcionamiento o deterioro de la seguridad, incluyendo el recorrido a lo largo de las distancias de fuga.	---	---
Calor seco	Límite superior de temperatura: + 70 °C. durante 72 h	Ninguna falla significativa.	$\frac{1}{3}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe
Frío	Límite inferior de temperatura: -25 °C; durante 72 h	Ninguna falla significativa.	$\frac{1}{3}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe
Calor húmedo	H1: 30 °C, 85 %; H2: Cíclico de 25 °C, 95 % a 40 °C, 93 %; H3: Cíclico de 25 °C, 95 % a 55 °C, 93 %.	Ninguna falla significativa. Sin evidencia de un daño mecánico o corrosión.	± 0.05	± 0.05
Agua	Solamente para H3, 0.07 L/min (por boquilla), 0 ° y 180 °, 10 min	Ninguna falla significativa. Sin evidencia de un daño mecánico o corrosión.	---	---
Durabilidad	Alta corriente y/o temperatura durante un período de tiempo sostenido	Ninguna falla significativa.	$\frac{1}{3}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe
Resistencia al calor y fuego ^{c)}	- En la Parte frontal del medidor 650 °C ± 10 °C - En la parte posterior del medidor cerca de las terminales 960 °C ± 15 °C Duración de la prueba 30 s ± 1 s	En caso de existir flama, ésta debe extinguirse en un tiempo igual o menor a 30 segundos desde que se retira el hilo incandescente.	---	---
Rocío salino ^{c)}	500 h, la solución de cloruro de sodio con una concentración del 5%	Ninguna falla significativa.	$\frac{1}{2}$ base mpe	$\frac{1}{2}$ base mpe
a) Solamente para medidores operados por transformador; b) Sólo para los medidores trifásicos de cuatro hilos operados con transformador destinados a ser utilizados en redes equipadas con neutralizadores de falla a tierra. c) Solamente para medidores tipo gabinete (ensamblados dentro del gabinete) y tipo socket para exteriores.				

7.6. Protección de propiedades metrológicas

7.6.1. Generalidades

7.6.1.1. El fabricante debe asegurarse que el medidor cuente con medios de protección que imposibiliten intervenciones no autorizadas al hardware o al software del mismo, así como cualquier modificación o alteración de las propiedades metrológicas y de los registros de información.

7.6.1.2. Todos los medios de protección metrológica de un medidor destinado a utilizarse en exteriores deben soportar la radiación solar, lo cual debe comprobarse mediante la prueba de protección contra radiación solar que se indica en 10.6.3.

7.6.1.3. El Transportista o Distribuidor, deben administrar y resguardar los sellos mecánicos para evitar el acceso no autorizado al software, parámetros y registro de comprobación de evento de la instalación.

7.6.1.4. Las funciones del medidor y sus correspondientes algoritmos, establecidos en la Tabla 1.1, deben ser adecuados y funcionalmente correctos para la aplicación y modelo del medidor bajo prueba.

7.6.2. Identificación del software

El software legalmente relevante de un medidor debe estar claramente identificado con la versión del software u otra señal. La identificación puede consistir de más de una parte, pero al menos una parte debe ser dedicada a propósitos legales.

NOTA: Un ejemplo de la identificación de la versión del software puede ser la suma de verificación o *checksum* o *hash*, por mencionar algunos.

La identificación debe ser parte del propio software, es decir, debe ser imposible separarla del mismo; debe presentarse mediante comando o desplegarse visualmente durante la operación.

Como excepción, una impresión de la identificación del software en el medidor, debe considerarse una solución aceptable si satisface las tres condiciones siguientes:

- a) La interfaz de usuario no tiene ninguna capacidad de control para activar la indicación de la identificación del software en la pantalla;
- b) El medidor no tiene una interfaz para comunicar la identificación del software, y;
- c) Después de la fabricación del medidor no es posible un cambio del software, o sólo es posible si el hardware o un componente de hardware también se cambia.

Es responsabilidad del fabricante del medidor, asegurar que la identificación del software se encuentre indicada correctamente en el medidor.

La identificación del software y los métodos de identificación deben estar establecidos en el certificado de cumplimiento vigente.

7.6.3. Protección del software

7.6.3.1. Prevención contra uso indebido

El medidor debe estar construido de forma que las posibilidades de uso involuntario, accidental o intencional sean mínimas.

7.6.3.2. Prevención contra fraude

7.6.3.2.1. El software legalmente relevante debe estar protegido contra modificaciones, cargas o cambios no autorizados ocasionados por el intercambio del 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.

7.6.3.2.2. Sólo las funciones de configuración que se encuentran claramente documentadas en el manual de usuario, que declara el fabricante de conformidad, con el Apéndice B.1 numeral 4, podrán ser activadas a través de la interfaz de usuario, de forma que no permitan el uso fraudulento.

7.6.3.2.3. El software debe estar protegido de forma que no permita alguna intervención no autorizada. La protección del software comprende un sellado apropiado, ya sea por medios mecánicos, electrónicos y/o medios criptográficos, que impida una intervención no autorizada.

Ejemplos:

- a) El software de un instrumento de medición está construido de forma que no sea posible modificar los parámetros y configuración legalmente relevantes, excepto mediante un menú protegido por interruptores o similares. El interruptor está sellado mecánicamente en posición inactiva, haciendo que cualquier modificación de los parámetros y de la configuración legalmente relevante sea imposible. Para modificar los parámetros y la configuración se debe activar el interruptor, rompiendo inevitablemente el sello.
- b) El software de un instrumento de medición está construido de forma que no sea posible acceder a los parámetros y configuración legalmente relevantes, excepto por personas autorizadas. Si una persona quiere entrar al punto de parámetros del menú, insertará una tarjeta inteligente que contenga un número de identificación personal (NIP) como parte de un certificado criptográfico. El software del instrumento tiene la capacidad de verificar o comprobar la autenticidad del NIP mediante el certificado y permitir el acceso al punto de parámetros del menú. El acceso se registra por un rastro de auditoría que incluye la identidad de la persona (o, al menos, de la tarjeta inteligente utilizada).
 - 1) Cuando un software se almacena en un dispositivo de memoria de sólo lectura que mecánicamente no sea posible remover.
 - 2) Cuando se usan métodos criptográficos simples, como el cifrado de la transferencia de datos entre el medidor y el software de explotación de datos instalado en una computadora, únicamente este programa conoce la clave y puede leer, descifrar y utilizar los registros de la medición. Se debe imposibilitar el acceso con cualquier otro software que intente acceder de forma no autorizada.
 - 3) Los parámetros específicos del medidor únicamente se pueden ajustar o elegir en un modo operativo concreto del medidor. Se pueden clasificar como aquellos que deberían estar protegidos (inalterables) y aquellos accesibles para una persona autorizada (parámetros configurables), por ejemplo, el propietario del medidor o el proveedor del producto. Los parámetros específicos del modelo tienen valores idénticos para todos los ejemplares de un modelo. Se fijan en la aprobación de modelo o prototipo del medidor.

7.6.4. Protección de parámetros

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 I, 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 medidor 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.

7.6.4.2. La puesta a cero del registro que almacena la energía total medida se considera como una modificación de un parámetro específico del medidor.

El Transportista o Distribuidor, únicamente realizará la puesta a cero aplicable a los parámetros específicos ajustables del medidor.

7.6.4.3. En la Tabla 1.1 se indican las funciones, características y parámetros que deben ser parte del software legalmente relevante. Los parámetros específicos ajustables que modifican las características legalmente relevantes solo pueden ser ejecutadas con el nivel de acceso apropiado, así mismo, el medidor debe contar con un mecanismo para registrar automáticamente y de forma inalterable cualquier ajuste de algún parámetro específico del medidor y debe ser capaz de reportar los datos registrados.

Los medios de trazabilidad y los registros deben ser parte del software legalmente relevante y deben estar protegidos. El software empleado para mostrar registros auditables pertenece al software legalmente relevante.

Un contador de eventos no es una solución técnicamente aceptable.

Lo anterior debe comprobarse de acuerdo con 10.2.4.

7.6.5. Separación de dispositivos electrónicos y subconjuntos o módulos

Las partes metrológicamente críticas de un medidor ya sean partes de software o de hardware, no deben ser influenciadas inadmisiblemente por otras partes del medidor.

7.6.5.1. Los subconjuntos o dispositivos electrónicos del medidor que desempeñen funciones legalmente relevantes deben estar identificados, definidos y documentados. Éstos constituyen la parte legalmente relevante del sistema de medición. Cuando no esté identificado el subconjunto que desempeña funciones legalmente relevantes, se considerará que todos los subconjuntos cumplen funciones con implicaciones legales.

Ejemplo:

Un medidor equipado con una interfaz óptica para conectar un dispositivo electrónico para leer valores de medición. El medidor almacena todas las cantidades relevantes y mantiene los valores disponibles para su lectura durante un periodo de tiempo suficiente. En este sistema sólo el medidor es el dispositivo legalmente relevante. Pueden existir otros dispositivos legalmente no relevantes y pueden estar conectados a la interfaz del instrumento siempre que se cumpla el requisito para ello.

7.6.5.2. Debe demostrarse que las funciones y datos relevantes de los subconjuntos y dispositivos electrónicos no son influenciados inadmisiblemente por los comandos recibidos a través de la interfaz.

Esto implica que hay una asignación inequívoca de cada comando para todas las funciones iniciadas o cambios de datos en el subconjunto o dispositivo electrónico.

Si los subconjuntos o dispositivos electrónicos "legalmente relevantes" interactúan con otros subconjuntos o dispositivos electrónicos "legalmente relevantes", debe consultarse 7.6.7.

Ejemplos:

- a) El software del medidor se encuentra habilitado para recibir órdenes o comandos para seleccionar las magnitudes requeridas. Combina el valor de medición con información adicional (por ejemplo, estampa de tiempo, unidad) y envía este conjunto de datos al dispositivo solicitante. El software sólo acepta comandos para la selección de cantidades permitidas válidas y descarta cualquier otro comando, enviando sólo un mensaje de error.
- b) En el interior de la carcasa que puede estar sellada, hay un interruptor que define el modo de operación del medidor: una posición del interruptor indica el modo verificado y en la otra el modo no verificado (puede haber sellos mecánicos u otros). Al interpretar los comandos recibidos, el software comprueba la posición del interruptor: en el modo no verificado el conjunto de comandos que acepta el software es extendido en comparación con el modo descrito anteriormente, por ejemplo, puede ser posible ajustar el factor de calibración por un comando que se descarta en el modo verificado.

7.6.6. Separación de partes de software

7.6.6.1. Todos los módulos del software (programas, subrutinas, objetos, entre otros), que desempeñan funciones con implicaciones legales o que contienen dominios de datos legalmente relevantes forman la parte del software legalmente relevante de un medidor, lo cual se identifica como se describe en 7.6.2. Si no se identifican los módulos de software que desempeñan funciones con implicaciones legales, todo el software se debe considerar legalmente relevante.

7.6.6.2. Si la parte del software legalmente relevante se comunica con otras partes de software, se debe definir una interfaz del software. Toda la comunicación se debe realizar exclusivamente a través de esa interfaz. La parte legalmente relevante del software y la interfaz deben estar claramente documentados. Todas las funciones legalmente relevantes y los dominios de datos del software deben estar descritos.

7.6.6.3. El dominio de datos que forma la interfaz del software, incluyendo el código que exporta desde la parte legalmente relevante al dominio de datos de interfaz y el código que importa desde la interfaz a la parte legalmente relevante debe estar definido y documentado. No debe omitirse la declaración de la interfaz del software.

7.6.6.4. Debe haber una asignación inequívoca de cada comando a todas las funciones iniciadas o cambios de datos en la parte legalmente relevante del software. Los comandos que se comuniquen a través de la interfaz de software deben declararse y documentarse. Sólo se permite que los comandos documentados sean activados a través de la interfaz de software. El fabricante, importador o similar, debe declarar íntegramente la documentación de los comandos de acuerdo al Apéndice B, inciso B.1.1.

7.6.7. Almacenamiento de datos y transmisión a través de sistemas de comunicación

7.6.7.1. Generalidades

Los valores de los registros de medición, así como los datos integrados y almacenados en el medidor, serán utilizados por el Transportista, Distribuidor para su envío al Suministrador y al CENACE.

7.6.7.1.1. Los valores y datos de medición almacenados o transmitidos deben contener al menos la información siguiente, para ser empleada en los procesos legalmente relevantes:

- a) Valor de la magnitud medida y su unidad;
- b) Registro de fecha y hora de la medición;
- c) Parámetros de localización de la medición;
- d) Identificación del medidor;
- e) Identificación inequívoca de la medición (ejemplo: números consecutivos que permiten asignar los valores impresos en una factura).

7.6.7.1.2. Protección de datos

Los datos deben estar protegidos por medio de software, para garantizar la autenticidad, integridad y la exactitud de la información relativa al momento de la medición. El software de extracción que muestra o procesa los valores de medición y los datos que lo acompañan, se debe comprobar que el tiempo de la medición (estampa de tiempo), así como la autenticidad e integridad de los datos después de haberlos leído de un medio del almacenamiento no protegido. Cuando se detecta una irregularidad, los datos deben descartarse o marcarse como no utilizables.

NOTA: “autenticidad e integridad” se refiere a que los valores son idénticos respecto a la medición.

Las claves confidenciales utilizadas para proteger los datos deben mantenerse secretas y seguras en el medidor. Deberán proporcionarse medios de protección para que estas claves sólo puedan ser introducidas o leídas si se rompe un sello.

7.6.7.1.3. Los módulos de software que preparan datos para almacenarse o transmitirse, o que comprueban los datos después de leerse o recibirse, pertenecen a la parte legalmente relevante del software.

7.6.7.2. Almacenamiento automático

7.6.7.2.1. Los datos de medición deben almacenarse automáticamente cuando se termina o finaliza la medición, es decir, cuando se ha generado el valor final.

7.6.7.2.2. El dispositivo de almacenamiento debe tener la capacidad para asegurar que los datos no se corrompan o dañen en condiciones normales de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento de memoria, debe ser suficiente para almacenar los datos de medición, los valores finales y los datos usados para los cálculos por al menos treinta y cinco días.

7.6.7.2.3. Se permite eliminar los datos almacenados cuando:

- a) El CENACE, Transportista, Distribuidor o Suministrador determine que la transacción se ha liquidado; o
- b) Los datos del inciso anterior, deben ser impresos por un dispositivo de impresión sujeto a control legal.

Lo anterior no aplica al registro acumulativo y registros auditables.

7.6.7.2.4. Posterior al cumplimiento de los requerimientos establecidos en 7.6.7.2.3 y cuando el almacenamiento alcance su capacidad máxima, se permite borrar la memoria, siempre y cuando se cumplan las dos condiciones siguientes:

- a) Que los datos se borren en el mismo orden como fueron registrados y que se respeten las reglas establecidas para la aplicación particular; y
- b) Que la eliminación se realice automáticamente o después de una operación manual especial, las cuales requieran de acceso específicos, solo para personas autorizadas.

7.6.7.3. Transmisión de datos

7.6.7.3.1. La medición no debe ser influenciada inadmisiblemente por un retardo de transmisión.

7.6.7.3.2. Si los servicios de red no están disponibles, no deben perderse datos de medición legalmente relevantes.

7.6.7.4. Estampa de tiempo

La estampa de tiempo debe ser leída desde el reloj del medidor. El ajuste del reloj se considera legalmente relevante. Se deben tomar las medidas de protección apropiadas de acuerdo con el capítulo 7.6.4.

El error máximo permitido del reloj interno del medidor es de ± 30 ppm por cada 30 días. El medidor debe disponer de función de sincronía con alguna de las alternativas indicadas en la Tabla 1.1.

7.6.8. Mantenimiento y actualización

Para un medidor instalado en sitio, se consideran como actualización del software legalmente relevante los casos siguientes:

- a) Se intercambia el software con otra versión certificada; o
- b) Se repara el medidor y se reinstala la misma versión del software.

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.

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.

7.6.8.1. Sólo se permite instalar y utilizar las versiones del software legalmente relevante que cuenten con el certificado de compatibilidad del software, de acuerdo con 10.2.4.

7.6.8.2. Comprobación de la actualización

La actualización del software puede realizarse por medios directos en sitio o por medios remotos a través de una red de telecomunicaciones. El Transportista o el Distribuidor deben estar en el sitio de la instalación del medidor para comprobar que la actualización haya sido correcta. Después de la actualización del software legalmente relevante, el medidor sólo podrá ser empleado para fines legales, cuando cumpla con lo establecido en 7.6.2, 7.6.8.1 y 10.2.4, así como con los sellos correspondientes.

7.6.8.3. Actualización rastreable

La implementación del software en el instrumento debe llevarse a cabo de acuerdo con los requisitos de actualización rastreable que se indican de 7.6.8.3.1 a 7.6.8.3.7 siguientes. La actualización rastreable es el procedimiento de cambio de software del medidor instalado. El software que va a actualizarse puede cargarse localmente, es decir directamente en el dispositivo de medición o remotamente a través de una red. La actualización del software se registra en un registro auditable. El procedimiento de una actualización de seguimiento comprende varios pasos: carga, comprobación de integridad, comprobación del origen (autenticación), instalación, registro y activación.

7.6.8.3.1. La actualización del software debe ser automática. Al finalizar el procedimiento de actualización, el entorno de protección del software debe estar al mismo nivel que cuenta con el certificado de compatibilidad del software.

7.6.8.3.2. El software legalmente relevante del medidor de electricidad bajo prueba, debe contener algún subconjunto (s), el cual contendrá todas las funciones de comprobación necesarias para cumplir con los requerimientos de actualización de seguimiento; dicho subconjunto, no debe ser actualizable.

7.6.8.3.3. Deben emplearse medios técnicos para garantizar la autenticidad del software cargado, por ejemplo: el certificado de compatibilidad del software del propio fabricante. Si el software cargado falla en la identificación del software, el instrumento debe descartarlo y utilizar la versión anterior del software o pasar a un modo inoperable.

7.6.8.3.4. Deben emplearse medios técnicos para asegurar la integridad del software cargado, es decir, que no se ha modificado inadmisiblemente antes de la carga. Esto puede lograrse mediante la adición de una suma de verificación o *checksum*, o *hash* del software cargado y verificarlo durante el procedimiento de carga. Si el software cargado falla en esta prueba, el instrumento debe descartarlo y utilizar la versión anterior del software o cambiar a un modo inoperable. En este modo, se inhiben las funciones de medición. Sólo será posible reanudar el procedimiento de descarga, sin omitir ningún paso en el proceso para la actualización rastreable.

7.6.8.3.5. Deben emplearse medios técnicos apropiados, como por ejemplo registros auditables, para garantizar que las actualizaciones rastreables del software legalmente relevante se rastreen adecuadamente dentro del medidor.

Los registros auditables deben contener como mínimo la siguiente información: éxito / falla del procedimiento de actualización, identificación del software de la versión instalada, estampa de tiempo del evento, identificación del acceso que intentó o realizó la descarga. Se debe generar un registro de acceso por cada intento de actualización independientemente del éxito.

El registro de almacenamiento que admita la información de la actualización rastreable, deberá tener capacidad suficiente para asegurar la rastreabilidad de las actualizaciones del software legalmente relevante. Después de haber alcanzado el límite de almacenamiento de los registros auditables, se asegurará por medios técnicos que no sea posible realizar descargas adicionales sin antes romper un sello.

NOTA: Este requerimiento permite rastrear las actualizaciones de los programas informáticos legalmente relevantes durante un periodo de tiempo adecuado.

7.6.8.3.6. 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.

7.6.8.3.7. 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:

- a) Debe existir una clara separación entre el software legalmente relevante y el no relevante;
- b) No debe ser posible actualizar toda la parte del software legalmente relevante, sin romper un sello;

Debe indicarse en el certificado de cumplimiento, si el modelo del medidor admite la actualización de las partes legalmente relevante y legalmente no relevante.

7.6.9 Registro de evento del sistema de verificación

Si el medidor está equipado con un control de instalación, el registro de evento de la instalación deberá tener espacio para al menos 100 eventos y debe ser del tipo FIFO (*First In - First Out*). El registro de eventos no puede ser cambiado ni puesto a cero sin romper un sello y/o sin acceso autorizado, por ejemplo, mediante un código (contraseña) o un dispositivo especial (clave de acceso, etc.).

7.7. Idoneidad para el uso

7.7.1. Legibilidad de los resultados

El medidor debe tener uno o más dispositivos indicadores (pantallas con caracteres alfanuméricos) capaces de presentar o mostrar el valor numérico de medición de interés legal para la cual el medidor es aprobado.

El dispositivo indicador debe ser de fácil lectura y los caracteres de los resultados de medición deben tener como mínimo 7.62 mm de altura. Las fracciones decimales, unidades de medida y cualquier otra información deben visualizarse claramente.

El dispositivo indicador no debe ser afectado significativamente por la exposición a condiciones normales de funcionamiento durante la duración máxima de la vida útil del medidor.

El dispositivo indicador debe ser capaz de mostrar todos los datos relevantes para la facturación. En el caso de valores múltiples presentados por un solo dispositivo indicador, debe ser posible visualizar el contenido de todas las memorias relevantes. Para las pantallas de secuencia automática, cada visualización del registro para fines de facturación debe mantenerse durante al menos 5 s.

Los registros electrónicos no deben ser volátiles de modo que conserven los valores almacenados en caso de pérdida de alimentación eléctrica. Los valores almacenados no deben sobrescribirse y deben ser capaces de recuperarse al restablecerse la energía. El registro debe ser capaz de almacenar y mostrar una cantidad de energía que corresponda al funcionamiento del medidor en $P = U_{\text{nom}} \cdot I_{\text{max}} \cdot n$ durante al menos 4 000 h, siendo n el número de fases. Esta capacidad de almacenamiento y visualización se aplica a todos los registros relevantes para la facturación, incluidos los registros de flujo positivo y negativo para medidores bidireccionales y los registros asociados a tarifas o tarifas múltiples.

NOTA: Los términos “tarifas” y “tarifas múltiples” se refiere a la capacidad del medidor, para configurar y guardar los valores de las tarifas en los distintos registros que posee.

En el caso de los registros electrónicos, el tiempo mínimo de retención de los resultados es de un año para un medidor desconectado. Los dispositivos de indicación electrónica se deben suministrar con una prueba de visualización que conmute todos los segmentos de visualización encendidos y después apagados con el fin de determinar si todos los segmentos de visualización están funcionando.

7.7.2. Elementos para las pruebas

El medidor debe estar equipado con una salida de prueba para llevar a cabo pruebas eficientes, como una salida de pulsos de prueba. Si el diseño de la salida de prueba es tal que la frecuencia del pulso no corresponde a la potencia medida en cada intervalo de tiempo relevante determinado, el fabricante debe declarar el número necesario de pulsos para asegurar una desviación estándar de la medición inferior a 0.1 del error máximo permisible de base en $I_{\max}$, I_{tr} e $I_{\min}$.

La relación entre la energía medida dada por la salida de prueba y la energía medida dada por el dispositivo indicador debe cumplir con lo especificado en la placa de datos.

La longitud de onda de las señales radiadas para los sistemas de emisión estará comprendida entre 550 nm y 1 000 nm (infrarrojo). El dispositivo de salida del medidor debe generar una señal con una intensidad de radiación E_T sobre una superficie de referencia definida (área ópticamente activa) a una distancia de 10 mm $\pm$ 1 mm de la superficie del medidor, con los siguientes valores límite:

$$\text{Condición de encendido: } \frac{50 \mu\text{W}}{\text{cm}^2} \leq E_T \leq \frac{7500 \mu\text{W}}{\text{cm}^2}$$

$$\text{Condición de apagado: } E_T \leq \frac{2 \mu\text{W}}{\text{cm}^2}$$

7.8. Estabilidad a largo plazo de las características metrológicas

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-frio (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 metrológica.

Adicionalmente el fabricante deberá presentar la declaración de garantía de estabilidad metrológica para un tiempo mínimo de 10 años de acuerdo al punto 10.7.6.

7.9. Requerimientos para el medidor de energía reactiva

7.9.1. Condiciones de referencia

A menos que se indique lo contrario en las instrucciones particulares de las pruebas, todas las magnitudes de influencia, deben mantenerse en las condiciones de referencia indicadas en la Tabla 1.8.

Tabla 1.8-Condiciones de referencia.

	Para medidores	Valores de referencia
Tensión de referencia	Conectados directamente	$U_{\text{nom}} \pm 10 \%$ donde U_{nom} es el especificado en la NMX-J-098-ANCE-2014
	Conectados a través de transformador(es) de tensión	
Corrientes de referencia	Conectados directamente (I_b)	15 A, 30 A,
	Conectados a través de transformador(es) de corriente (I_n)	1 A, 2.5 A
Frecuencia de referencia	Conectados directamente o mediante transformador	60 Hz

7.9.2. Límites de error debidos a la variación de la corriente

Cuando el medidor está bajo condiciones de referencia dadas en la Tabla 1.8, los porcentajes de error no deben exceder los límites para las clases de exactitud correspondientes proporcionados en la Tabla 1.9 y 1.10.

Tabla 1.9-Límites porcentuales del error para medidores monofásicos y polifásicos con cargas balanceadas

Valor de la corriente medida I		Seno φ (en adelanto o en atraso)	Límites porcentuales del error para medidores de clase		
Para medidores directamente conectados	Para medidores (S) ^a operados con transformador		0,5 S ^a	1 S ^a	1
$0.05 I_{nom} \leq I < 0.1 I_{nom}$	$0.01 I_{nom} \leq I < 0.05 I_{nom}$	1	± 1.0	± 1.5	± 1.5
$0.1 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	$0.05 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	1	± 0.5	± 1.0	± 1.0
$0.1 I_{nom} \leq I < 0.2 I_{nom}$	$0.05 I_{nom} \leq I < 0.1 I_{nom}$	0.5	± 1.0	± 1.5	± 1.5
$0.2 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	$0.1 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	0.5	± 0.5	± 1.0	± 1.0
$0.2 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	$0.1 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	0.25	± 1.0	± 2.0	± 2.0
^{a)} Se deben utilizar transformadores de corriente con clase de exactitud 0,2 S y 0,5 S en conjunto con los medidores con clase de exactitud 0,5 S y 1 S respectivamente con el propósito de conservar el error total del sistema (debido al desplazamiento de fase) en un nivel bajo.					

Tabla 1.10-Límites porcentuales del error para medidores polifásicos con una carga monofásica, pero con tensiones polifásicas balanceadas aplicadas a los circuitos de tensión

Valor de la corriente medida I		seno φ (en adelanto o en atraso)	Límites porcentuales del error para medidores de clase	
Para medidores directamente conectados	Para medidores (S) ^a operados con transformador		0,5 S ^a	1 o 1 S ^a
$0.1 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	$0.05 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	1	± 0.7	± 1.5
$0.2 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	$0.1 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	0.5	± 1.0	± 2.0
$0.2 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	$0.1 I_{nom} \leq I \leq I_{max}$	0.25	± 1.5	± 3.0
^{a)} Deben utilizarse transformadores de corriente con clase de exactitud 0,2 S o mejor, en conjunto con los medidores con clase de exactitud 0,5 S y 1 S respectivamente con el propósito de conservar el error total del sistema (debido al desplazamiento de fase) en un nivel bajo.				

La diferencia entre el porcentaje de error cuando el medidor tiene una carga monofásica y una carga polifásica balanceada a corriente de base I_b y seno $\varphi = 1$ para medidores conectados directamente, no debe exceder de 1.5 % para medidores clase 1. Para medidores operados con transformador a una corriente nominal I_n y

seno $\varphi = 1$, la diferencia no debe exceder del 0.7 % y de 1.5 % para medidores con clase de exactitud 0,5 S y 1 S respectivamente.

7.9.3. Límites de error debido a magnitudes de influencia

El porcentaje de error adicional debido al cambio de las magnitudes de influencia con respecto a las condiciones de referencia, dadas en 7.9.1, no deben exceder los límites proporcionados en la Tabla 1.11, de acuerdo con su clase de exactitud correspondiente.

Tabla 1.11-Magnitudes de influencia

Magnitud de influencia	Valor de corriente (balanceada a menos que se indique de otra forma)		seno φ (en adelanto o atraso)	Coeficiente de temperatura promedio %/K para medidores de clase	
	Medidores conectados directamente	Medidores operados con transformador		0,5 S	1 o 1 S
Variación de la temperatura ambiente	$0.1 I_b \leq I \leq I_{max}$	$0.05 I_n \leq I \leq I_{max}$	1	0.03	0.05
	$0.2 I_b \leq I \leq I_{max}$	$0.1 I_n \leq I \leq I_{max}$	0.5	0.05	0.1
				Límites de variación en el porcentaje del error para medidores de clase	
				0,5 S	1 o 1 S
Variación de la tensión ±10 % ¹	$0.05 I_b \leq I \leq I_{max}$	$0.02 I_n \leq I \leq I_{max}$	1	0.25	0.5
	$0.1 I_b \leq I \leq I_{max}$	$0.05 I_n \leq I \leq I_{max}$	0.5	0.5	1.0

Magnitud de influencia	Valor de corriente (balanceada a menos que se indique de otra forma)		seno ϕ (en adelanto o atraso)	Coeficiente de temperatura promedio %/K para medidores de clase	
	Medidores conectados directamente	Medidores operados con transformador		0,5 S	1 o 1 S
Variación de la frecuencia $\pm 2\%$	$0.05 I_b \leq I \leq I_{\max}$	$0.02 I_n \leq I \leq I_{\max}$	1	0.5	1.0
	$0.1 I_b \leq I \leq I_{\max}$	$0.05 I_n \leq I \leq I_{\max}$	0.5	0.5	1.0
Armónicas en los circuitos de tensión y de corriente	I_b	$I_{\max}/2$	1	2.5	2.5
Corriente continua y armónicas pares en el circuito de corriente ²	$\frac{I_{\max}}{\sqrt{2}}$	---	1	---	6.0
Inducción magnética continua de origen externo	I_b	I_n	1	2.0	2.0
Inducción magnética de origen externo 0.5 mT ³	I_b	I_n	1	1.0	2.0
Campos electromagnéticos de RF	I_b	I_n	1	2.0	2.0
Operación de accesorios ⁴	$0.05 I_b$	$0.05 I_n$	1	0.5	0.5
Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de radiofrecuencia	I_b	I_n	1	1.5	2.5
Transitorios rápidos	I_b	I_n	1	2.0	3.0
Inmunidad a las ondas oscilatorias amortiguadas	---	I_n	1	2.0	3.0

¹ Para los intervalos de tensión de -20 % a -10 % y de +10 % a +15 %, los límites de variación en los errores porcentuales son tres veces los valores dados en esta Tabla.

Por debajo de 0.8 Un el error del medidor puede variar entre +10 % y -100 %.

² Esta prueba no se aplica a medidores operados con transformador.

³ La inducción magnética se puede obtener poniendo el medidor en el centro de una bobina circular de un metro de diámetro, de sección cuadrada y de pequeño espesor radial respecto del diámetro y con 400 Ampere-vuelta.

⁴ Tal accesorio, cuando está contenido en el gabinete del medidor, está energizado intermitentemente, por ejemplo, el electroimán de un registro de tarifa múltiple.

La conexión del (de los) dispositivo(s) auxiliares debe(n) marcarse para indicar el método correcto de conexión. Si estas conexiones se hacen mediante enchufe o sockets, éstos no deben ser

intercambiables.

TÍTULO TERCERO

REQUISITOS PARTICULARES PARA MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

8. Requisitos para medidores de parámetros de calidad de la potencia

8.1. 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-2018 y con las especificaciones que se indican en 10 y 12 de esta Norma Oficial Mexicana

8.2. Diseño y construcción

La arquitectura general de la cadena de medición debe contener al menos lo que se indica en la Figura A, considerando que las líneas punteadas muestran las unidades opcionales del medidor. La magnitud eléctrica sujeta a medición puede ser directamente accesible, como puede ser en la mayoría de los casos en sistema de baja tensión, o accesible mediante un sensor de medición como lo son los transformadores de potencial o los transformadores de corriente.

Debe ser posible descargar los datos almacenados en el instrumento a través de un puerto de comunicación.

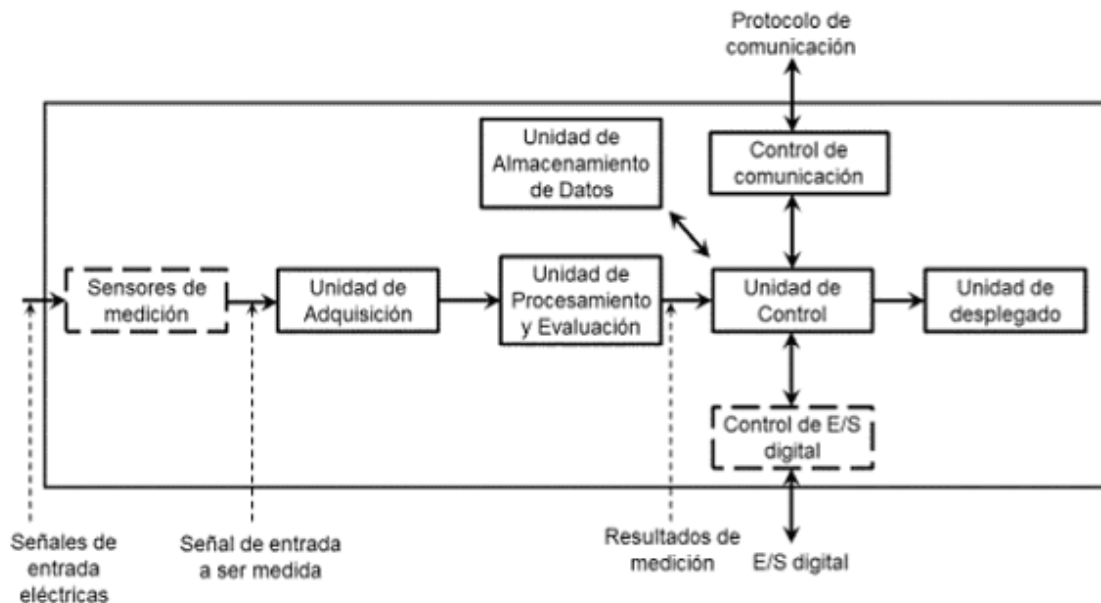


Figura A. Arquitectura general de medición

8.3. Pruebas

El medidor de calidad de la potencia Clase A debe ser sometido a las pruebas que se indican en este capítulo, relacionadas a las características de calidad de la potencia Clase A requeridos por la tabla 1.1, y establecidas en la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018, incluyendo los valores de 12 ciclos, 180 ciclos, los valores de 10 min, 2 h y 10 s para la medición de frecuencia. Durante las pruebas, debe registrarse mínimo la información siguiente relacionada con cada lectura de calidad de la potencia, de acuerdo con la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018:

- Fecha;
- Hora;
- Información sobre el abanderamiento de datos (para lecturas que soportan abanderamiento), y;
- Número de bloques de mediciones de 12 ciclos y 180 ciclos dentro de cada intervalo de 10 min.

8.4. Valores de medición y datos internos adicionales

El medidor de calidad de la potencia Clase A, debe cumplir con los valores de medición y los datos internos adicionales que se indican en la Tabla 2.1, para las características de calidad de la potencia Clase A requeridas en la tabla 1.1.

Tabla 2.1-Valores de medición y datos internos adicionales

Función	Cálculo de calidad de la potencia	Eventos desencadenados	Agregación	Datos adicionales para prueba	Abanderamiento de datos
Frecuencia de alimentación	Medición de 10 s	n/a	n/a	n/a	✓
Valor de la tensión de alimentación	Medición de agregación de 10 min Medición de agregación de 2 h	n/a	✓	Medición de 12 ciclos Medición de agregación de 180 ciclos Numeración de bloques para la marca de tiempo de 10 minutos del reloj de tiempo real (RTC) (para 12 ciclos (traslape 1) y 180 ciclos (traslape 2))	✓
Desbalance de la tensión de suministro			✓		✓
Armónicas de tensión			✓		✓
Inter-armónicas de tensión			✓		✓
Sub-desviación y sobre-desviación			✓		✓
Parpadeo	Valor de Pst de 10 minutos Valor de Plt de 2 h	n/a	De acuerdo con la NMX-J-550/4-15-ANCE-2005	Salida Pinst (también conocida como "salida 5" referido por la NMX-J-550/4-15-ANCE-2005)	✓
Decrementos e interrupciones de la tensión de suministro	n/a	Tensión residual V_{eficaz} (1/2) o profundidad y estampas de tiempo (duración)	✓	Registros de fallas (muestras) y valores de V_{eficaz} (1/2) durante el evento (independientemente sincronizados en cada canal en el cruce por cero)	n/a
Incrementos de la tensión de suministro		Valor del incremento máximo y estampas de tiempo (duración)	✓		n/a
Tensión de señalización de la red de suministro eléctrico	12 Ciclos	n/a	✓	n/a	✓
Variaciones rápidas de tensión (rvc)	n/a	Variaciones de tensión ΔU_{ss} nuevo valor de tensión en condición estable Desviación máxima ΔU_{max} Estampas de tiempo (duración)	n/a	n/a	✓
Valor de la corriente	Medición de agregación de 10 minutos Medición de agregación de 2 h	n/a	✓	Medición de 12 ciclos Medición de agregación de 180 ciclos Numeración de bloques para la marca de tiempo de 10 minutos del reloj de tiempo real (RTC) (para 12 ciclos (traslape 1) y 180 ciclos (traslape 2))	✓
Armónicas de corriente		n/a	✓		
Inter-armónica de corriente		n/a	✓		
Desbalance de corriente		n/a	✓		

8.5. Resolución de los datos presentados

La resolución de los datos presentados debe ser de acuerdo con la exactitud requerida.

NOTA: Por ejemplo, con $U_{\text{din}} = 63 \text{ V}$, con una exactitud del 0.1% significa una resolución de 0.06 V, por lo que se requiere de al menos dos dígitos decimales.

8.6. Abanderamiento de datos

8.6.1. Requisitos del abanderamiento de datos

El abanderamiento de datos está basado en el concepto descrito en la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018.

La detección de interrupciones, decrementos e incrementos depende del límite o umbral $\frac{\Delta V}{V}$, definido en el Código de Red, ya que esto influye en el abanderamiento de datos.

NOTA: Se deberá consultar la versión vigente del Código de red que emita la autoridad competente.

Los datos abanderados no deben eliminarse, ya que se debe advertir al usuario final que los resultados de medición no son confiables.

La bandera se debe calcular en la ocurrencia de decrementos, incrementos o interrupciones polifásicas (una bandera para todas las fases), como se especifica en la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018.

Las especificaciones del medidor deben indicar el lugar (registro/campo) en donde se abanderan los datos.

8.6.2. Marcado de datos adicionales

El marcado de datos adicionales, que no esté basado en el concepto de abanderamiento de la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018, debe estar disponible para indicar que los datos podrían ser no confiables.

Cuando el medidor disponga de marcado adicional de datos, debe indicar claramente (por ejemplo, con un archivo de registro) la hora en que las mediciones pueden estar fuera de la incertidumbre especificada. Las especificaciones del medidor deben proveer una lista de las causas posibles que pueden conducir a este marcado de datos.

NOTA 1: Ejemplos de marcado de datos adicionales son el resultado de: influencia de la temperatura en la cadena de medición, pérdida de sincronización, entrada de tensión fuera del intervalo de medición, pérdida de la tensión de referencia para la medición de frecuencia, falla en el lazo cerrado de fase, etc. Esta no es una lista exhaustiva.

NOTA 2: La entrada de corriente fuera del intervalo de medición no se incluye debido a que ocurre de manera frecuente.

En las especificaciones del medidor, deben describirse la forma en que se realiza el marcado de los datos.

8.7. Requisitos de desviación de temperatura dentro del intervalo nominal de operación para temperatura ambiente

Los requisitos que a continuación se presentan no aplican bajo condiciones de referencia.

Cuando se opera fuera de las condiciones de referencia, la variación máxima causada por el cambio de temperatura del aire, respecto de las condiciones de referencia (como se define en el capítulo 12.1), dentro de los límites del intervalo nominal de operación para la temperatura del aire, de acuerdo con la Tabla 2.6, no deben exceder la incertidumbre de medición (como se especifica en la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018) multiplicada por M, donde M está dada en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2-Multiplicadores de incertidumbre para diferentes intervalos de temperatura

Temperatura del aire	Valor máximo para M
Entre 0 °C y + 45 °C	1.0 °C
Debajo de 0 °C	1.0 °C a 0 °C, variando linealmente a 2.0 °C a -25 °C como se ilustra en la Figura B.
Arriba de + 45 °C	1.0 °C a + 45 °C, variando linealmente a 2.0 °C a + 55 °C como se ilustra en la Figura B.

Los medidores deben cumplir estos requisitos de deriva dentro de su intervalo de operación nominal para la temperatura ambiente de acuerdo con la Tabla 2.6.

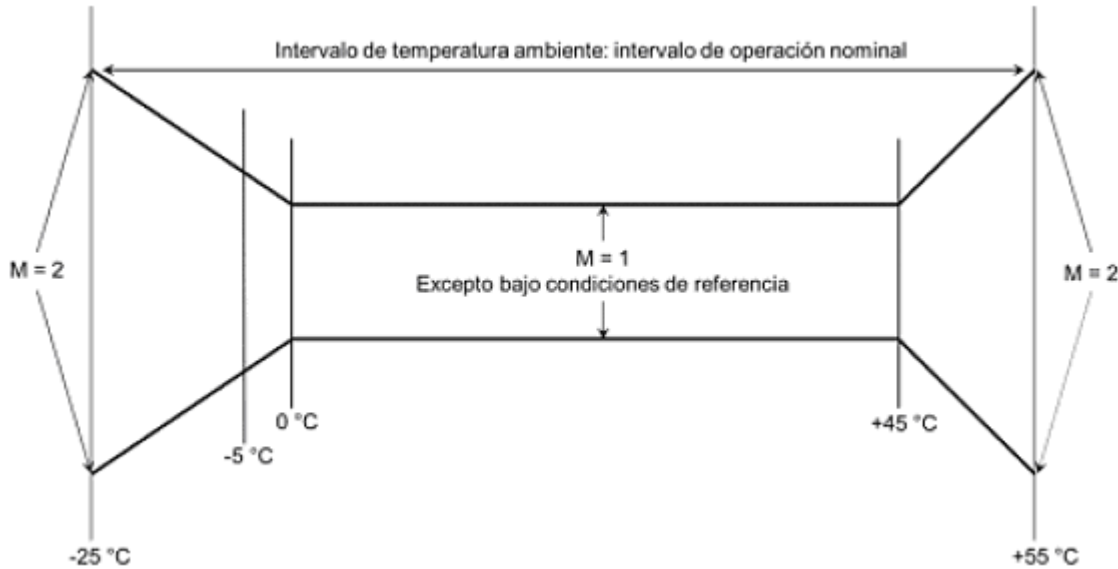


Figura B. Intervalos de temperatura ambiente

A continuación, se da un ejemplo para la medición Clase A de la magnitud de tensión.

- 1) Considere el caso de un medidor de la calidad de la potencia Clase A, para el parámetro de tensión de suministro;
- 2) Se toma una medición bajo condiciones de referencia para obtener la medición de referencia (la cual debe estar dentro de $\pm 0.1 \%$ de U_{din} respecto del valor esperado, de acuerdo a la incertidumbre de medición de la clase A de la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018);
- 3) A continuación, conforme la temperatura ambiente varía, la medición sólo puede variar de la medición de referencia en la cantidad especificada anteriormente y;
- 4) Algunas muestras de temperatura en grados Celsius y las variaciones de medición permitidas se indican en la Figura C.

-25	Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.2 \%$ de U_{din} (M=2).
-25	Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.14 \%$ de U_{din} (M=1.4).
-25	Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.12 \%$ de U_{din} (M=1.2).
0° C	Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.1 \%$ de U_{din} (M=1).
+ 45	Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.1 \%$ de U_{din} (M=1).
+ 45	Puede variar de la medición de referencia por $\pm 0.2 \%$ de U_{din} (M=2).

Figura C. Requisito de medición como una función de temperatura

8.8. Condiciones ambientales

8.8.1. Generalidades

Los medidores para calidad de la potencia deben ser Clase A y cumplir con la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 y se identifican de acuerdo a la Tabla 2.3.

Tabla 2.3-Tabla de identificación de uso de medidores

Símbolo de identificación	Uso destinado
	Instrumentos que cumplan con los métodos de medición para medidores clase A de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018.
F	Instrumentos que se instalan de manera permanente
I	Instrumentos destinados a utilizarse en interiores
O	Instrumentos destinados a utilizarse en exteriores
G	Instrumentos que están destinados a utilizarse en ambientes con compatibilidad electromagnética común ¹⁾
H	Instrumentos que están destinados a utilizarse en ambientes con compatibilidad electromagnética severa ²⁾
¹⁾ Localización normal en subestaciones de potencia y subestaciones de media tensión. (p.e. cuartos de control). ²⁾ Localización normal en subestaciones de alta tensión, por ejemplo, edificios de control, casa de máquinas, casa de relevadores y área de interruptores.	

Los medidores se deben nombrar según la codificación de la Tabla 2.4. La lista de los medidores permitidos se proporciona en la Tabla 2.5.

Tabla 2.4-Tabla de codificación de instrumentos

Instrumento de calidad de la potencia	Clase de funciones de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018	Instalación fija (F) del instrumento	Aplicación interior (I) o exterior (O)	Ambiente de compatibilidad electromagnética G (en blanco) o H (-H)
PQI-A ^{a)}		-FI1, -FI2 o -FO		
^{a)} PQI, por sus siglas en inglés <i>Power Quality Instrument</i> . ^{b)} Véase Tablas 2.6 y 2.7				

Tabla 2.5-Categorización de instrumentos Clase A

Ambiente de compatibilidad electromagnética	Instalación fija	
	Aplicación en interiores	Aplicación en exteriores
G	PQI-A-FI1, PQI-A-FI2	PQI-A-FO
H	PQI-A-FI1-H, PQI-A-FI2-H	PQI-A-FO-H
FI1 es un ambiente interior con variaciones de temperatura incontrolables, mientras que FI2 es un ambiente interior con variaciones de temperatura controlables		

8.8.2. Condiciones de operación de instrumentos con características FI1, FI2, FI1-H, FI2-H, FO y FO-H

Las condiciones de funcionamiento para los instrumentos con características FI1, FI2, FI1-H, FI2-H, FO y FO-H, están dedicados a instrumentos de instalación fija, utilizados en los siguientes casos:

- a) En ambientes de compatibilidad electromagnética G o H
- b) Para operación en interiores o exteriores.

Tabla 2.6-Condiciones de operación de los instrumentos con características FI1, FI2, FI1-H, FI2-H, FO y FO-H

Parámetros ambientales		Almacenamiento y transporte	Operación en interiores	Operación en exteriores
Temperatura ambiente: límite de rango de operación o funcionamiento ^{a)}		IEC 60721-3-1 / 1K5 -40 °C a +70 °C IEC 60721-3-2 / 2K4 -40 °C a +70 °C	FI1: IEC 60721-3-3 / 3K6 -25 °C a +55 °C FI2: IEC 60721-3-3 / 3K5 mod.: 0 °C a +45 °C	FO: IEC 60721-3-1 / 1K5-40 °C a +70 °C
Temperatura ambiente: intervalo nominal de operación ^{b)}		n/a	FI1: IEC 60721-3-3 / 3K5 mod.: -10 °C a +45 °C FI2: IEC 60721-3-3 / 3K5 mod.: 0 °C a +45 °C	IEC 60721-3-3 / 3K6 -25 °C a +55 °C
Humedad relativa: promedio en 24 h		De 5 % a 95 % ^{d)}	De 5 % a 95 % ^{d)}	De 5 % a 95 % ^{d)}
Radiaciones solares		Despreciable	700 W/m ²	1120 W/m ²
Precipitación eólica (lluvia, nieve, granizo, etc.)		Despreciable	Despreciable	Precipitación significativa
Contaminación del aire por polvo, sal, humo, gas inflamable o corrosivo, vapores		Contaminación del aire no significativa ^{c)}	Contaminación del aire no significativa ^{c)}	Contaminación del aire significativa por polvo y sal.
Vibraciones, temblores de tierra		IEC 60721-3-1 / 1M1 IEC 60721-3-2 / 2M1	IEC 60721-3-3 / 3M1	IEC 60721-3-3 / 3M1
Inmunidad a las perturbaciones electromagnéticas	Ambientes FI1, FI2, FO	---	IEC 61000-6-5 ambiente G	IEC 61000-6-5 ambiente G
	Ambientes FI1-H, FI2-H, FO-H	---	IEC 61000-6-5 ambiente H	IEC 61000-6-5 ambiente H
Altitud		---	≤ 2 000 m ≤ 4 000 m ^{g)}	≤ 2 000 m ≤ 4 000 m ^{g)}
Grado de contaminación		---	2 de acuerdo a la IEC 61010	2 o 3 de acuerdo a la IEC 61010
Categoría de sobretensión (relacionada con el suministro)		---	IEC 61010 categoría de sobretensión III ^{e f)}	IEC 61010 categoría de sobretensión III ^{e f)}
Categoría de medición (relacionada con las entradas de medición)		---	IEC 61010 categoría de medición III o IV ^{e f)}	IEC 61010 categoría de medición III o IV ^{e f)}
a) Ver definición 3.42. La temperatura puede ser menor en la parte frontal de los instrumentos montados en un tablero. b) Ver definición 3.59. c) Estas condiciones corresponden a los valores máximos dados para las clases 3C1 y 3S1 en la IEC 60721-3-3. d) No se considera condensación o hielo. e) Si el instrumento se alimenta por el circuito que se está midiendo, entonces las categorías de sobre-tensión y de medición deben tener el mismo número de categoría. f) Para orientación sobre la selección de la correcta categoría de medición, véase IEC 61010-2-030. Para orientación sobre la categoría de sobre-tensión, véase IEC 61010-1. g) Medidor para operar en altitudes superiores a los 2 000 m, todas las distancias de espacios (claros) debe ser multiplicado por el factor especificado en la IEC 61010-1.				

8.8.3. Relación entre la temperatura ambiente y la humedad relativa

Las clases C1 y C2 definidas en la IEC 60654-1 son aplicables, tomando en cuenta los valores de la Tabla 2.6.

8.9. Requerimientos de seguridad

- 1) El medidor debe cumplir con las categorías de sobretensión especificadas en la NMX-J-600-ANCE-2010, así como con las categorías de medición especificadas en la IEC 61010-2-030.
- 2) Los circuitos destinados para conectarse a un circuito accesible externo deben ser considerados como partes conductivas disponibles, por ejemplo, los circuitos de comunicación.
- 3) Un puerto de comunicación que puede estar conectado a un sistema de datos también se debe considerar como una parte conductiva disponible.
- 4) Las partes conductivas disponibles requieren de protección contra fallas.
NOTA: El aislamiento básico no es una protección suficiente contra condiciones de falla (entre fases o a tierra). Ejemplos de aislamiento pertinente son el aislamiento doble. Aislamiento reforzado u otros medios de protección especificados en la serie IEC 61010.
- 5) El conductor neutro dentro de un instrumento debe ser considerado como una parte viva peligrosa.
- 6) Se permite la conexión de un medidor de calidad de la potencia a un sensor de alta tensión externo (por ejemplo, para sistemas con una tensión nominal mayor que 1000 V C.A. siempre que las características de diseño de tales sensores eviten cualquier peligro.

8.10. Requerimientos de compatibilidad electromagnética

8.10.1. Emisiones

Se deben aplicar los requerimientos de la CISPR 32, aparatos Clase A, para todos los medidores.

8.10.2. Inmunidad

Los medidores de instalación fija de la clase A con ambiente de compatibilidad electromagnética G de la Tabla 2.5, deben cumplir con requerimientos de inmunidad definidos en la IEC 61000-6-5 para centrales eléctricas y tipo de interfaz 2. Los que se conectan por medio de transformadores de potencial y/o corriente deben cumplir los requerimientos de tipo de interfaz 3.

Los medidores de instalación fija de la clase A con ambiente de compatibilidad electromagnética H de la Tabla 2.5, deben cumplir con los requerimientos de inmunidad definidos en la IEC 61000-6-5 para subestaciones y tipo de interfaz 3.

8.11. Requerimientos climáticos del medidor de calidad de la potencia

El medidor debe cumplir con el ambiente apropiado tal y como se define en la Tabla 2.6.

8.12. Requerimientos mecánicos

8.12.1. Robustez mecánica del medidor

El medidor debe cumplir con el ambiente apropiado tal y como se define en la Tabla 2.6.

8.12.2. Robustez del chasis

Los requisitos de la Tabla 2.7 se deben cumplir como pruebas de modelo o prototipo.

Tabla 2.7-Requerimientos mecánicos del chasis

Robustez del chasis, prueba des energizado	Requisito ^{a)}	Medidor de instalación fija
Protección proporcionada por el chasis	NMX-J-627-ANCE-2009	IK 06 (1 J)
^{a)} Para las pruebas mecánicas con un medidor des energizado, las funciones del medidor deben permanecer dentro de sus especificaciones después de la prueba.		

8.13. Grado de protección proporcionado por el chasis

El medidor de calidad de la potencia debe cumplir con el grado de protección (IP) del medidor de acuerdo a la NMX-J-529-ANCE-2012. Los requerimientos mínimos se proporcionan en la Tabla 2.8., en la cual se especifican los requerimientos mínimos IP para diferentes tipos de gabinetes de los medidores de calidad de la potencia.

Tabla 2.8-Requerimientos mínimos IP

Tipo de instrumento	Aplicación en interiores		Aplicación en exteriores	
	Partes expuestas (por ejemplo panel frontal)	Sin partes expuestas (por ejemplo gabinete), excepto panel frontal	Partes expuestas (por ejemplo el panel frontal no está en el tablero ^{a), b)}	Sin partes expuestas (por ejemplo el gabinete, el panel frontal en el tablero), excepto panel frontal
Instalación fija, instrumentos montados en tablero o gabinete	IP 40	IP 20	IP 54 cuando se instala de acuerdo a las instrucciones del fabricante	IP 51 cuando se instala de acuerdo a las instrucciones del fabricante
^{a)} Excepto para cubiertas temporalmente abiertas.				

8.14. Requerimientos de arranque

Con una señal estable aplicada en las entradas de medición antes de energizar el medidor, una lectura exacta del valor de la tensión de alimentación debe estar disponible a través del módulo de comunicación o la interfaz de usuario local 15 s después de energizar el dispositivo. El arranque no debe ser mayor a 15 s, el medidor debe indicar el tiempo máximo en que los valores de medición estén disponibles.

8.15. Instrucciones de operación y marcado**8.15.1. Generalidades**

El marcado y las instrucciones de operación deben cumplir con la NMX-J-600-ANCE-2010, a continuación, se especifican requerimientos adicionales.

8.15.2. Marcado

El tipo de medidor se debe marcar de acuerdo a las Tablas 2.4 y 2.5. Este marcado se debe explicar en el manual de operación del equipo, por ejemplo, copia de la sección apropiada de la Tabla 2.5 o explicación de la justificación del marcado.

8.15.3. Instrucciones de operación

El fabricante o proveedor debe indicar las características del medidor que se mencionan en la plantilla de la Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Plantilla de especificaciones de las características

Símbolos de las funciones	Función	Clase de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018	Intervalo de medición	Información adicional
f	Frecuencia de alimentación	A		
U	Valor de la tensión de suministro	A	(Expresado como un intervalo de U_{din})	(Expresado como un intervalo de tensión)
P_{st} P_{lt}	Parpadeo	A		
U_{dec} U_{inc}	Decrementos e incrementos de tensión	A	n/a	
U_{int}	Interrupciones de tensión	A		
u_0 u_2	Desbalance de tensión	A		
U_h	Armónicas de tensión	A		
U_{ih}	Inter-armónicas de tensión	A		
MSV	Tensión de señalización de la red de suministro	A		
Sub/sobre	Sub/sobre desviación	A		
RVC	Variaciones rápidas de tensión	A		

I	Valor de la corriente	A		
I_{h1}	Armónicas de corriente	A		
I_{ih}	Inter-armónica de corriente	A		
$i_0 \ i_2$	Desbalance de corriente	A		
Todas las funciones existentes en el medidor deben especificarse.				

TÍTULO CUARTO

TRANSFORMADOR DE MEDIDA

9. Transformador de medida

9.1 Especificaciones

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.

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.	

9.1.2 Los transformadores de medida para fines de protección, deben cumplir con la norma aplicable, de acuerdo con la Tabla 3.1.

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.

9.3 Requisitos adicionales

9.3.1 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.

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.

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.

9.3.1.1 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.

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.

Tabla 3.2-Valores máximos permisibles de concentración de gases disueltos en transformadores de corriente

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					

9.3.1.4 Protección de software

Si el transformador de medida cuenta con alguna unidad de conversión y/o salida de señales digitales, como en el caso del transformador de baja potencia, deben cumplirse los requisitos correspondientes de la norma IEC 61869-9.

9.3.1.5 Mantenimiento

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.

9.4 Pruebas prototipo, de rutina, especiales y de puesta en servicio

Para comprobar el cumplimiento con las disposiciones de la presente norma, deben realizarse las pruebas que se indican en la Tabla 3.3, según corresponda al tipo de transformador. Asimismo, en la Tabla 3.3 se establecen las normas aplicables y la clasificación del tipo de prueba (prototipo, rutina y especiales). Los resultados de las pruebas deben ser satisfactorios, de acuerdo con las especificaciones establecidas en la presente norma y en las normas indicadas en la Tabla 3.1.

9.4.1 Tamaño de las muestras y criterio de aceptación

Los tamaños de las muestras, según el tipo de prueba, son los que se establecen a continuación:

- a) Pruebas prototipo y especiales: El tamaño de la muestra para pruebas prototipo establecido en la NMX-J-615-1-ANCE-2018, debe ser el que se emplee para las pruebas prototipo y especiales de esta norma.
- b) Pruebas de rutina: Deben de realizarse al 100% de los equipos fabricados, y deben ser satisfactorias.

9.4.2 Condiciones de prueba para el transformador aislado en gas SF₆

El transformador aislado en gas hexafluoruro de azufre (SF₆), de acuerdo a su funcionalidad (transformador de corriente, potencial, etc.), debe cumplir con los requisitos establecidos en las normas indicadas en la Tabla 3.1, según corresponda, lo cual se comprueba mediante las pruebas establecidas en la Tabla 3.3.

Las condiciones de prueba se establecen en la Tabla 3.4.

Para el transformador de medida instalado dentro de la subestación aislada en gas SF₆, las pruebas en húmedo y de tensión de radio interferencia no son aplicables; las pruebas de exactitud pueden ser realizadas sin gas aislante.

9.4.3 Pruebas de puesta en servicio

El transportista, distribuidor, central eléctrica o centro de carga, podrán realizar pruebas de puesta en servicio a los equipos, con la finalidad de asegurar el correcto funcionamiento de los mismos previo a la entrada en operación del sistema de medición.

Tabla 3.3.-Pruebas para el transformador de medida

Prueba ³⁾	Transformador de Corriente ¹⁾	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 ⁹⁾ , maniobra)	✓	✓	✓	✓	---	✓	---
En húmedo para transformadores tipo exterior	✓	✓	✓	✓	---	✓	---
Compatibilidad electromagnética (EMC)	✓	✓	✓	✓	---	✓	✓
Exactitud	✓	✓	✓	✓	✓	✓	---
Grado de protección para envoltentes	✓	✓	✓	✓	---	✓	---
Hermeticidad de la envoltente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	---
Presión para el envoltente	✓	✓	✓	✓	✓	✓	---
Corriente de cortocircuito	✓	---	---	✓	---	✓	---
Capacidad de aguante al cortocircuito	---	✓	✓	✓	---	✓	---
Sobretensiones eléctricas transmitidas	✓	✓	✓	✓	---	---	✓
Impulsos cortados múltiples ⁵⁾	✓	✓	---	✓	---	---	✓
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 ⁷⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	---
Sobretensión entre espiras	✓	---	---	✓	✓	✓	---
Verificación de factor de seguridad	✓	---	---	✓	✓	✓	---
Capacitancia y factor de disipación dieléctrica ²⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	---
Ferroresonancia	---	---	✓	---	✓	✓	---
Respuesta transitoria	---	---	✓	---	---	✓	---
Accesorios portadores de frecuencia	---	---	✓	---	✓	✓	---
Influencia mutua	---	---	---	✓	---	✓	---
Determinación del coeficiente de temperatura	---	---	✓	---	---	---	✓
Punto de rocío del gas ⁴⁾	✓	✓	---	✓	---	---	✓
Prueba de corrosión al sistema de expansión ⁶⁾	✓	✓	✓	✓	---	✓	---
Prueba de error de relación de transformación ⁸⁾	✓	✓	✓	✓	✓	---	---
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 61869-4, 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 capacitancia y factor de disipación también se conoce como prueba de tangente delta ($\tan \delta$). 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 SF ₆ . 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 9.5. ⁹⁾ Para transformadores de medida para distribución subterránea en media tensión, los valores de prueba serán los de la columna "Nivel básico de aislamiento" de Tabla 2 de la NMX-J-404-ANCE-2017.							

Tabla 3.4 -Condiciones de prueba para transformadores aislados en gas SF₆

Prueba	Tipo de gas	Presión
Dieléctrica Tensión de radio interferencia Exactitud Incremento de temperatura	Mismo fluido que en servicio	Mínima presión funcional
Cortocircuito Mecánicas y de hermeticidad	Mismo fluido que en servicio	Presión de llenado nominal
Sobretensiones transmitidas	-	Presión reducida

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:

- Por parte del fabricante: Medir y registrar el error de relación inicial del transformador.
- 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:

- Para transformadores de potencial inductivo o de corriente: Un equipo de medida de relación de transformación monofásico o trifásico, conocido como "*Transformer Turns Ratio Tester*" (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
- 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:**

- Realizar la conexión del transformador de medida y el aparato de prueba, según corresponda al tipo de transformador;
- Para el caso del transformador de corriente con múltiples devanados secundarios, los devanados que no estén sujetos a medición deben conectarse en cortocircuito;
- Activar el aparato de prueba y tomar la lectura k correspondiente a la relación de transformación después de 1 min;
- Realizar los cálculos que se indican en 9.5.5.

9.5.4.2 Para transformadores de potencial capacitivo:

- Aplicar al menos 10 kV en la terminal primaria H₁;
- Asegurar que la palanca de puesta a tierra de la unidad electromagnética esté abierta (posición potencial);
- Asegurar que la terminal de baja tensión del transformador de potencial capacitivo esté conectada sólidamente a tierra;
- Conectar el voltmetro a los bordes secundarios;
- Tomar las lecturas de la fuente (V_p) y del voltmetro (V_s);
- 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.

- Realizar los cálculos que se indican en 9.5.5.

9.5.5 Cálculos:

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:

- 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);
- 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).

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

- Para la prueba de rutina, realizada por el fabricante se calcula el error de la relación de transformación:

$$\varepsilon_0 = 100 \left[\frac{k_r - k}{k} \right]$$

- 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:

$$\varepsilon_n = 100 \left[\frac{k_r - k}{k} \right]$$

$$\Delta\varepsilon = | \varepsilon_n - \varepsilon_0 |$$

donde:

ε_0 es el error de la relación del transformador medido por parte del fabricante (error inicial), expresado en por ciento;

k_r es la relación indicada en los datos de placa del transformador;

k es la relación medida (real) empleando el aparato de prueba;

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);

$\Delta\varepsilon$ es el cambio del error de la relación del transformador respecto al error de la relación inicial ε_0 .

9.5.6 Criterio de aceptación:

Para la prueba de rutina realizada por el fabricante solo se registra ε_0 , no hay ningún criterio de aceptación.

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 %.

TÍTULO QUINTO

PRUEBAS PROTOTIPO

10. Requisitos universales para los medidores

Este capítulo 10 indica la documentación, protocolos de prueba y pruebas que deben aprobar todos los medidores como parte de su proceso para obtener su aprobación del modelo o prototipo.

Existen pruebas en las que las condiciones de aplicación de las mismas varían dependiendo el tipo de medidor: medidor de energía activa, medidor de energía reactiva o medidor de parámetros para calidad de la potencia, en cuyo caso, las condiciones particulares se indican de acuerdo a la relación siguiente: Medidores de energía activa - Capítulo 10, medidores de energía reactiva - Capítulo 11 y medidores de parámetros de calidad de la potencia - Capítulo 12.

Asimismo, en los capítulos 11 y 12 se indican las pruebas adicionales que deben cumplir los medidores de energía reactiva y los medidores de parámetros para calidad de la potencia respectivamente.

10.1. Listado de pruebas para aprobación del modelo o prototipo

En la Tabla 4.1 se indican las pruebas que deben aprobar los medidores para obtener su aprobación del modelo o prototipo.

La Tabla 4.1 indica las pruebas aplicables a:

- Medidores de energía activa;
- Medidores de energía activa y reactiva; y
- Medidores de parámetros de calidad de la potencia.

Tabla 4.1-Pruebas para obtener la aprobación del modelo o prototipo

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)	✓	✓	---
	Balance 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)	✓	--- a)	---
	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)	✓	---	---
Pruebas para perturbaciones (10.5)	Campo magnético de origen externo (10.5.2)	✓	---	---
	Descarga electrostática (10.5.3)	✓	---	---
	Transitorios rápidos (10.5.4)	✓	✓ a)	---
	Decrementos súbitos e interrupciones de tensión (10.5.5)	✓		---
	Campos electromagnéticos de radiofrecuencia RF (10.5.6)	✓	✓ a)	---
	Sobretensiones en la línea de alimentación eléctrica de corriente alterna (10.5.7)	✓	---	---
	Inmunidad de ondas oscilatorias amortiguadas (10.5.8)	✓	✓ a)	---
	Supresión de radiointerferencia (10.5.9)	✓	---	---
	Sobrecorriente de corta duración (10.5.10, 11.4.1)	✓	✓ a)	---
	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) ^{b)}	✓	✓ a)	---
	Rocío salino (10.6.6) ^(b)	✓	✓ a)	---
	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 estabilidad a largo plazo de las características metrológicas (10.7.6)	✓	✓	---
	Prueba de demanda máxima (rolada) en pantalla (10.7.7)	✓	---	---
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)	---	✓ a)	---
	Pruebas de perturbaciones (11.4)	---	✓ a)	---
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	---	---	✓
a) 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. b) Aplica únicamente a medidores tipo socket y tipo gabinete. 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. 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.				

10.2. Requisitos generales

10.2.1. Documentación

En cualquier proceso de certificación, debe presentarse la documentación que se indica en el Apéndice B.

10.2.2. Agrupación de modelo

Los medidores 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/módulos que determinan las propiedades metrológicas.

Un modelo puede tener varios intervalos de corriente y varios valores de tensión y frecuencia nominal, e incluir varios modos de conexión y varios dispositivos auxiliares.

NOTA: “Misma construcción uniforme” significa normalmente la misma construcción de: los elementos de medición, del software de medición, del registro y el dispositivo indicador, el mismo mecanismo de compensación de temperatura, la misma construcción de caja, bloque de terminales e interfaz mecánica.

10.2.3. Muestreo para las pruebas prototipo

El fabricante debe elegir uno de los tamaños de muestra que se establecen en la Tabla 4.2. La condición de prueba y el criterio de aceptación/rechazo, está en función del tamaño de la muestra.

Tabla 4.2-Tamaño de la muestra, condición de prueba y criterio de aceptación/rechazo

Número de especímenes (tamaño de la muestra)	Condición de prueba	Criterio de aceptación/rechazo
3 a 5 medidores	Todos los medidores deben ser sometidos a todas las pruebas.	Todos los medidores deben cumplir con todos los valores especificados en las pruebas.
6 a 8 medidores	Todos los medidores deben ser sometidos a todas las pruebas.	En caso de que, en total, los medidores incumplan dos valores o más de los especificados en las pruebas, se rechaza el prototipo.
3 o más grupos de 3 medidores	El total de las pruebas debe ser cubierto entre los grupos	Todos los grupos deben cumplir con todos los valores especificados en las pruebas aplicadas.

10.2.4. Procedimiento de validación

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.

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

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 VFTSw	CIWT
7.6.3.1	Prevención contra uso indebido	AD y VFTSw	
7.6.3.2	Prevención contra fraude	AD y VFTSw	DFA/CIWT/SMT
7.6.4	Protección de parámetros	AD y VFTSw	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 VFTSw	CIWT/SMT
7.6.7.1.2	Protección de datos	AD y VFTSw	SMT
7.6.7.2	Almacenamiento automático	AD y VFTSw	SMT
7.6.7.3.1	Retardo de transmisión	AD y VFTSw	SMT
7.6.7.3.2	Interrupción de transmisión	AD y VFTSw	SMT
7.6.7.4	Estampa de tiempo	AD y VFTSw	SMT
7.6.8	Mantenimiento y actualización	AD y VFTSw	CIWT/SMT

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.

10.2.5. Programa de pruebas

La determinación del error intrínseco inicial debe ser la primera prueba a la que se somete el medidor, como se describe en 10.3.1.

Al comienzo de cualquier serie de pruebas, se permitirá que el medidor se estabilice con circuitos de tensión energizados durante el periodo de tiempo especificado por el fabricante.

El orden de los puntos de prueba para el error intrínseco inicial debe ser desde la corriente más baja hasta la más alta y luego de la corriente más alta hasta la más baja. Para cada punto de prueba, el error resultante debe ser el promedio de esas mediciones. Para I_{max} el tiempo máximo de medición será de 10 min, incluido el tiempo de estabilización.

La determinación del error intrínseco (bajo condiciones de referencia), siempre debe realizarse antes de las pruebas de las magnitudes de influencia y antes de las pruebas de perturbaciones que se relacionan con el límite de error de cambio o con una condición de falla significativa por el error.

Las salidas de prueba (de pulso) pueden utilizarse para pruebas de requisitos de exactitud. En este caso, la prueba debe realizarse para asegurar que la relación entre el registro de energía básico y la salida de prueba utilizada cumple con las especificaciones del fabricante.

Si se especifica un medidor con modos de conexión alternativos, como conexiones monofásicas para medidores polifásicos, deben realizarse las pruebas de error base máximo permisible para todos los modos de conexión especificados, de acuerdo con 7.3.3

10.2.6. Condiciones de referencia

Durante las pruebas de aprobación del modelo o prototipo, a menos que se indique lo contrario en las instrucciones particulares de las pruebas, todas las magnitudes de influencia, con excepción de la magnitud de influencia bajo prueba, deben mantenerse en las condiciones de referencia indicadas en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4-Condiciones de referencia y sus tolerancias

Magnitud	Condiciones de referencia	Tolerancia
Tensión(es) ¹⁾	U_{nom}	$\pm 1 \%$
Temperatura ambiente	$23 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ²⁾	$\pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Frecuencia	f_{nom}	$\pm 0.3 \%$
Forma de onda	Senoidal	$d \leq 2 \%$
Inducción magnética de origen externo a la frecuencia de referencia	0 T	$B \leq 0.05 \text{ mT}$
Campos electromagnéticos de RF 30 kHz a 6 GHz	0 V/m	$\leq 1 \text{ V/m}$

Secuencia de fase para medidores polifásicos	L1, L2, L3	-
Balance de carga	Misma corriente para todos los circuitos de corriente	$\pm 2\%$ (corriente) y $\pm 2^\circ$ (ángulo de fase)
¹⁾ El requisito se aplica tanto a fase-fase y fase-neutro para los medidores de polifásicos. ²⁾ Las pruebas se pueden realizar a otras temperaturas si los resultados se corrigen a la temperatura de referencia aplicando el coeficiente de temperatura establecido en las pruebas de modelo o prototipo y siempre que se lleve a cabo un análisis de incertidumbre adecuado. NOTA: Las condiciones de referencia y sus tolerancias se dan para asegurar la reproducibilidad entre los laboratorios, no para determinar la exactitud de las pruebas. Las exigencias sobre la estabilidad a corto plazo durante la prueba de factores de influencia pueden ser mucho más altas que las mostradas en esta tabla.		

Tabla 4.5-Condiciones de carga y sus tolerancias en las pruebas

Magnitud	Condiciones	Tolerancia
Corriente(s)	Intervalo de corriente del medidor bajo prueba	± 1.0
Factor de potencia	Intervalo del factor de potencia del medidor bajo prueba	Diferencia de fase corriente a tensión $\pm 2^\circ$
NOTA: Las condiciones de carga y sus tolerancias se dan para garantizar la reproducibilidad entre los laboratorios, no para determinar la exactitud de las pruebas. Las exigencias sobre la estabilidad a corto plazo durante la prueba de factores de influencia pueden ser mucho más altas que las mostradas en esta tabla.		

Para la mayoría de las pruebas, la potencia medida será constante si las otras magnitudes de influencia se mantienen constantes en las condiciones de referencia. Sin embargo, esto no es posible para algunas pruebas tales como la influencia de la variación de tensión y el desbalance de carga. Por lo tanto, el error de cambio siempre debe medirse como el cambio del error relativo y no el de la potencia absoluta.

10.3. Pruebas para comprobar el cumplimiento con los errores máximos permisibles

10.3.1. Determinación del error intrínseco inicial

- 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
- 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.
- 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.

Tabla 4.6-Puntos de prueba obligatorios para la determinación de la prueba del error intrínseco inicial

Corriente	Factor de potencia	Puntos de prueba obligatorios	
		Flujo positivo	Flujo negativo
$I_{\min}$	Unitario	✓	n/a
I_{tr}	Unitario	✓	✓
	Más inductivo ¹⁾	✓	✓
	Más capacitivo ¹⁾	✓	✓
Punto intermedio en el intervalo de I_{tr} a $I_{\max}$	Unitario	✓	n/a
	Más inductivo ¹⁾	✓	n/a
	Más capacitivo ¹⁾	✓	n/a
$I_{\max}$	Unitario	✓	✓
	Más inductivo ¹⁾	✓	✓
	Más capacitivo ¹⁾	✓	✓
¹⁾ De 0.5 a 1, en atraso; de 1 a 0.5, en adelante			

10.3.2. Autocalentamiento

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el medidor es capaz de transportar $I_{\max}$ continuamente, como se especifica en la Tabla 1.6.
- b) Procedimiento de prueba: Los circuitos de tensión se deben energizar a la tensión de referencia durante al menos 2 h. Entonces, con el medidor en condiciones diferentes a las condiciones de referencia, debe aplicarse la corriente máxima a los circuitos de corriente. El cable que se utilizará para energizar el medidor debe cumplir lo indicado en la IEC 62052-31.

El error del medidor debe ser monitoreado a un factor de potencia unitario y a intervalos suficientemente cortos para registrar la curva de variación de error en función del tiempo. La prueba debe efectuarse durante al menos 1 hora y en cualquier caso, hasta que la variación de error en un periodo de 20 min no supere el 10% del error base máximo permisible. El cambio de error en comparación con el error intrínseco debe cumplir en todo momento los requisitos dados en la Tabla 1.6.

Si el error de cambio no se ha nivelado (de modo que la variación del error durante cualquier periodo de 20 min no supere el 10% del error base máximo permisible) al final de la prueba, se permite que el medidor vuelva a su estado de temperatura inicial y debe repetirse toda la prueba a factor de potencia de 0.5 en atraso o, si la carga puede cambiarse en menos de 30 s, el error del medidor debe medirse a $I_{\max}$ y con factor de potencia de 0.5 en atraso; debe comprobarse que el error de cambio en comparación con el error intrínseco cumple con los requisitos dados en la Tabla 1.6.

10.3.3. Corriente de arranque

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el medidor empieza y continúa operando a I_{st} , como se especifica en la Tabla 1.2.
- b) Procedimiento de prueba: el medidor debe someterse a una corriente igual que la corriente de arranque I_{st} . Si el medidor está diseñado para la medición de energía en ambas direcciones, entonces esta prueba debe aplicarse con la energía que fluye en cada dirección. El efecto de un retraso intencional en la medición después de la inversión de la dirección de la energía, debe tenerse en cuenta al realizar la prueba.

Debe considerarse que el medidor ha iniciado, si la salida produce pulsos a una velocidad compatible con los requisitos de errores base máximos permisibles de la Tabla 1.3.

El tiempo esperado, τ , expresado en segundos, entre dos pulsos (periodo) está dado por:

$$\frac{3.6 \times 10^6}{m \cdot k \cdot U_{nom} \cdot I_{st}}$$

donde:

- k es el número de pulsos emitidos por el dispositivo de salida del medidor por kilowatt-hora (pulsos/kWh);
- m es el número de elementos;
- U_{nom} es la tensión nominal expresada en volts;
- I_{st} es la corriente de arranque expresada en amperes.

b.1) Pasos para el procedimiento de prueba

- 1) Iniciar el medidor;
- 2) Esperar 1.5τ s para que se produzca el primer pulso;
- 3) Esperar otros 1.5τ s para que se produzca el segundo pulso;
- 4) Determinar el tiempo efectivo entre los dos pulsos, y;
- 5) Esperar que transcurra el tiempo efectivo (después del segundo pulso) para que ocurra el tercer pulso.

c) Puntos de prueba obligatorios: I_{st} a un factor de potencia unitario.

10.3.4. Estado sin carga

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el desempeño sin carga del medidor, como se especifica en 7.3.4.
- b) Procedimiento de prueba: para esta prueba, no debe aplicarse corriente en el circuito de corriente. La prueba se debe realizar en $U_{nom} = 115\%$.

Para los medidores con una salida de prueba, la salida del medidor no debe producir más de un pulso.

Para la clase 0,2 S, el periodo de prueba mínimo Δt , expresado en minutos, debe ser:

$$\Delta t \geq \frac{900 \times 10^6}{k \cdot m \cdot U_{nom} \cdot I_{max}}$$

donde:

- k es el número de pulsos emitidos por el dispositivo de salida del medidor por kilowatt-hora (pulsos/kWh);
- m es el número de elementos de medición;
- U_{nom} es la tensión nominal, expresada en volts;
- I_{max} es la corriente máxima, expresada en amperes.

Para la clase 0,5 S, el periodo de prueba mínimo Δt , expresado en minutos, debe ser:

$$\Delta t \geq \frac{600 \times 10^6}{k \cdot m \cdot U_{nom} \cdot I_{max}}$$

donde:

- k es el número de pulsos emitidos por el dispositivo de salida del medidor por kilowatt-hora (pulsos/kWh);
- m es el número de elementos de medición;
- U_{nom} es la tensión nominal, expresada en volts;
- I_{max} es la corriente máxima, expresada en amperes.

Para el caso de los medidores con transformadores de medida que cuenten con registro primario nominal donde el valor de k (y posiblemente U_{nom}) está dado como valores del lado primario, se debe recalcular la constante k (y U_{nom}) para que correspondan a los valores secundarios (de tensión y corriente).

10.3.5 Constantes del medidor

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que la relación entre el registro de energía básica y la(s) salida(s) de prueba utilizada(s) cumple(n) con las especificaciones del fabricante. La diferencia relativa no debe ser mayor que una décima parte del error máximo permisible. Esta prueba sólo es aplicable si se usan salidas de prueba (pulso) para probar requisitos de exactitud.
- b) Procedimiento de prueba: todos los registros y salidas de pulsos que están bajo control legal deben ser probados a menos que haya un sistema que garantice el comportamiento idéntico de todas las constantes del medidor.

La prueba debe llevarse a cabo pasando una cantidad de energía E a través del medidor, donde E sea de al menos:

$$E_{min} = \frac{1\,000 \cdot R}{b} \text{ Wh}$$

donde:

- R es la resolución aparente del registro de energía básica, expresada en Wh; y
NOTA: Cualquier medio puede usarse para mejorar la resolución aparente R de registro básico, siempre y cuando se tenga cuidado de asegurar que los resultados reflejen la verdadera resolución del registro básico.
- b es el error máximo permisible expresado como porcentaje (%).

NOTA: El valor de b se debe seleccionar de la Tabla 1.3 según el punto de prueba elegido. El valor de b puede diferir de lo que es aplicable para la prueba de estado sin carga.

Debe calcularse la diferencia relativa entre la energía registrada y la energía que pasa a través del medidor, dada por el número de pulsos de la salida de prueba.

c) Efecto permitido: la diferencia relativa no debe ser superior a una décima parte del error base máximo permisible.

d) Puntos de prueba obligatorios: La prueba debe realizarse con una única corriente arbitraria $I > I_{tr}$

El valor de b debe seleccionarse de la Tabla 1.3, según el punto de prueba elegido. El valor de b puede diferir de lo que es aplicable para la prueba de estado sin carga.

10.4. Pruebas para magnitudes de influencia

El propósito de estas pruebas es comprobar los requisitos establecidos en 7.3.3, debidos a la variación de una sola magnitud de influencia. Para las magnitudes de influencia indicadas en la Tabla 1.6, debe comprobarse que el error de cambio debido a la variación de cualquier magnitud de influencia única se encuentra dentro del límite de error de cambio indicado en la Tabla 1.6.

10.4.1. Dependencia con la temperatura

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya. Para medidores de energía reactiva la norma que aplica es la IEC 62053-24, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que se cumplen los requisitos indicados en la Tabla 1.5.
- b) Procedimiento de prueba: para cada punto de prueba, el error del medidor debe determinarse a la temperatura de referencia, en cada uno de los límites de temperatura ambiente superior e inferior especificados para el medidor, y a un número suficiente de otras temperaturas que formen intervalos de temperatura comprendidos entre 15 K y 23 K, que abarcan el intervalo de temperatura especificado.

Además, para cada punto de prueba y para cada intervalo de temperatura dado por los límites de temperatura superiores o inferiores adyacentes, incluida la temperatura de referencia, debe determinarse el coeficiente de temperatura promedio c como sigue:

$$c = \frac{e_u - e_l}{t_u - t_l}$$

donde:

e_u y e_l son los errores en las temperaturas superior e inferior respectivamente en el intervalo de temperatura de interés; y

t_u y t_l son las temperaturas más altas y más bajas, respectivamente, en el intervalo de temperatura de interés.

Cada coeficiente de temperatura debe concordar con los requerimientos de la Tabla 1.5.

- c) Puntos de prueba obligatorios: El ensayo debe realizarse como mínimo en f.p. = 1 y f.p. = 0.5 en atraso y para corrientes de I_{tr} , $10 I_{tr}$ e I_{max} .

10.4.2. Balance de carga

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el error de cambio debido al balance de carga cumple con los requisitos de la Tabla 1.6. Este ensayo es sólo para medidores de polifásicos y para medidores monofásicos de tres hilos.
- b) Procedimiento de prueba: El error del medidor con corriente en un solo circuito de corriente, solo debe ser medido y comparado con el error intrínseco a carga balanceada. Durante la prueba, deben aplicarse las tensiones de referencia a todos los circuitos de tensión.
- c) Puntos de prueba obligatorios: la prueba se debe realizar para todos los circuitos de corriente a f.p.=1 y f.p.= 0.5 en atraso a I_{nom}

10.4.3. Variación de tensión

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- 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.
- 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} .

- c) 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 $1.1 \cdot U_{nom}$.

10.4.4. Variación de frecuencia

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a las variaciones de frecuencia cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.
- b) Procedimiento de prueba: el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en f_{nom} , se debe medir cuando se varíe la frecuencia dentro del rango de funcionamiento nominal correspondiente. Si se indican varios valores f_{nom} , la prueba se debe repetir con cada valor de f_{nom} .
- c) 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_n , y a frecuencias de $0.98 \cdot f_{nom}$ y $1.02 \cdot f_{nom}$.

10.4.5. Armónicas en tensión y corriente

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a las armónicas cumple con los requisitos.
- b) Procedimiento de prueba: el cambio de error en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, debe medirse cuando se añaden armónicas tanto en la tensión como en la corriente. El ensayo se debe realizar utilizando las formas de onda cuadriformes y pico especificadas en las Tablas 4.7 y 4.8, respectivamente. La amplitud de un solo armónico no debe ser superior a $0.12 \cdot U_1 / h$ para la tensión y de I_1 / h para la corriente, donde h es el número de armónicas y U_1 e I_1 son las fundamentales respectivas. Las gráficas de la amplitud de corriente para las formas de onda de las Tablas 4.7 y 4.8 se muestran en las Figuras D y E respectivamente.

La corriente eficaz no debe exceder de I_{max} , es decir, para la Tabla 4.7, la componente de corriente fundamental I_1 no debe exceder de $0.93 \cdot I_{max}$. El valor de pico de la corriente no debe exceder $1.4 \cdot I_{max}$, es decir, para la Tabla 4.8, la componente de corriente fundamental I_1 (eficaz) no debe exceder $0.568 \cdot I_{max}$.

Las amplitudes armónicas se deben calcular, respectivamente, con respecto a la amplitud de la componente de frecuencia fundamental de la tensión o corriente. El ángulo de fase se debe calcular en relación con el cruce por cero de la tensión de frecuencia fundamental o de la componente de corriente, respectivamente.

- c) Puntos de prueba obligatorios: la prueba se debe realizar, como mínimo, a I_{nom} , f.p. = 1, donde el factor de potencia está dado por la componente fundamental.

Tabla 4.7-Forma de onda cuadriforme

Número de armónica	Amplitud de corriente	Ángulo de fase de corriente	Amplitud de tensión	Ángulo de fase de tensión
1	100%	0°	100%	0°
3	30%	0°	3.8%	180°
5	18%	0°	2.4%	180°
7	14%	0°	1.7%	180°
11	9%	0°	1.0%	180°
13	5%	0°	0.8%	180°

Tabla 4.8-Forma de onda pico

Número de armónica	Amplitud de corriente	Ángulo de fase de corriente	Amplitud de tensión	Ángulo de fase de tensión
1	100%	0°	100%	0°
3	30%	180°	3.8%	0°
5	18%	0°	2.4%	180°

7	14%	180°	1.7%	0°
11	9%	180°	1.0%	0°
13	5%	0°	0.8%	180°

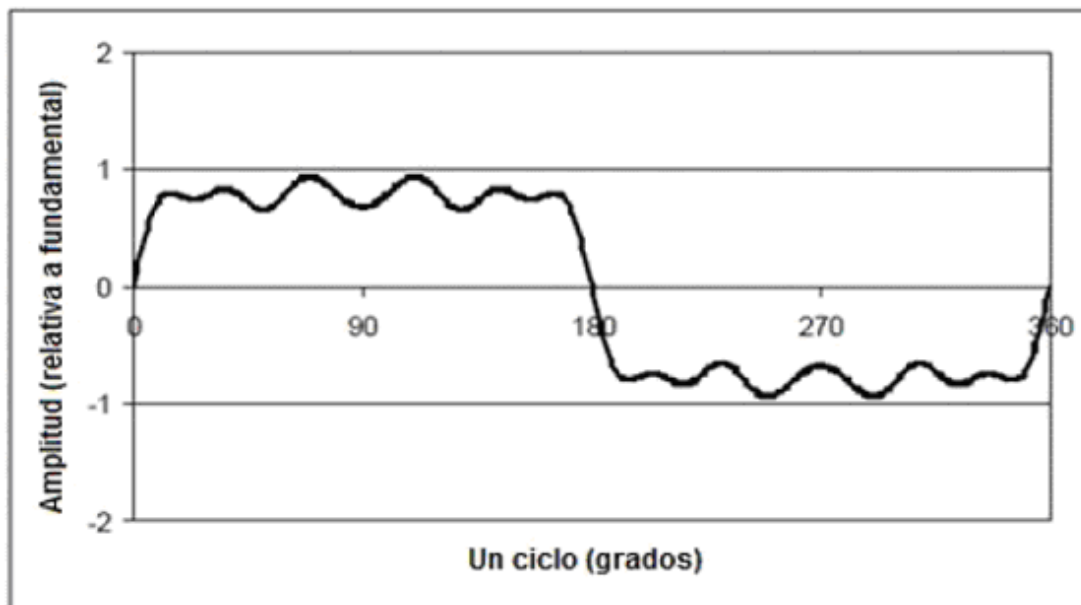


Figura D. Amplitud de corriente para la forma de onda cuadriforme

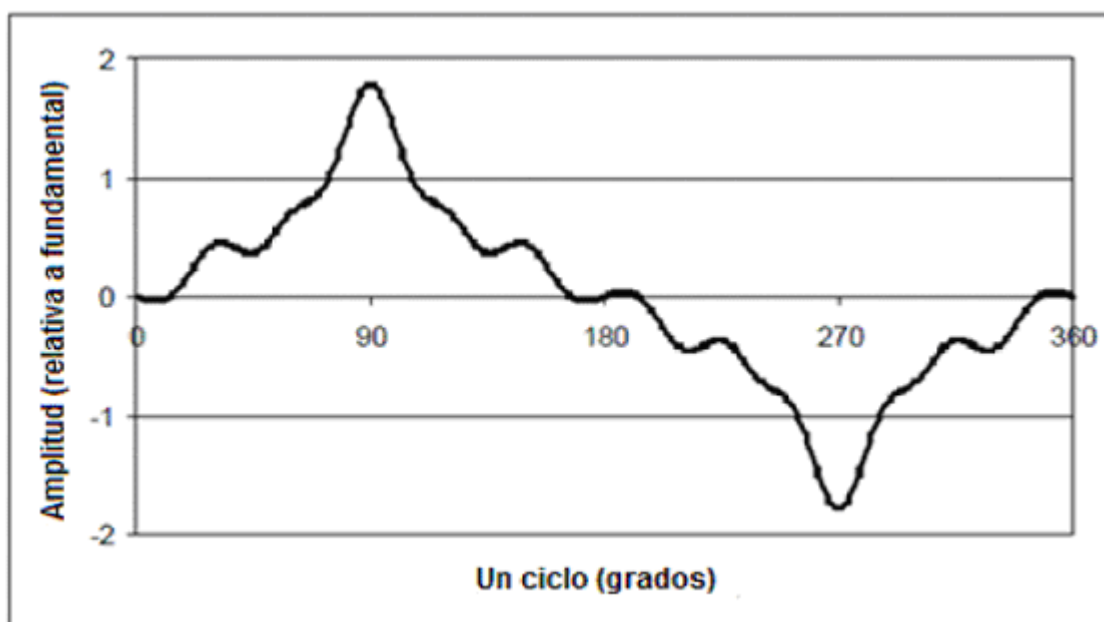


Figura E. Amplitud de corriente para la forma de onda pico.

10.4.6. Variaciones de tensión severa

- Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a variaciones severas de tensión cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.
- Procedimiento de prueba: se debe medir primero el error intrínseco en U_{nom} . Se debe comprobar entonces que el cambio de error relativo al error intrínseco en U_{nom} cumple con los requisitos de la Tabla 1.6 cuando la tensión varía de $0.8 \cdot U_{nom}$ a $0.9 \cdot U_{nom}$ y de $1.1 \cdot U_{nom}$ a $1.15 \cdot U_{nom}$. Para los

medidores polifásicos, la tensión de prueba debe estar balanceada. Si se indican varios valores U_{nom} , la prueba se debe repetir para cada valor U_{nom} .

- c) Puntos de prueba obligatorio: la prueba se debe realizar como mínimo a I_{nom} , f.p.= 1 y para tensiones de $0.8 \cdot U_{nom}$, $0.85 \cdot U_{nom}$ y $1.15 \cdot U_{nom}$.

10.4.7. Interrupción de una o dos fases

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el error de cambio debido a la interrupción de una o dos fases cumple con los requisitos de la 1.7. La prueba es sólo para medidores polifásicos con tres elementos de medición.
- b) Procedimiento de prueba: el cambio de error en comparación con el error intrínseco en condiciones de tensión balanceada y corriente de carga, se debe medir cuando se elimine una o dos de las fases manteniendo constante la corriente de carga. Dos fases interrumpidas son sólo para aquellos modos de conexión donde una fase que falta significa que la energía puede ser entregada. Un medidor polifásico que se alimente sólo a partir de una de sus fases no debe interrumpir la tensión de esa fase, para los fines de esta prueba.
- c) Puntos de prueba obligatorios: la prueba se debe realizar, como mínimo, a I_{nom} , eliminando una o dos fases en combinaciones tales que permitan que cada fase se haya retirado al menos una vez.

10.4.8. Subarmónicas en el circuito de corriente alterna

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a las subarmónicas cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.
- b) Procedimiento de prueba: el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se medirá cuando la corriente de referencia sinusoidal sea reemplazada por otra señal sinusoidal con el doble del valor pico y que se activa y se desactiva cada segundo periodo como se muestra en la Figura F.1) y F.2) (la potencia medida debe ser la misma que la señal sinusoidal original, mientras que la corriente RCM es 1.41 veces mayor). Debe cuidarse que no se introduzca ninguna corriente directa significativa. Durante la prueba, el valor pico de la corriente no debe exceder de $1.4 \cdot I_{max}$.
- c) Puntos de prueba obligatorios: la prueba se debe realizar, como mínimo, con una corriente de referencia de $0.5 \cdot I_{nom}$, f.p.= 1.

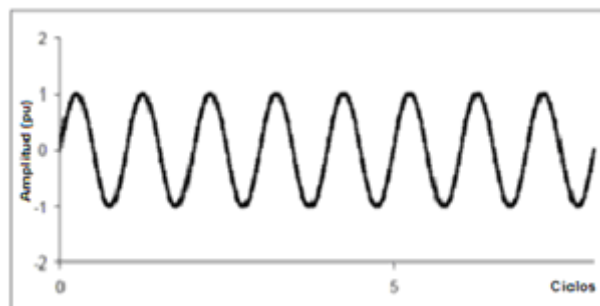


Figura F.1)-Corriente de prueba para el error intrínseco

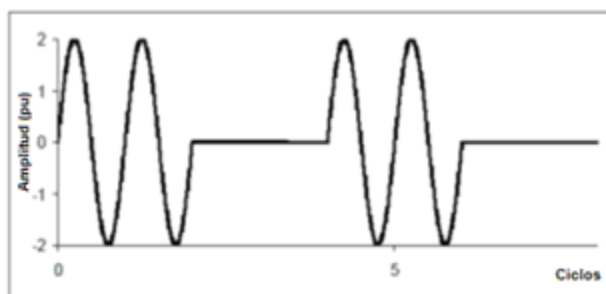


Figura F.2)-Corriente de prueba para subarmónicas 2 ciclos activada, 2 ciclos desactivada

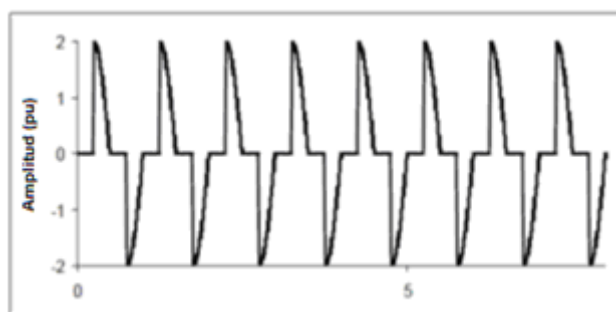


Figura F.3)-Corriente de prueba para armónicas, corriente cero durante los ángulos de fase de 0°-90° y 180°-270°

Figura F. Figuras F.1), F.2) y F.3). Corrientes de prueba para las pruebas de subarmónicas y armónicas

10.4.9. Armónicas en el circuito de corriente alterna

- Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a armónicas en el circuito de corriente alterna cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.
- Procedimiento de prueba: el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se medirá cuando la corriente de referencia sinusoidal como se muestra en la Figura F.1) sea reemplazada por una corriente con el doble del valor pico original donde la forma de onda sinusoidal se pone a cero durante el primer y tercer cuarto del periodo, como se muestra en la Figura F.2). La potencia medida debe ser la misma que para la señal sinusoidal original mientras que la corriente RCM es 1.41 veces mayor. Durante el ensayo, el valor pico de la corriente no debe exceder de $1.4 \cdot I_{max}$.
- Puntos de prueba obligatorios: la prueba se realizará, como mínimo, con una corriente de referencia de I_{nom} , f.p.= 1.

10.4.10. Secuencia de fase invertida (dos fases intercambiadas)

La norma que aplica es la IEC 62053-22 Tabla 6 "secuencia de fase invertida", vigente o la que la sustituya.

- Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido al intercambio de dos de las tres fases cumple con los requisitos de la Tabla 1.6. Esta prueba sólo se aplica a los medidores trifásicos.
- Procedimiento de prueba: el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, se medirá cuando se intercambian dos de las tres fases.
- Puntos de prueba obligatorios: la prueba se debe realizar, como mínimo, con una corriente de referencia de $0.1 \cdot I_{nom}$, f.p.= 1.

10.4.11. Inducción magnética continua de origen externo

La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.

- Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a la inducción magnética continua (CC) de origen externo cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.

- b) Procedimiento de la prueba: la inducción magnética continua de origen externo debe ser obtenida mediante el uso de un electroimán de acuerdo con lo propuesto en la Figura G basada en el anexo B de la norma internacional IEC 62053-22. El electromagneto debe ser energizado con corriente continua. Este campo magnético debe ser aplicado a todas las superficies accesibles del medidor cuando es montado para su uso normal. El valor de la fuerza magneto-motriz que debe ser aplicado es de 1000 A-vuelta.
- c) El cambio de error, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, se medirá cuando el medidor se someta a una inducción magnética continua.
- d) Puntos de prueba obligatorios: seis puntos por metro de superficie. La prueba se realizará, como mínimo, en I_{nom} , f.p.= 1. El cambio de error más grande debe observarse como resultado de la prueba.

10.4.12. Campo magnético de origen externo

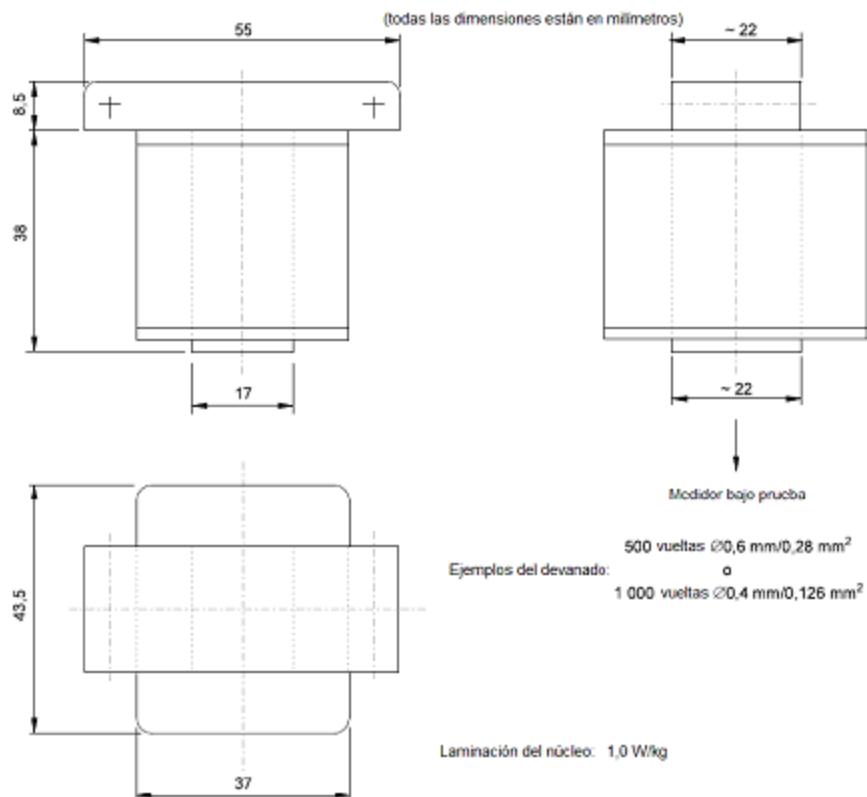


Figura G. Electromagneto para la prueba de campos magnéticos de origen externo.

Las normas que aplican son la NMX-J-674/22-ANCE-2013 y la IEC 62053-22 vigente o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a un campo magnético de C.A. a la frecuencia de 60 Hz cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.
- b) Procedimiento de prueba: el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, se debe medir cuando el medidor se exponga a un campo magnético a la frecuencia de potencia ($f = f_{nom} = 60 \text{ Hz}$) bajo la condición más desfavorable de fase y dirección.
- c) Severidad de la prueba: una inducción magnética de origen externo de 0.5 mT producida por una corriente a la misma frecuencia de potencia ($f = f_{nom} = 60 \text{ Hz}$) bajo la condición más desfavorable de fase y dirección no debe de causar una variación en el porcentaje de error del medidor que exceda los límites establecidos en la Tabla 1.6. La inducción magnética de origen externo debe ser obtenida al colocar el medidor en el centro de una bobina circular, con una medida de 1 m de diámetro, con una sección cuadrada y de un espesor radial pequeño en relación con el diámetro, teniendo un campo permanente de 400 *Ampere-vuelta*.
- d) Puntos de prueba obligatorios: la prueba se realizará como mínimo a I_{nom} , f.p.= 1.

10.4.13. Campos electromagnéticos radiados

Las normas que aplican son la NMX-J-610/4-3-ANCE-2015 y la IEC 62053-22 vigente o la que la sustituya.

- a) **Objetivo de la prueba:** para comprobar que el error de cambio debido a los campos electromagnéticos radiados de radiofrecuencia cumple con los requisitos de la Tabla 1.6, se debe observar que la condición de prueba 2 corresponde a la prueba de perturbación conforme al capítulo 10.5.6.
- b) **Procedimiento de prueba:** el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se medirá cuando el medidor se someta a campos de electromagnéticos de RF. La intensidad del campo electromagnético debe ser la especificada por el nivel de severidad y la uniformidad del campo debe ser la definida por la norma NMX-J-610/4-3-ANCE-2015. Los intervalos de frecuencia a considerar se barren con la señal modulada, interrumpiendo para ajustar el nivel de la señal de RF o para conmutar osciladores y antenas según sea necesario. Cuando el intervalo de frecuencia se varía de forma incremental, el tamaño del paso no debe exceder del 1% del valor de frecuencia precedente. El tiempo de prueba para un cambio de frecuencia del 1% no debe ser menor que el tiempo para realizar una medición y en ningún caso no menor de 0.5 segundos.

La longitud del cable expuesta al campo electromagnético debe ser de 1 metro.

La prueba se debe realizar con la antena generadora mirando a cada lado del medidor. Cuando el medidor pueda ser utilizado en diferentes orientaciones (es decir, vertical u horizontal), todos los lados deben ser expuestos a los campos durante la prueba.

La portadora debe estar modulada con 80% de AM a 1 kHz de onda sinusoidal.

El medidor se debe probar por separado a las frecuencias de reloj especificadas por el fabricante.

Cualquier otra frecuencia sensible también se debe analizar por separado.

NOTA: Normalmente estas frecuencias sensibles son las frecuencias emitidas por el medidor.

El medidor debe probarse en las dos condiciones de prueba, en donde la condición de prueba 2 corresponde a la prueba de perturbación descrita en 10.5.6

- c) **Condición de prueba 1:** durante la prueba, el medidor se debe energizar con tensión de referencia y una corriente igual a I_{nom} . El error de medición del medidor se debe monitorear por comparación con un patrón de referencia no expuesto al campo electromagnético o inmune al campo, o por un método igualmente adecuado.

El error en cada intervalo incremental del 1% de la frecuencia portadora debe ser monitoreado y comparado con los requisitos de la Tabla 1.6. Cuando se utilice un barrido de frecuencia continuo, esto se logra ajustando la relación del tiempo de barrido y el tiempo de cada medición. Cuando se usan pasos de frecuencia incrementales de 1%, esto se logra ajustando el tiempo de permanencia en cada frecuencia para ajustar el tiempo de medición.

- d) **Condición de prueba 2:** durante la prueba, la tensión y los circuitos auxiliares del medidor se debe activar con la tensión de referencia. No debe haber corriente en los circuitos de corriente y las terminales de corriente deben estar en circuito abierto.

NOTA: La condición de prueba 2 corresponde a la prueba de perturbación conforme al capítulo 10.5.6, por lo tanto, también se deben aplicar las instrucciones generales del capítulo 10.5.1.

- e) **Severidades de la prueba:** conforme a lo establecido en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9-Severidad de la prueba

Para la condición de prueba	Intervalo de frecuencia	Intensidad del campo
Condición de prueba 1 (con corriente)	80-2000 MHz	10 V/m
Condición de prueba 2 (sin corriente)	80-2000 MHz	30 V/m

10.4.14. Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de radiofrecuencia

Las normas que aplican son la NMX-J-579/4-6-ANCE-2006 y la IEC 62053-22 vigente o la que la sustituya.

- a) **Objetivo de la prueba:** comprobar que el cambio de error debido a perturbaciones conducidas, inducidas por campos de RF cumple con los requisitos de la Tabla 1.6.
- b) **Procedimiento de prueba:** una corriente electromagnética de radiofrecuencia para simular la influencia de campos electromagnéticos se debe acoplar o inyectar en los puertos de alimentación y

puertos de E/S del medidor utilizando dispositivos de (des)acoplamiento según se define en la norma NMX-J-579/4-6-ANCE-2006. Se debe comprobar el desempeño del equipo de prueba compuesto por un generador de RF, dispositivos de (des)acoplamiento, atenuadores, etc.

El medidor debe ser probado como un instrumento de mesa. Durante la prueba, el medidor se debe energizar con la tensión de referencia y una corriente igual a I_{nom} . El error en cada intervalo incremental del 1% de la frecuencia portadora debe ser monitoreado y comparado con los requisitos de la Tabla 1.6. Cuando se utiliza un barrido de frecuencia continuo, esto se logra ajustando la relación del tiempo de barrido y el tiempo de cada medición. Cuando se usan pasos de frecuencia incrementales de 1%, esto se logra ajustando el tiempo de permanencia en cada frecuencia para ajustar el tiempo de medición.

Si el medidor es un medidor de polifásico, las pruebas se deben realizar en todas las extremidades del cable.

c) Severidad de la prueba:

- Amplitud de RF (50 ohm): 10 V;
- Intervalo de frecuencia: 0.15 MHz-80 MHz, y;
- Modulación: 80% AM, onda senoidal de 1 kHz.

10.4.15. Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna

a) Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a una señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna cumple con los requisitos de la Tabla 1.6. Los medidores operados a través de un transformador de medida deben asumirse como inmunes a la componente de CC en el circuito de CA.

b) Procedimiento de prueba: el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales en $I = \frac{I_{max}}{2\sqrt{2}}$, se debe medir cuando la amplitud de corriente se incrementa hasta el doble de su valor $I = \frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$, y ésta se rectifica a media onda.

c) Puntos de prueba obligatorios: la prueba se debe llevar a cabo a f.p.= 1.

NOTA 1: La rectificación y medición de media onda se puede realizar como se muestra en la Figura H (sólo se muestra la trayectoria de corriente, la tensión se conectará normalmente). La incertidumbre de la medición en este método es muy dependiente de la impedancia de salida (sub-periodo) de la fuente de corriente y de la impedancia del circuito de corriente del patrón de referencia en combinación con las posibles diferencias de impedancia de las dos ramas de corriente.

NOTA 2: Dado que la incertidumbre depende de la diferencia absoluta de la impedancia de la rama y no de la relativa (si no es $R_{equilibrio} \gg R_{fuente}$), el problema generalmente no se puede remediar introduciendo resistores adicionales en cada rama. Sin embargo, puede ser monitoreado estudiando la corriente continua de la fuente. Los componentes de C.C. no deben ser superiores de 0.5 a 1% del valor de CA. (Cuando se mide una componente de C.C. del orden del 1% del componente de CA, el instrumento debe preferentemente ser calibrado de antemano por una medición de la corriente de prueba con los diodos del circuito de prueba desconectados y cortocircuitados).

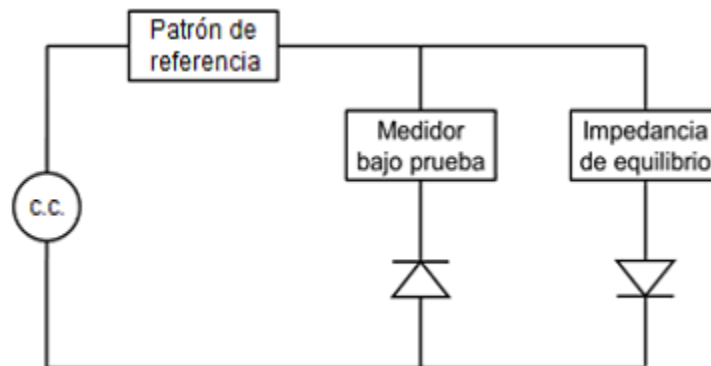


Figura H. Circuito de prueba de corriente propuesto para prueba de corriente continua e incluso armónica (sólo se muestra el circuito de corriente monofásico, la tensión se conecta normalmente)

10.4.16. Armónicas de orden alto

- a) Objetivo de la prueba: comprobar que el cambio de error debido a las armónicas de orden alto cumple con los requisitos de la Tabla 1.6. Además, la función del medidor no se debe afectar.
- b) Procedimiento de prueba: el cambio de error, en comparación con el error intrínseco en condiciones sinusoidales, se debe medir cuando se superpongan señales de prueba asíncronas, barridas de $f = 15 \cdot f_{nom}$ a $40 \cdot f_{nom}$, primero en la señal a los circuitos de tensión y luego a la señal a los circuitos de corriente. En el caso de un medidor polifásico, todos los circuitos de tensión o corriente pueden ser probados al mismo tiempo. La frecuencia de la señal debe ser barrida de baja frecuencia a alta frecuencia y retroceder mientras se mide el error de medición.
- c) Severidad de la prueba: la señal asíncrona debe tener un valor de $0.02 \cdot U_{nom}$ y $0.1 \cdot I_{tr}$ con una tolerancia de $\pm 5\%$.
- d) Puntos de prueba obligatorios: la prueba se debe realizar en I_{tr} . Se debe tomar una lectura por frecuencia armónica.

10.5. Pruebas para perturbaciones.**10.5.1. Instrucciones generales para las pruebas de perturbaciones**

Mediante estas pruebas se verifica que el medidor cumple los requisitos para la influencia de las perturbaciones. Las pruebas deben ser realizadas usando una perturbación a la vez; todas las demás magnitudes de influencia se deben establecer en condiciones de referencia, a menos que se indique lo contrario en la descripción de la prueba pertinente. No se debe producir ninguna falla significativa. A menos que se indique lo contrario, cada prueba debe incluir:

- a) Una comprobación de que cualquier cambio en los registros o la energía equivalente de la salida de prueba es inferior al valor de cambio crítico $m \cdot U_{nom} \cdot I_{max} \cdot 10^{-6}$ donde m es el número de elementos de medición, U_{nom} es expresado en volts e I_{max} es expresado en amperes;
- b) Una comprobación operacional para verificar que el medidor registra energía cuando está sometido a una corriente;
- c) Una comprobación de la correcta operación de las salidas de pulsos y de las entradas de cambio de tarifas, si están presentes, y;
- d) Confirmación por medición de que el medidor sigue cumpliendo los requisitos de error máximo permisible de base después de la prueba de perturbación.

Se permite la pérdida temporal de funcionalidad siempre y cuando el medidor regrese a la funcionalidad normal automáticamente cuando se elimina la perturbación.

NOTA: La pérdida temporal de funcionalidad no debe afectar los registros de energía para liquidación y facturación y para calidad de la potencia. La funcionalidad normal cubre funciones de parámetros inalterables y ajustables.

Los puntos de prueba obligatorios para comprobar el error máximo permisible son:

- a) I_{tr} , f.p.=1, y;
- b) $10 \cdot I_{tr}$, f.p.= 0.5 en atraso.

10.5.2. Campo magnético de origen externo

La norma que aplica es la NMX-J-579/4-8-ANCE-2006.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos indicados en 7.3.6.2 y en la Tabla 1.7 bajo condiciones de un campo magnético de corriente alterna de origen externo a la frecuencia de 60 Hz.
- b) Procedimiento de prueba: el medidor se debe conectar a la tensión de referencia, pero sin corriente en los circuitos de corriente. El campo magnético se debe aplicar a lo largo de tres direcciones ortogonales.
- c) Efectos permitidos: No debe ocurrir ningún falla significativa.
- d) Severidad de la prueba: intensidad de campo magnético de corta duración (3 segundos): 1000 Ampere-vuelta producidos por una bobina de 1 m de diámetro.

10.5.3. Descarga electrostática

La norma aplicable es la NMX-J-610/4-2-ANCE-2012 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos indicados en 7.3.6.2 y en la Tabla 1.7, en condiciones de descarga electrostática directa e indirecta.
- b) Procedimiento de prueba: se debe utilizar un generador de descargas electrostáticas con características de rendimiento especificadas en la norma NMX-J-610/4-2-ANCE-2012. Antes de iniciar las pruebas, se debe verificar el desempeño del generador. Se deben aplicar al menos 10 descargas, en la polaridad más sensible. Para un medidor que no esté equipado con una terminal de tierra, el medidor debe descargarse completamente entre descargas. La descarga por contacto es el método de prueba preferido. Las descargas al aire deben utilizarse donde las descargas por contacto no se pueden aplicar.
- c) Aplicación directa: en el modo de descarga por contacto que debe llevarse a cabo en superficies conductoras, el electrodo debe estar en contacto con el medidor. En el modo de descarga al aire en superficies aisladas, el electrodo se debe aproximar al medidor y la descarga se produce por chispa.
- d) Aplicación indirecta: las descargas se deben aplicar en el modo de contacto a los planos de acoplamiento montados en la proximidad del medidor.
- e) Condiciones de prueba: la prueba se debe realizar con el medidor en estado de funcionamiento. Los circuitos de tensión se activarán con U_{nom} y los circuitos de corriente y auxiliares estarán abiertos, sin corriente. El medidor debe ser probado como equipo de mesa.
- f) Efectos permitidos: No debe ocurrir ningún falla significativa.
- g) Severidad de la prueba:
 - i. Tensión de descarga de contacto: 8 kV; las descargas de contacto se deben aplicar sobre superficies conductoras; y
 - ii. Tensión de descarga al aire: 15 kV; las descargas al aire se deben aplicar sobre superficies no conductoras.

10.5.4. Transitorios rápidos

Las normas aplicables son la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-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 y para medición de energía reactiva con la Tabla 1.11, en condiciones en que las emisiones eléctricas se superpongan en los circuitos de tensión y corriente, en los puertos de E/S y de comunicación.
- b) Procedimiento de prueba: se debe utilizar un generador de emisiones eléctricas con las características de funcionamiento especificadas en la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-ANCE-2013. El medidor debe estar sometido a picos de tensión, para los cuales, la frecuencia de repetición de los impulsos y los valores máximos de la tensión de salida en cargas de 50 y 1 000 se definen en la norma la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-ANCE-2013. Las características del generador deben ser verificadas antes de conectar el medidor. Se deben aplicar emisiones eléctricas con polaridad positiva y negativa. La duración de la prueba no debe ser inferior a 1 minuto para cada amplitud y polaridad. Se debe utilizar una abrazadera de acoplamiento capacitiva, tal como se establece en la norma la NMX-J-610/4-1-ANCE-2009 e NMX-J-610/4-4-ANCE-2013, para acoplar los puertos de E/S y de comunicación con una tensión de referencia de más de 40 V. Los impulsos de prueba se deben aplicar continuamente durante el tiempo de medición.
- c) Condiciones de prueba: el medidor debe ser probado como equipo de mesa.

La tensión del medidor y de los circuitos auxiliares se debe energizar a la tensión de referencia.

La longitud del cable entre el dispositivo de acoplamiento y el medidor debe ser de 1 metro.

La tensión de prueba se debe aplicar en modo común (línea a tierra) a:

 - 1) Los circuitos de tensión;
 - 2) Los circuitos de corriente, si están separados de los circuitos de tensión en funcionamiento normal; y
 - 3) Los circuitos auxiliares, si están separados de los circuitos de tensión en funcionamiento normal y con una tensión de referencia de más de 40 V.

- d) Severidad de la prueba: tensión de prueba para los circuitos de corriente y tensión: 4 kV. Tensión de prueba para los circuitos auxiliares con una tensión de referencia superior a 40 V: 2 kV.
- e) Efectos permitidos: el error de cambio, en comparación con el error intrínseco en las condiciones de referencia, debe ser inferior al que se establece en la Tabla 1.7 y para energía reactiva con la Tabla 1.11.
- f) Puntos de prueba obligatorios:
 - i. Energía activa I_{nom} , f.p.=1.;
 - ii. Energía reactiva: I_{nom} ; seno $\varphi = 1$, en adelante o atraso;

10.5.5. Decrementos súbitos e interrupciones de tensión

Los métodos de prueba que aplican se encuentran en las normas IEC 61000-4-11, IEC 61000-6-1 y la NMX-J-610/6-2-ANCE-2008 o la que la sustituya.

- 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 reducciones de la tensión de alimentación (abatimientos e interrupciones) de corta duración.
- b) Procedimiento de prueba: se debe utilizar un generador de prueba que pueda reducir la amplitud de la tensión de alimentación durante un periodo de tiempo definido por el operador. El funcionamiento del generador de prueba se debe verificar antes de conectar el medidor.
- c) Las reducciones de tensión de alimentación se repetirán 10 veces con un intervalo de al menos 10 s.
- d) Condiciones de prueba: circuitos de tensión energizados con U_{nom} .
- e) Sin corriente en los circuitos de corriente.
- f) Severidad de la prueba: decremento de tensión, como se indica en la Tabla 4.10. Interrupción de la tensión, como se indica en la Tabla 4.11.
- g) Efectos permitidos: No debe ocurrir ninguna falla significativa.

Tabla 4.10-Decrementos de tensión

Prueba	Prueba a	Prueba b	Prueba c
Reducción	30%	60%	60%
Duración	0.5 ciclo	1 ciclo	30 ciclos

Tabla 4.11-Interrupciones de tensión

Reducción	0%
Duración	300 ciclos

10.5.6. Campos electromagnéticos de radiofrecuencia RF radiados

La norma aplicable es la NMX-J-610/4-3-ANCE-2015 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos 7.3.6.2 y de la Tabla 1.7, en condiciones de campos electromagnéticos de radiofrecuencia radiada.
- b) Procedimiento de prueba: refiérase al capítulo 10.4.13
- c) Efectos permitidos: No debe ocurrir ninguna falla significativa.

10.5.7. Sobretensiones en la línea de alimentación eléctrica de corriente alterna

La norma aplicable es la NMX-J-610/4-5-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 en las que se superpongan sobretensiones eléctricas a la tensión de alimentación.

- b) Procedimiento de prueba: se debe utilizar un generador de sobretensiones con las características de funcionamiento especificadas en la norma NMX-J-610/4-5-ANCE-2013. La prueba consiste en la exposición a sobretensiones, cuyas características del tiempo de subida, la anchura de impulso, los valores pico de la tensión-corriente de salida sobre las cargas de impedancia alta o baja y el intervalo de tiempo mínimo entre dos pulsos sucesivos, están definidos en la norma NMX-J-610/4-5-ANCE-2013.
- c) Las características del generador deben ser verificadas antes de conectar el medidor.
- d) Condiciones de prueba:
 - 1) Medidor en estado de operación;
 - 2) Circuitos de tensión energizados con tensión nominal;
 - 3) Sin corriente en los circuitos de corriente y las terminales de corriente deben estar abiertas;
 - 4) Longitud del cable entre el generador de sobretensiones y el medidor: 1 metro.
 - 5) Probado en modo diferencial (línea a línea), y
 - 6) Ángulo de fase: impulsos a aplicar a 60° y 240° con respecto al cruce por cero de la fuente de C.A.
- e) Severidad de la prueba:
 - 1) Prueba de inmunidad por sobretensión: deben aplicarse las indicadas en NMX-J-674/11-ANCE-2013 o la que la sustituya.

10.5.8. Inmunidad de ondas oscilatorias amortiguadas

La norma aplicable es la NMX-J-610/4-12-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 ondas oscilatorias amortiguadas. Esta prueba es sólo para los medidores que deben ser operados con transformadores de tensión.
- b) Procedimiento de prueba: el medidor se debe someter a formas de onda de tensión oscilatoria amortiguadas con una tensión pico de acuerdo con los requerimientos de severidad de la prueba indicados a continuación.

Condiciones de prueba:

 - 1) Los medidores se probarán como equipo de mesa
 - 2) Los medidores deben estar en condiciones de operación;
 - 3) Circuitos de tensión energizados con tensión nominal, y;
 - 4) Con $I = 20 I_{tr}$ y factor de potencia uno y 0.5 en atraso.
- c) Severidad de la prueba: tensión de prueba en circuitos de tensión y circuitos auxiliares con una tensión de operación > 40 V:
 - 1) Modo común: 2.5 kV, y;
 - 2) Modo diferencial: 1.0 kV.
- d) Frecuencias de prueba:
 - 1) 100 kHz, frecuencia de repetición: 40 Hz; y;
 - 2) 1 MHz, frecuencia de repetición: 400 Hz.
- e) Duración de la prueba: 60 segundos (15 ciclos con 2 segundos activado y 2 segundos desactivado, por cada frecuencia).
- f) Efectos permitidos: durante la prueba, la función del medidor no debe ser perturbada y el cambio de error debe ser menor que los límites dados en la Tabla 1.7.
- g) Puntos de prueba obligatorios: $20 * I_{tr}$, f.p. = 1 y 0.5 en atraso.

10.5.9. Supresión de radiointerferencia.

La norma aplicable es la NMX-J-674/11-ANCE-2013 o la que la sustituya.

- a) La prueba debe realizarse con el punto 7.5.8.

10.5.10. Sobrecorriente de corta duración

- a) La norma que aplica es la IEC 62053-22, vigente o la que la sustituya.
- 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 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 $20 I_{\max \text{ RCM}} + 0\% -10\%$, 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: $10 I_{tr}$, f.p.= 1.

10.5.11. Tensión de impulso

La norma que aplica 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 tensión de impulso.
- b) Procedimiento de prueba general: el medidor y sus dispositivos auxiliares incorporados, si los hubiere, deben ser tales que conserven cualidades dieléctricas adecuadas, teniendo en cuenta las influencias atmosféricas y las diferentes tensiones a las que están sujetas en condiciones normales de uso.

El medidor debe soportar la prueba de tensión de impulso como se especifica a continuación. La prueba se debe realizar únicamente en medidores completos.

NOTA: Para los efectos de esta prueba, el término "tierra" tiene el siguiente significado:

- 1) Cuando la cubierta del medidor está hecha de metal, la "tierra" es la cubierta misma, colocado sobre una superficie plana y conductora, y;
- 2) Cuando la cubierta del medidor o sólo una parte de ella está hecha de material aislante, la "tierra" es una lámina conductora envuelta alrededor del medidor que toca todas las partes conductoras accesibles y conectada a la superficie plana y conductora sobre la cual se coloca el medidor. Las distancias entre la lámina conductora y las terminales, y entre la lámina conductora y los agujeros para los conductores, no deben ser mayores de 2 cm.

Durante la prueba de tensión de impulso, los circuitos que no estén bajo prueba deben estar conectados a tierra.

- c) Condiciones de prueba generales:
 - 1) Temperatura ambiente: 15° C a 25° C;
 - 2) Humedad relativa: 25% a 75%, y;
 - 3) Presión atmosférica: 86 kPa a 106 kPa.
- d) Efectos permitidos: una vez completada la prueba de tensión de impulso, no deben existir daños en el medidor y no se debe producir ninguna falla significativa.
- e) Condiciones de prueba:
 - 1) Forma de onda del impulso: impulso de 1.2/50 microsegundos especificado en la IEC 60060-1;
 - 2) Tiempo de subida de tensión: $\pm 30\%$;
 - 3) Tiempo de caída de tensión: $\pm 20\%$;

- 4) Fuente de energía: $0.5 \text{ J} \pm 0.05 \text{ J}$;
- 5) Tensión de prueba: de acuerdo con la Tabla 4.12;
- 6) Tolerancia de la tensión de prueba: $+0 -10\%$, y;
- 7) Impedancia de la fuente $500 \text{ ohm} \pm 50 \text{ ohm}$.

Para cada prueba (véase 10.5.11.1 y 10.5.11.2) la tensión de impulso, se debe aplicar diez veces con una polaridad y luego se repite diez veces con la otra polaridad. El tiempo mínimo entre impulsos debe ser de 30 segundos.

Tabla 4.12-Niveles de prueba de tensión de impulso

Tensión de fase a tierra derivada de la tensión nominal del sistema (V)	Tensión de impulso nominal (V)
$V \leq 100$	2 500
$100 < V \leq 150$	4 000
$150 < V \leq 300$	6 000
$300 < V \leq 600$	8 000

10.5.11.1. Tensión de impulso para y entre circuitos

La norma que aplica es la NMX-J-674/11-ANCE-2013 o la que la sustituya.

- a) Procedimiento de prueba: la prueba se debe realizar independientemente en cada circuito (o conjunto de circuitos) que esté aislado de otros circuitos del medidor en uso normal. Las terminales de los circuitos que no estén sometidos a tensión de impulso deben estar conectados a tierra.
- b) Por lo tanto, cuando los circuitos de tensión y de corriente de un elemento de medición están conectados entre sí en uso normal, la prueba se debe realizar sobre el conjunto. El otro extremo del circuito de tensión se debe conectar a tierra y la tensión de impulso se debe aplicar entre la terminal del circuito de corriente y la tierra.
- c) Cuando varios circuitos de tensión de un medidor tienen un punto común, este punto se debe conectar a tierra y la tensión de impulso se debe aplicar sucesivamente entre cada uno de los extremos libres de las conexiones (o el circuito de corriente conectado a ella) y tierra. El otro extremo de este circuito de corriente debe estar abierto.
- d) Cuando los circuitos de tensión y de corriente del mismo elemento de medición se separan y se aíslan adecuadamente en uso normal (por ejemplo, cada circuito conectado al transformador de medición), la prueba se debe realizar por separado en cada circuito.
- e) Durante la prueba de un circuito de corriente, las terminales de los otros circuitos se conectarán a tierra y la tensión de impulso se aplicará entre una de las terminales del circuito de corriente y la tierra. Durante la prueba de un circuito de tensión, las terminales de los otros circuitos y una de las terminales del circuito de tensión bajo prueba deben conectarse a tierra y la tensión de impulso se debe aplicar entre la otra terminal del circuito de tensión y tierra.
- f) Los circuitos auxiliares destinados a ser conectados directamente a la red o a los mismos transformadores de tensión como los circuitos del medidor y con una tensión de referencia superior a 40 V deben someterse a la prueba de tensión de impulso al estar unidos con un circuito de tensión durante las pruebas. Los otros circuitos auxiliares no deben ser probados.

10.5.11.2. Tensión de impulso de los circuitos eléctricos con relación a tierra

La norma que aplica es la NMX-J-674/11-ANCE-2013 o la que la sustituya.

- a) Procedimiento de prueba: todas las terminales de los circuitos eléctricos del medidor, incluidos las de los circuitos auxiliares con una tensión de referencia superior a 40 V, deben conectarse entre sí.
Los circuitos auxiliares con una tensión de referencia inferior o igual a 40 V deben conectarse a tierra. La tensión de impulso se debe aplicar entre todos los circuitos eléctricos y tierra.
- b) Efectos permitidos: durante esta prueba, no se debe producir ninguna chispa, descarga o perforación perjudicial.

10.5.12. Falla a tierra

La norma que aplica es la IEC 62052-11 vigente 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 falla a tierra.

Esta prueba sólo se aplica a los medidores trifásicos operados por transformadores de cuatro hilos que el fabricante manifieste que pueden ser conectados a redes de distribución que están equipadas con neutralizadores de falla a tierra o en las que el punto estrella está aislado. En el caso de una falla a tierra y con una sobretensión del 10%, las tensiones de línea a tierra de las dos líneas que no están afectadas por la falla a tierra aumentarán 1.9 veces la tensión nominal.

- b) Procedimiento de prueba. Se deben aplicar los siguientes requisitos de prueba:

Para una prueba bajo una condición simulada de falla a tierra en una de las tres líneas, todas las tensiones se deben incrementar 1.1 veces las tensiones nominales durante 4 h. El neutro del medidor bajo prueba está desconectado de la terminal de tierra del equipo de prueba del medidor y se conecta a la terminal de línea del medidor en el que se debe simular la falla a tierra (véase Figura I. De esta manera, las dos terminales de tensión del medidor bajo prueba que no están afectadas por la falla a tierra están conectadas a 1.9 veces las tensiones de fase nominales.

- c) Efectos permitidos: Después de la prueba, el medidor no debe mostrar daños y debe funcionar correctamente. El cambio de error medido cuando el medidor vuelve a la temperatura de trabajo nominal no debe exceder los límites dados en la Tabla 1.7.
- d) Puntos de prueba obligatorios: $10 I_{tr}$, $f.p.= 1$, carga balanceada.

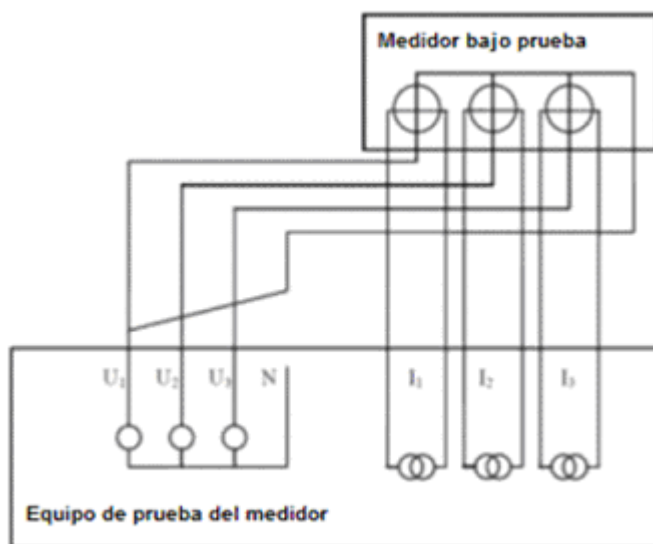


Figura I. Esquema para la prueba de falla a tierra

10.5.13. Operación de dispositivos auxiliares

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos del capítulo 7.3.6.2 y de la Tabla 1.7, en las condiciones de operación de los dispositivos auxiliares. La operación de los dispositivos auxiliares se debe someter a ensayo para garantizar que no afectan el rendimiento metrológico del medidor.
- b) Procedimiento de prueba: En esta prueba, el medidor debe operar en condiciones de referencia y su error se supervisa continuamente, mientras que se utilizan dispositivos auxiliares tales como dispositivos de comunicación, relés y otros circuitos de E/S.
- c) Efectos permitidos: La funcionalidad del medidor no se debe mostrar afectada y el cambio de error debido al funcionamiento de los dispositivos auxiliares siempre debe ser menor que el límite de cambio de error especificado en la Tabla 1.7.
- d) Puntos de prueba obligatorios: I_{tr} e I_{max} , $f.p.= 1$.

10.6. Pruebas mecánicas

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.

Tabla 4.13-Condiciones de vibraciones

Parámetro	Condición
Intervalo de frecuencia	10 Hz-150 Hz
Frecuencia de transición	60 Hz
Para $f < 60$ Hz,	Amplitud constante de movimiento de 0.075 mm
Para $f > 60$ Hz	Aceleración constante de 9.8 m/s ²
Punto de control	Único
Número de ciclos de barrido por eje	10 NOTA: 10 ciclos de barrido = 75 min.

10.6.2. Impacto

La norma que aplica para el método de prueba es la NMX-J-648/2-27-ANCE-2012 y para los límites de la prueba es la NMX-J-674/11-ANCE-2013 o las que las sustituyan.

- 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 impacto.
- b) Procedimiento de prueba: el medidor se debe someter a impactos no repetitivos de formas de pulso normalizadas con aceleración y duración de pico específicos. Durante la prueba, el medidor no debe estar en funcionamiento y debe sujetarse a un compartimento o a una máquina de prueba de impacto.
- c) Severidad de la prueba:
 - 1) Forma del pulso: media onda senoidal;
 - 2) Aceleración máxima: 300 m/s² y;
 - 3) Duración del pulso: 18 ms.
- 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.

10.6.3. Protección contra radiación solar

La norma que aplica para los métodos de prueba es la ISO 4892-3 y para los límites de la prueba es la IEC 62052-11, vigentes.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos de los capítulos 7.3.5, 7.6.1, 7.7.1 y 7.3.6.2. Esta prueba sólo aplica para medidores para uso en exteriores.
- b) Condiciones de prueba: el medidor debe estar en condición de no funcionamiento.
Condiciones de prueba: la indicada en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14-Medidor en condiciones de no funcionamiento

Ciclo de prueba (ciclo de 24 h)	Duración de la Prueba	Temperatura
8 h de irradiación	56 ciclos de 24 h	+55 °C
16 h en oscuridad		--

- c) Procedimiento breve de prueba: se debe exponer el medidor a la radiación artificial durante un período de 56 días (56 ciclos).
- d) Después de la prueba las muestras, los medidores con tensión clasificados como MB1 y MB2 o tensiones de operación fija de 120 V, aplicación en exterior tipo Socket, la placa de datos y la información que se despliega en pantalla, deben ser legibles a través de la cubierta, se deben ser evaluadas de acuerdo a la ISO 4582, siendo los límites de cambio de coloración los siguientes:
- DL igual o menor que 2
 - Da igual o menor que 2
 - Db igual o menor que 8

NOTA: Ver referencia bibliográfica 2.

10.6.4. Protección contra ingreso de polvo

La norma que aplica es la IEC 60529 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, relativo a la protección contra la entrada de polvo.
- b) Condiciones de prueba:
Condiciones de referencia: clasificación de acuerdo a Tabla 2.8 de esta NOM, y envolvente categoría 2.
- c) Procedimiento de prueba: después de la prueba se debe inspeccionar visualmente el interior del medidor y se debe realizar una prueba funcionamiento.
- d) Efectos permitidos: el polvo de talco u otro polvo utilizado en la prueba no debe acumularse en una cantidad o en un lugar de tal manera que pueda interferir con el funcionamiento correcto del equipo o menoscabar la seguridad. Nada de polvo debe depositarse donde pueda conducir a un seguimiento a lo largo de las distancias de fuga. La función del medidor no debe afectarse.

10.6.5. Prueba de resistencia al calor y fuego

La prueba debe ser realizada de acuerdo a las normas IEC 60695-2-11 e IEC 62052-11:

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento del capítulo 7.3.6.2 y de la tabla 1.7 relativo a prueba de resistencia al calor y fuego.
- b) Condiciones de prueba:
Únicamente para tipo gabinete
- En la Parte frontal del medidor $650\text{ °C} \pm 10\text{ °C}$
 - En la parte posterior del medidor cerca de las terminales $960\text{ °C} \pm 15\text{ °C}$
- Duración de la prueba $30\text{ s} \pm 1\text{ s}$.
- c) Efectos permitidos:
- a. Durante la prueba no hay flama.
 - b. En caso de existir flama, ésta debe extinguirse en un tiempo igual o menor a 30 segundos desde que se retira el hilo incandescente.

10.6.6. Prueba de rocío salino

La prueba debe ser realizada de acuerdo a la norma NMX-D-122 o la que la sustituya.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento del capítulo 7.3.6.2 y de la tabla 1.7 relativo a la prueba de rocío salino.
- b) Condiciones de prueba: el medidor y el gabinete debe estar montado en condiciones normales de operación en una cámara salina y se debe exponer durante un período de 500 h, siendo la solución del cloruro de sodio con una concentración del 5 %,
- c) Efectos permitidos: después de la prueba no debe existir evidencia de corrosión o acción electrolítica en el medidor y gabinete y deben operar correctamente.
- d) Puntos de prueba obligatorios: el medidor debe cumplir con la clase de exactitud en I_{nom} con f.p 1.0 y f.p. 0.5 en atraso y 0.1 I_{nom} con f.p =1.0.

10.7. Pruebas climáticas

10.7.1. Temperaturas extremas-calor seco.

Las normas que aplican son la NMX-J-607-ANCE-2008, NMX-J-648/3-1-ANCE-2012 y NMX-J-674/11-ANCE-2013 o las que las sustituyan.

- 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 calor seco.
- b) Procedimiento de prueba: La prueba consiste en la exposición a las altas temperaturas especificadas bajo condiciones de "aire libre" durante 72 h (a partir de cuando la temperatura del medidor sea estable), con el medidor en estado de no funcionamiento.

El cambio de temperatura no debe exceder de 1 °C/min durante el calentamiento y el enfriamiento.

La humedad absoluta de la atmósfera de prueba no debe superar los 20 g/m³.

- c) Severidad de la prueba: la prueba se debe realizar a una temperatura de prueba de 70 °C.
- d) Efectos permitidos: después de la prueba, el funcionamiento del medidor no debe ser perjudicado y el cambio de error 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.

10.7.2. Temperaturas extremas-frío

Las normas que aplican son la IEC 60068-2-1, NMX-J-648/3-1-ANCE-2012 y NMX-J-674/11-ANCE-2013 o las que las sustituyan.

- 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 bajas temperaturas.
- b) Procedimiento de prueba: la prueba consiste en la exposición a la baja temperatura especificada en condiciones de "aire libre" durante 72 h (a partir del momento en que la temperatura del medidor es estable) con el medidor en estado de no funcionamiento. El cambio de temperatura no debe exceder 1 °C/min durante el calentamiento y el enfriamiento.
- c) Severidad de la prueba: el ensayo se debe realizar a una temperatura de prueba de -25 °C.
- d) Efectos permitidos: después de la prueba, la función del medidor no debe ser perjudicada y el cambio de error no debe exceder el límite de cambio de error listado en la Tabla 1.7.
- e) Puntos de prueba obligatorios: 10 I_{tr} , f.p.= 1.

10.7.3. Calor húmedo, estado estacionario (sin condensación), para clase de humedad H1

Las normas que aplican son la NMX-J-648/2-78-ANCE-2012 e IEC 60068-3-4 vigente.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Tabla 1.7 y en 7.3.6.2.
- b) Procedimiento de prueba: la prueba consiste en la exposición a un nivel alto de temperatura especificado y a una humedad relativa constante especificada durante un cierto tiempo fijo definido por el nivel de severidad. El medidor debe ser manejado de tal manera que no se produzca condensación de agua sobre él.
- c) Condiciones de prueba: circuitos de tensión y auxiliares energizados con tensión de referencia, y sin corriente en los circuitos de corriente.
- d) Severidad de la prueba:

- 1) Temperatura: 30 °C;
 - 2) Humedad: 85%, y;
 - 3) Duración: 2 días.
- e) Efectos permitidos: durante la prueba no debe producirse ninguna falla significativa. Inmediatamente después de la prueba, el medidor debe funcionar correctamente de acuerdo con los parámetros de exactitud establecidos en la Tabla 1.6.

Veinticuatro horas (24 h) después de la prueba, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual se demostrará que funciona correctamente. No debe haber evidencia de daño mecánico o corrosión que pueda afectar las propiedades funcionales del medidor.

10.7.4. Calor húmedo, cíclico (condensación) para las clases de humedad H2 y H3

Las normas que aplican son la NMX-J-648/2-30-ANCE-2012 e IEC 60068-3-4 vigente.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos del establecidos en la Tabla 1.7, y en 7.3.6.2, bajo condiciones de alta humedad y variaciones de temperatura. Esta prueba se aplica a los medidores con una especificación de clase de humedad para lugares cerrados donde los medidores deben ser sometidos a condensación de agua o para lugares abiertos (clases de humedad H2 y H3).
- b) Procedimiento de prueba: la prueba consiste en la exposición a variaciones de temperatura cíclicas entre 25 °C y la temperatura especificada como temperatura superior de acuerdo con la severidad de la prueba indicada más adelante, manteniendo la humedad relativa por encima del 95% durante las etapas de cambio de temperatura y baja temperatura y al 93% durante las etapas de temperatura superior. La condensación debe ocurrir en el medidor durante el aumento de temperatura.

El ciclo de 24 h consta de:

- 1) Aumento de temperatura durante 3 h.
- 2) Temperatura mantenida a un valor superior hasta 12 h desde el inicio del ciclo.
- 3) La temperatura se reduce a un valor inferior en el intervalo de 3 h a 6 h, siendo la velocidad de caída durante la primera hora y media tal que el valor más bajo se alcance en 3 h, y;
- 4) La temperatura se mantiene en el valor inferior hasta que se completa el ciclo de 24 h.

El periodo de estabilización anterior y la recuperación después de la exposición cíclica deben ser tales que todas las partes del medidor estén a una temperatura inferior a 3 °C de su temperatura final.

Condiciones de prueba:

- 1) Los circuitos de tensión y auxiliares energizados con tensión de referencia;
 - 2) Sin corriente en los circuitos de corriente, y;
 - 3) Posición de montaje según las especificaciones del fabricante.
- c) Severidad de la prueba: los medidores con una especificación de clase de humedad para lugares cerrados donde los medidores son sometidos a agua condensada deben ser probados a nivel de severidad 1. Los medidores con una especificación de clase de humedad para lugares abiertos deben ser probados en el nivel de severidad 2. Véase tabla 4.15.

Tabla 4.15 Clases de humedad H2 y H3

Clase de humedad especificada	H2	H3
Niveles de severidad	1	2
Temperatura superior (°C)	40	55
Duración (ciclos)	2	2

- d) Efectos permitidos: durante la prueba no se debe producir ninguna falla significativa.
- e) Inmediatamente después de la prueba, el medidor debe funcionar correctamente de acuerdo con los parámetros de exactitud establecidos en la Tabla 1.7.

Veinticuatro horas después de la prueba, el medidor debe someterse a una prueba de funcionamiento durante la cual se demostrará que funciona correctamente. No debe haber evidencia de daño mecánico o corrosión que pueda afectar las propiedades funcionales del medidor.

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.

10.7.6. Prueba de estabilidad a largo plazo de las características metrológicas.

- a) Objetivo de la prueba: comprobar el cumplimiento de los requisitos del capítulo 7.8 y la Tabla 1.7 para la estabilidad metrológica.
- b) Procedimiento de prueba: el fabricante debe presentar, evidencia de pruebas basadas en estándares o recomendaciones internacionales y la declaración de garantía que incluya la estabilidad metrológica por un tiempo mínimo de 10 años.
- c) Puntos de prueba obligatorios: para la medición inicial y final, la tensión será U_{nom} , con los siguientes puntos de prueba: I_{tr} , $10 I_{tr}$, y I_{max} en PF = 1.

10.7.7. Prueba de demanda máxima rolada en pantalla

10.7.7.1. Principio

Este método de prueba se utiliza para comprobar que el valor del registro de la demanda máxima rolada mostrada en pantalla corresponde con el resultado de la Fórmula 2 de la demanda máxima rolada a partir de los registros de energía cincominutales, por un periodo de al menos 30 min.. Este método comprueba la implementación del algoritmo de cálculo de demanda rolada y no la exactitud con la que se determina el consumo registrado cada 5 min.. Sólo aplica para certificación inicial.

10.7.7.2. Material

Ninguno

10.7.7.3. Aparatos

- a) Fuente de tensión
- b) Fuente de corriente alterna

10.7.7.4. Procedimiento

- a) Conectar los elementos del medidor de la siguiente forma: Terminales de potencial en paralelo y terminales de corriente en serie.
- b) Colocar el medidor en modo normal, configurado el perfil de energía cincominutal.

- c) El inicio del periodo cincominutal estará determinado por el reloj del propio medidor.
- d) Al inicio de la prueba, se debe reiniciar la demanda máxima rolada a ceros.
- e) Aplicar una tensión de U_n a las terminales de potencial del medidor variando la corriente aplicada en cada periodo de integración de p1 a p6 de acuerdo a lo siguiente:
- f) Al inicio de p1 aplicar una corriente de I_n hasta que termine dicho periodo p1.
- g) Al inicio de p2 aplicar una corriente de $1/3$ de I_n hasta que termine el periodo p2.
- h) Al inicio de p3 aplicar una corriente de I_n hasta que termine el periodo p3.
- i) Al inicio de p4 aplicar una corriente de $2/3$ de I_n hasta que termine el periodo p4.
- j) Al inicio de p5 aplicar una corriente de I_n hasta que termine el periodo p5.
- k) Al inicio de p6 aplicar una corriente de $2/3 I_n$ hasta que termine el periodo p6, posteriormente se deja de aplicar corriente al medidor.
- l) Tomar el valor de la demanda máxima rolada registrada en la pantalla del medidor.
- m) Mediante el software del medidor se extrae el perfil de energía del periodo de la prueba.
- n) Para obtener la demanda promedio de cada periodo cincominutal se aplica la siguiente fórmula 1.

Formula 1:

$$DP = (kWh \text{ periodo} * 12)$$

donde:

DP Demanda Promedio del periodo cincominutal

- o) Para obtener la demanda rolada se aplica la siguiente fórmula 2.

Formula 2:

$$Demanda \text{ rolada} = \frac{DPp1 + DPp2 + DPp3}{3}$$

donde:

DP Demanda promedio del periodo

$p1, p2$ y $p3$ periodos 1, 2 y 3 de integración de 5 min.

- p) Para obtener la Demanda rolada del siguiente bloque, se hace el corrimiento de 1 periodo cincominutal.

$$Demanda \text{ rolada}2 = \frac{DPp2 + DPp3 + DPp4}{3}$$

Para obtener la demanda máxima rolada, se evalúa el resultado de la última demanda rolada calculada, si es mayor que la calculada del bloque anterior, se actualiza el valor hasta que se encuentre una demanda rolada mayor o se reinicie a ceros los valores de demanda máxima rolada.

10.7.7.5. Expresión de resultados

La prueba se cumple cuando el valor del registro máximo mostrado en pantalla sea igual al valor calculado en la Formula 2 con una desviación máxima de una cuenta del dígito menos significativo en pantalla.

10.8. Pruebas para Verificación

10.8.1. Durante la verificación del medidor, se deben realizarse las pruebas siguientes:

- a) Verificación de Software.

Objetivo: confirmación de la identificación del software legalmente relevante interno del medidor de acuerdo a las opciones 7.6.2 de la norma.

- b) Determinación del error intrínseco (calibración) para medidores de energía activa y reactiva.

Objetivo: esta prueba tiene por objeto comprobar que el medidor mantiene las condiciones metrológicas de exactitud para su operación en campo.

1) Dependencia de la corriente.

Objetivo: comprobar el cumplimiento de los requerimientos de exactitud de la Tabla 1.3.

2) Comprobación del registro de energía cincominutal.

Objetivo: comprobar el cumplimiento de los requerimientos de la clase de exactitud del medidor a tensión, corriente y factor de potencia unitaria durante al menos un intervalo cincominutal.

c) Medidores con calidad de la potencia

1) Distorsión armónica total en corriente (THD)

Objetivo: comprobar el cumplimiento de los requerimientos de la clase de medición para la distorsión armónica total (THD) dentro de la incertidumbre indicada en la IEC 62586-2.

2) Sag de tensión.

Objetivo: comprobar el cumplimiento de los requerimientos de la clase de medición para el Sag de tensión dentro de la incertidumbre indicada en la IEC 62586-2

10.8.2. Características técnicas del patrón de trabajo

10.8.2.1. Características básicas.

- a) Una relación de exactitud respecto al medidor bajo prueba mínima de 4 a 1, y;
- b) Debe contar con informe(s) de calibración vigente(s) en las variables de energía eléctrica activa y reactiva, con trazabilidad a patrones nacionales mediante laboratorios acreditados en la Norma Mexicana NMX-EC-17025-IMNC-2006.

10.8.2.2. Capacidades del medidor patrón de trabajo.

Se deben considerar las siguientes:

- 1) Capacidad de evaluar eventos de calidad de la potencia en decrementos e incrementos repentinos de tensión y corriente (Sag, Swell) y armónicas en tensión y corriente conforme a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018, por comparación o por inyección de una forma de onda normalizada.
- 2) Medir cuatro cuadrantes y bidireccional, por el método de medición de energía por pulsos, con capacidad de operar de -10 °C a +70 °C.
- 3) El medidor patrón de trabajo debe cubrir las condiciones de prueba en los intervalos de Armónicas en tensión hasta la armónica 50 en múltiplos de la componente fundamental a tensión y frecuencia nominal.
- 4) La capacidad de medir la Distorsión armónica total (THD) en tensión

10.8.2.3. Características del instrumento para calidad de la potencia.

Para la prueba de THD de corriente el instrumento de referencia usado deberá de tener las siguientes características:

- 1) Incertidumbre en corriente de 0.02%
- 2) Incertidumbre de frecuencia 0.02%
- 3) Incertidumbre en la suma de armónicas de corriente 2%
- 4) Estabilidad en la prueba para la ventana de medición de 10/12 ciclos de 500 ppm o 0.05%.

Para la prueba de medición de Sag de tensión el instrumento de referencia usado deberá de tener las siguientes características:

- 1) Incertidumbre de frecuencia 0.02%
- 2) Incertidumbre para tensión eléctrica de 0.02% en el intervalo de 5 V a 480 V
- 3) Estabilidad en la prueba para la ventana de medición de 10/12 ciclos de 500 ppm o 0.05%.

10.8.3 Procedimiento**a) Puntos de prueba para medidores de energía activa y reactiva****i) Dependencia de la corriente, las condiciones de la prueba se encuentran en la Tabla 4.16.**

Los medidores deben cumplir como mínimo con los requerimientos de exactitud de la Tabla 1.3, esto se debe comprobar con las corrientes de los siguientes puntos de prueba con carga:

Tabla 4.16-Puntos de prueba para medidores de energía activa y reactiva

Carga	Medidor con transformador	Conexión directa $I_{max} = 100 \text{ A}$	Conexión directa $I_{max} = 200 \text{ A}$	Tensión V	Angulo Energía activa	Angulo Energía reactiva
Alta (Wh)	5	15	30	U_{nom}	0 y 180 grados	----
Media (Wh)	2.5	n/a	n/a	U_{nom}	0 y 180 grados	----
Baja (Wh)	0.5	1.5	3	U_{nom}	0 y 180 grados	----
Cuadrantes 1,2,3 y 4 (Wh y varh)	2.5	15	30	U_{nom}	60, 120, 240 y 300 grados	30, 150, 210 y 330 grados

b) Puntos de prueba para medidores de energía con calidad de la potencia, se encuentran en la Tabla 4.17.**Tabla 4.17-Puntos de prueba para medidores de energía con calidad de la potencia**

Prueba	Corriente de Prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Duración	Requerimiento de prueba satisfactoria
Decremento repentino de tensión (Sag)	I_n	0° , f.p = 1	De acuerdo al punto 6.4 cláusula 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
Armónicas de corriente			De acuerdo al punto 6.15 que hace referencia al punto 6.6 cláusula 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 cláusula A6.1.4 de la IEC 62586 50 armónicas presentes con THD del 200% de acuerdo con la IEC 61000-2-4

11. Pruebas para medidores con medición 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 a cabo 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.

Tabla 4.18-Balance de tensión y corriente

Medidores Polifásicos	Variación máxima permisible por Clase de medidor	
	0,5 S	1 y 1S
Cada una de las tensiones entre fase y neutro y entre cualquier par de fases no debe variar de la tensión promedio correspondiente por más del:	±1 %	±1 %
Cada una de las corrientes en los conductores de fase no deben variar de la corriente promedio por más del:	±1 %	±1 %
Los desplazamientos de fase de cada una de estas corrientes con la correspondiente fase de la tensión del neutro, independientemente del ángulo de fase, no debe variar entre sí por más del:	2°	2°
Cuando se prueba un medidor polifásico de energía reactiva, los errores pueden surgir si el método de prueba utilizado y el medidor bajo prueba se ven afectados de manera diferente por el desbalance de tensión y corriente. En tales casos la referencia de tensión se debe ajustar cuidadosamente para obtener un alto grado de simetría.		

11.2. Prueba de condiciones de arranque y sin carga

11.2.1. Generalidades

Las condiciones y los valores de las magnitudes de influencia para las pruebas son las que se establecen en el capítulo 11.1 excepto cualquier cambio específico que se indique.

11.2.2. Arranque inicial del medidor

El medidor debe ser funcional dentro de los primeros 5 segundos después de que la tensión de referencia haya sido aplicada a las terminales del medidor.

11.2.3. Autocalentamiento

La variación del error debido al autocalentamiento no debe exceder los valores dados en la Tabla 4.19.

Tabla 4.19-Variaciones debidas al autocalentamiento

Valor de corriente	seno φ (en adelanto o atraso)	Límites de variaciones en el error porcentual para medidores de la clase	
		0,5 S	1 y 1 S
$I_{\max}$	1	0.2	0.7
	0.5	0.2	1.0

La prueba se debe llevar a cabo de acuerdo con lo siguiente:

Después de que los circuitos de tensión han sido energizados a la tensión nominal durante al menos una hora, sin ninguna corriente aplicada en los circuitos de corriente, se debe aplicar la corriente máxima a los circuitos de corriente. El error del medidor se debe medir en seno $\varphi = 1$ inmediatamente después de que la corriente fue aplicada y posteriormente en intervalos lo suficientemente cortos para describir de forma gráfica la curva de la variación del error como función del tiempo. La prueba se debe llevar a cabo durante al menos 1 hora y en cualquier caso hasta que la variación del error durante 20 min. no exceda del 0.1 % para medidores clase 1 S y 1 de 0.05% para medidores clase 0,5 S.

En esta prueba, el porcentaje de error del medidor se debe medir a seno $\varphi = 1$ y a seno $\varphi = 0.5$ en atraso o adelanto con interrupciones mínimas para cambiar el punto de medición.

Los cables de prueba deben cumplir con las especificaciones de la IEC 62052-31.

11.2.4. Prueba de la condición sin carga

Cundo se aplica una tensión sin una corriente fluyendo por el circuito de corriente, no se debe producir más de un pulso en la salida de prueba del medidor.

Para esta prueba el circuito de corriente debe estar en circuito abierto y una tensión del 115 % de la tensión de referencia debe estar aplicada a los circuitos de tensión.

El periodo de prueba mínimo, expresado en minutos Δt debe ser:

$$\Delta t \geq \frac{600 \times 10^6}{k \times m \times U_n \times I_{\max}}$$

donde:

- k = es el número de pulsos emitidos por el dispositivo de salida del medidor por kilovolt-ampere-reactivo-hora (pulsos/kvarh);
- m = es el número de elementos de medición;
- U_n = es la tensión de referencia en volts;
- $I_{\max}$ = es la corriente máxima en amperes.

Para los medidores operados con transformadores con registros primario y medio primario, la constante k debe corresponder a los valores secundarios (tensión y corrientes).

11.2.5. Arranque

El medidor debe iniciar y continuar registrado a los valores de corriente de arranque (y en el caso de medidores polifásicos, con carga balanceada) mostrados en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20 Corriente de arranque

Medidor con	Clase del medidor		seno ϕ (en atraso o adelanto)
	0,5 S	1 y 1 S	
Conexión directa	---	$0.004 I_b$	1
Conexión a través de transformadores de corriente	$0.001 I_n$	$0.002 I_n$	1

11.3. Pruebas para las magnitudes de influencia

11.3.1. Generalidades

Las pruebas para la variación causada por magnitudes de influencia definidas en la Tabla 4.21, deben llevarse a cabo de formas independiente con todas las demás magnitudes de influencia en sus condiciones de referencia de acuerdo con la Tabla 4.4.

Tabla 4.21–Magnitudes de influencia

Magnitud de influencia	De acuerdo al capítulo	Valor de corriente (balanceada a menos que se indique de otra forma)		seno ϕ (en adelante o atraso)	Coeficiente de temperatura promedio %/K para medidores de clase	
		Medidores conectados directamente	Medidores operados con transformador		0,5 S	1 o 1 S
Dependencia con la temperatura ⁷	10.4.1	0.1 I_b ; I_b ; I_{max}	0.05 I_n ; I_n ; I_{max}	1	0.03	0.05
		0.2 I_b ; I_b ; I_{max}	0.1 I_n ; I_n ; I_{max}	0.5	0.05	0.1
					Límites de variación en el porcentaje del error para medidores de clase	
					0,5 S	1 o 1 S
Variación de la tensión ± 10 % ^{1, 2}	10.4.3	0.1 I_b ; I_b ; I_{max}	0.05 I_n ; I_n ; I_{max}	1	0.25	0.5
		0.2 I_b ; I_b ; I_{max}	0.1 I_n ; I_n ; I_{max}	0.5	0.5	1.0
Variación de la frecuencia ± 2 % ²	10.4.4	0.1 I_b ; I_b ; I_{max}	0.05 I_n ; I_n ; I_{max}	1	0.5	1.0
		0.2 I_b ; I_b ; I_{max}	0.1 I_n ; I_n ; I_{max}	0.5	0.5	1.0
Armónicas en los circuitos de tensión y de corriente ⁹	10.4.9	I_b	$I_{max}/2$	1	2.5	2.5
Señal de corriente continua en el circuito de corriente alterna ³	10.4.15	$\frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$	---	1	---	6.0
Inducción magnética continua de origen externo ⁴	10.4.11	I_b	I_n	1	2.0	2.0
Campo magnético de origen externo 0.5 mT ⁵	10.4.12	I_b	I_n	1	1.0	2.0
Campos electromagnéticos de RF radiados	10.5.6	I_b	I_n	1	2.0	2.0
Operación de dispositivos auxiliares ⁶	10.5.13	0.05 I_b ; I_{max}	0.05 I_n ; I_{max}	1	0.5	0.5

Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de radiofrecuencia	10.4.14	I_b	I_n	1	1.5	2.5
Transitorios rápidos	10.5.4	I_b	I_n	1	2.0	3.0
Inmunidad a las ondas oscilatorias amortiguadas ⁸	10.5.8	---	I_n	1	2.0	3.0
¹⁾ Para los rangos de tensión de -20 % a -10 % y +10 % a +15 %, los límites de variación en porcentaje de errores son tres veces los valores indicados en esta Tabla. Por debajo de 0,8 U_{nom}, el error del medidor puede variar entre +10 % y -100 %. ²⁾ El punto de prueba para la variación de la tensión y variación de la frecuencia es I_b para medidores conectados directamente e I_n para medidores operados con transformador. ³⁾ El propósito de esta prueba es para comprobar únicamente la corriente de saturación del sensor. Las condiciones de prueba son especificadas en 8.3.2 y en el Anexo A de la IEC 62053-24 vigente o la que la sustituya. El factor de distorsión de tensión debe ser menor al 1%. Esta prueba no aplica para medidores operados con transformador. ⁴⁾ Las condiciones de prueba son las indicadas en 10.4.11. ⁵⁾ Una inducción magnética de origen externo de 0,5 mT producida por una corriente a la misma frecuencia de la tensión aplicada al medidor y bajo las condiciones más desfavorables de fase y dirección, no debe causar una variación en el porcentaje de error del medidor excediendo los valores de esta Tabla. La inducción magnética debe obtenerse colocando al medidor en el centro de una bobina circular de 1 m de diámetro, sección cuadrada y de espesor radial relativamente pequeño con relación al diámetro y 400 Amperes-vuelta. ⁶⁾ Los dispositivos auxiliares, cuando se encuentren contenido (encerrado) en la envolvente del medidor, se energiza de forma intermitente, por ejemplo, el electroimán de un registro de múltiples rangos. Las conexiones a los dispositivos auxiliares deben estar marcadas para indicar el método correcto de conexión. Si estas conexiones se realizan mediante enchufes y sockets, éstas no deben ser intercambiables. ⁷⁾ El coeficiente de temperatura promedio se determina para todo el rango de operación. El rango de temperatura de operación debe estar dividido en rangos de 20 K. El coeficiente de temperatura promedio se determinará en estos rangos, tomando medidas de 10 K arriba de 10 K por debajo de la mitad del rango. ⁸⁾ Ver NMX-J-674/11-ANCE-2013, 7.5.7 o la que la sustituya. ⁹⁾ Las condiciones de prueba son las especificadas en 8.3.4 de la IEC 62053-24 vigente o la que la sustituya.						

11.3.2. Armónicas

La prueba es para comprobar que las armónicas no influyen sobre las mediciones más allá de lo establecido en la Tabla 4.21.

Condiciones de prueba:

- Corriente a 60 Hz (I_1): ver Tabla 4.21
- Tensión a 60 Hz $U_1 = U_n$
- Factor de potencia a 60 Hz: tal que $\text{seno } \varphi_1 = 1$
- Contenido de tensión de la 5ª armónica: $U_5 = 10\%$ de U_n
- Contenido de corriente de la 5ª armónica: $I_5 = 40\%$ de I_1
- Factor de potencia de la armónica: tal que $\text{seno } \varphi_5 = 1$
- Las tensiones fundamental y armónica coinciden en el cruce por cero positivo

La prueba se debe repetir cuando el factor de potencia de la armónica se cambia a $\text{seno } \varphi_5 = 0$.

La variación en el porcentaje del error cuando el medidor se sujeta a la forma de onda de la prueba en comparación cuando el medidor se sujeta a la forma de onda de referencia no debe exceder los límites de variación dados en la Tabla 4.21.

El patrón de referencia utilizado para estas pruebas debe estar diseñado y evaluado para medir potencia reactiva de acuerdo con la definición indicada en el capítulo 3.

NOTA: Factor de potencia de la armónica: tal que $\text{seno } \varphi_5 = 1$; significa que el ángulo de fase de la armónica de corriente de 5º orden está atrasado 90º respecto de la armónica de tensión de 5º orden (o 0.833 ms para una señal de 60 Hz).

11.4. Pruebas de perturbaciones

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).

- Medidores de conexión directa:

El medidor debe ser capaz de manejar una sobre corriente de corta duración con un valor de 4950 A RCM + 0% -10%, durante 0.1 s (6 ciclos) a frecuencia nominal.

- 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} 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.

Tabla 4.22-Variaciones debidas a sobre-corrientes de corta duración

Medidores	Valor de corriente	seno φ (en atraso o adelanto)	Límites de variaciones 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	I_n	1	0.1	0.1	---

de transformador					
------------------	--	--	--	--	--

11.5. Pruebas de los efectos climáticos

Para las pruebas de efectos climáticos, se deben seguir los procedimientos indicados en el capítulo 10.7, estas pruebas no deben dañar al medidor y éste debe operar correctamente cuando regresa a sus condiciones de trabajo iniciales.

11.6. Pruebas de los efectos mecánicos

Para las pruebas de efectos mecánicos, se deben seguir los procedimientos indicados en los capítulos 10.6.1, 10.6.2, 10.6.3 y 10.6.4, estas pruebas no deben dañar el medidor y éste debe operar correctamente cuando regresa a sus condiciones de trabajo iniciales.

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

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	Senoidal
Frecuencia	$f_{nom} = 60 \text{ Hz} \pm 0.5 \text{ Hz}$
Valor de tensión	$U_{din} \pm 1 \% \text{ } ^b)$
Parpadeo	$P_{st} < 0.1 \% \text{ } ^b)$
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.

Tabla 4.24-Pruebas a medidores con medición de parámetros de calidad de la potencia

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 subdesviación y sobredesviación.
10	Abanderamiento (de los datos).
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.

13. Cálculo de la incertidumbre de medición, operativa y del sistema

13.1. Incertidumbre total de un medidor de calidad de la potencia está definida por una especificación de:

- a) límites de incertidumbre sobre un intervalo de medición. En la Figura J pueden apreciarse los diferentes tipos de incertidumbre,
- b) Desviaciones máximas en la presencia de magnitudes de influencia (parámetros del suministro eléctrico o condiciones externas).

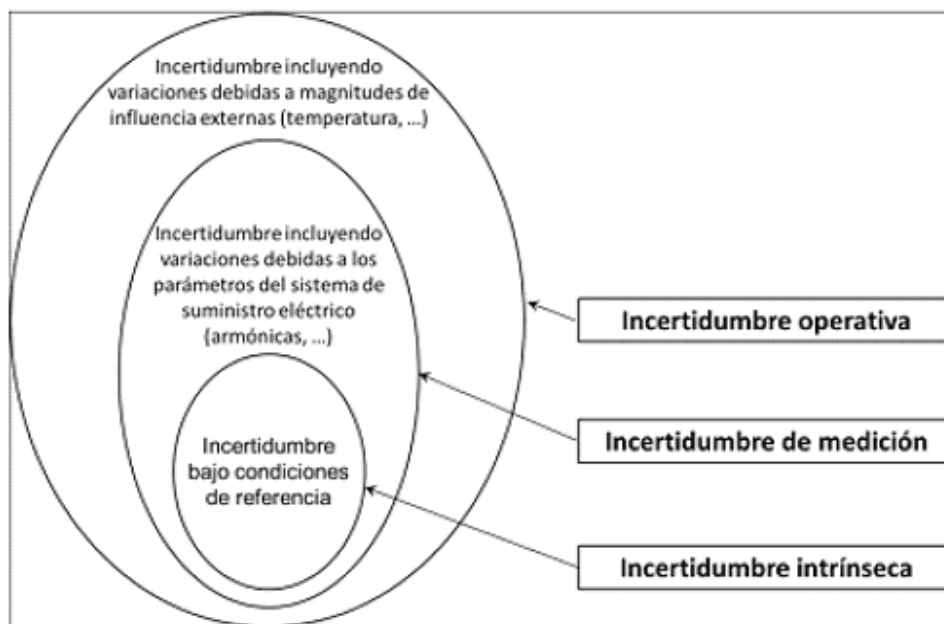


Figura J. Diferentes tipos de incertidumbre

13.2. Incertidumbre de medición

La incertidumbre de medición, está definida en la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018.

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.

13.3. Incertidumbre operativa

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.

Incertidumbre Relativa

$$= \sqrt{\left(\frac{\text{incertidumbre intrínseca}}{3}\right)^2 + \frac{4}{3} \sum_{i=1}^N \left(\frac{\text{variación debida a una sola magnitud de influencia}}{3}\right)^2 + \frac{4}{3} \sum_{i=1}^M \left(\frac{\text{variación debida a la magnitud de influencia externa}}{3}\right)^2}$$

donde:

N es el número de magnitudes de influencia únicas pertinentes

M es el número de magnitudes de influencia externas pertinentes.

NOTA: Esta fórmula se deriva del apartado 7.22 de la ISO/IEC Guide 98-3, tomando en consideración una probabilidad de cobertura del 95 %.

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:

- Incertidumbre intrínseca
- Variaciones debidas a las magnitudes de influencia

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).

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.

13.3.1. Parámetro: valor de la tensión de alimentación, $U_{\text{din}} = 230 \text{ V}$, 60 Hz, intervalo de temperatura nominal -25 °C a +55 °C

13.3.1.1. Para determinar la incertidumbre de medición de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 expresado en volts.

Niveles de tensión de prueba P1, P3 y P5 de acuerdo a la Tabla 3 Puntos de prueba para cada parámetro medido (*Testing points for each measured parameter*) bajo condiciones de referencia.

- 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 (*List of single "power-system influence quantities"*) 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 (*List of single "power-system influence quantities"*) y se utiliza la variación para el cálculo = 0.046 V (representa el 0.02 % de U_{din}).

$$\text{incertidumbre de medición} = \sqrt{0.092^2 + \frac{4}{3} \times (0.069^2 + 0.046^2)} \text{ V}$$

$$\text{Incertidumbre de medición} = 0.133 \text{ V}$$

(0.06 % de U_{din} indicando que la incertidumbre de medición está dentro del 0.1 % de U_{din}).

13.3.1.2. 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 variación de fuente de alimentación.

- 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 (*Influence of auxiliary power supply voltage*) 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 (*List of generic test criteria*) 4.25: resultado sin variación.

$$\text{Incertidumbre operativa} = \sqrt{0.092^2 + \frac{4}{3} \times (0.069^2 + 0.046^2 + 0.23^2)} \text{ [V]}$$

$$\text{Incertidumbre operativa} = 0.297 \text{ [V]}$$

(0.13 % de U_{din} indicando que la incertidumbre de medición está dentro del 0.2 % de U_{din}).

NOTA: El capítulo 5.1.5 *External influence quantities*, de la IEC 62586-2, que contiene las tablas *Table 5 - Influence of temperature* y *Table 6 - Influence of auxiliary power supply voltage*, ET1, se refiere a *External temperature 1* y EV1, se refiere a *External voltage 1*.

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.

- 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 (*Influence of auxiliary power supply voltage*) y utilizar la variación mayor para más cálculos = 0.46 V (0.2 % de U_{din}).
- Se toman los valores para la influencia de la fuente de alimentación en los puntos de prueba EV1 y EV2 del cálculo 2.

$$\text{Incertidumbre operativa} = \sqrt{0.092^2 + \frac{4}{3} \times (0.069^2 + 0.046^2 + 0.46^2)} \text{ [V]}$$

$$\text{Incertidumbre operativa} = 0.548 \text{ [V]}$$

(0.24 % de U_{din} indicando que la incertidumbre de medición está dentro de 0.3 % de U_{din}).

13.3.2. Parámetro: frecuencia de alimentación 60 Hz, intervalo de temperatura nominal -25 °C a +55 °C, expresado en mili hertzios mHz.

13.3.2.1. Cálculo 1: Para determinar la incertidumbre de medición de acuerdo a la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018

Niveles de frecuencia de prueba P1, P2, P3 y P4 de acuerdo a la Tabla 3 Puntos de prueba para cada parámetro medido (*Testing points for each measured parameter*) bajo condiciones de referencia.

- 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 la Tabla 4 Lista de las magnitudes de influencia del sistema de potencia (*List of single "power-system influence quantities"*) es 2 mHz
- 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 (*List of single "power-system influence quantities"*) es 3 mHz.

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

$$\text{Incertidumbre de medición} = 5.77 (< \pm 10) \text{ mHz}$$

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.

- 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 (*Influence of auxiliary power supply voltage*) 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 (*List of generic test criteria*): resultado sin variación.

$$\text{Incertidumbre operativa} = \sqrt{4^2 + \frac{4}{3} \times (3^2 + 2^2 + 5^2)} \text{ mHz}$$

$$\text{Incertidumbre operativa} = 8.165 (< \pm 20) \text{ mHz}$$

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.

- 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 (*Influence of auxiliary power supply voltage*) 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	$\pm 0.1 \% \text{ de } U_{din} \text{ a)}$	$\pm 10 \text{ mHz b)}$

Cálculo 2 para la incertidumbre operativa ^{e)} (dentro del intervalo de temperatura de 0 °C a +45 °C)	±0.2 % de U_{din} ^{c)}	±20 mHz ^{d)}
Cálculo 3 para la incertidumbre operativa ^{f)} (fuera del intervalo de 0 °C a +45 °C y dentro del intervalo de operación nominal)	±0.3 % de U_{din} ^{c)}	±30 mHz ^{d)}
a) 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. b) 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. c) 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 de las pruebas especificadas en 6.2.2.2, 6.12.2 y 6.12.3 del mismo estándar. d) 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. e) Para los medidores que cumplen con la IEC 62586-1, esta prueba se aplica a medidores PQI-x-FI1, -FI2 y -FO. f) Para los medidores que cumplen con la IEC 62586-1, esta prueba se aplica a medidores PQI-x-FI1 y -FO, pero no se aplica a medidores PQI-x-FI2		

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:

Incertidumbre del sistema

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

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 7.22 de la ISO/IEC *Guide* 98-3, tomando en consideración una probabilidad de cobertura del 95 %.

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:

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).
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).
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).
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).
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).
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).

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:

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.

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.

14.3.3. Transformador de medida

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.

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.

14.3.5. Personas acreditadas

Los organismos de certificación, laboratorios de prueba, laboratorios de calibración y unidades de 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

14.3.16. Listas de verificación

Documentos que elabora y utiliza la Unidad de Verificación acreditada y aprobada durante la visita de verificación.

14.3.17. Alcance de la verificación

Medidor y/o transformador de medida, que el solicitante de la verificación requiera que sea verificado.

14.3.18. Organismo de Certificación de Producto, OCP

Personas morales acreditadas y aprobadas, que tengan por objeto realizar funciones de certificación.

14.3.19. Unidad de Verificación, UVAA

Persona física o moral que realiza actos de verificación.

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.

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.

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.

14.3.23. Prueba prototipo

Prueba de conformidad, realizada en uno o más medidores o transformadores de medida representativos de la producción.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

14.3.29. Validez del certificado

Los certificados de cumplimiento tendrán validez cuando sean emitidos por Organismos de Certificación de Producto, y durante su vigencia, servirán como medio para demostrar el cumplimiento del producto con la norma oficial mexicana.

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.

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.

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.

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.

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.

14.3.35. Interesado

Se refiere al fabricante, importador, comercializador, distribuidor o proveedor.

14.3.36. Comisión

Comisión Reguladora de Energía.

14.3.37. Solicitante

Persona que requiere a una UVAA, el servicio de verificación de uno o más sistemas de medición.

14.3.38. LFMN

Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

14.3.39. RLFMN

Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

14.3.40. PEC

Procedimiento para la Evaluación de la conformidad

14.3.41. Sistema de medición

El conjunto integrado por el medidor y el transformador de medida, sujetos a verificación.

14.3.42. Acta circunstanciada

Documento elaborado por la UVAA en cada una de las visitas de verificación a los sistemas de medición.

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.

14.4. Disposiciones generales

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:

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 mexicana. La certificación debe realizarse por Organismos de Certificación de Producto acreditados y aprobados. (Véase 14.5).
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)

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.

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.

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.

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.

14.5. Certificación inicial

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.

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.

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 certificación, previa revisión técnica y validación de los resultados de evaluación de la conformidad, por parte de un OCP.

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.

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.

14.5.6. Fase preparatoria

14.5.6.1. El interesado debe solicitar al OCP los requisitos o la información necesaria para iniciar con la prestación del servicio.

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:

- 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:
 - 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).

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, acompañada de su correspondiente traducción oficial al español y, tratándose de personas físicas, copia simple de una credencial o identificación oficial con fotografía.

14.5.6.4. Asimismo, debe seguirse lo siguiente:

- I. Selección de la muestra para certificación inicial:
 - a) Para medidores: el tamaño de la muestra es el que se establece en la Tabla 4.2.
 - 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.
 - 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 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.

Las pruebas se realizarán bajo la responsabilidad del laboratorio de pruebas y del organismo de certificación que reconozca los informes.

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.

- 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.

III. Los informes de prueba que se pretendan emplear para fines de certificación; deberán ser presentados en idioma español o inglés;

IV. El interesado debe entregar al OCP, una carta compromiso en la que señale y asuma la responsabilidad del producto a certificar;

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;

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:

- 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.

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.

- 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).

El OCP deberá efectuar una visita inicial y posteriormente visitas de seguimiento a dicho proceso de manufactura, cada año.

14.5.7. Fase de certificación

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:

- 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 (véase 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;

14.5.7.2. Los certificados de cumplimiento emitidos por el OCP deben contener al menos la siguiente información:

- 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) Sólo para los instrumentos de medición, identificación de la versión del software.

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.
 - 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.

- 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;
- IV.** Visitas de seguimiento: En las visitas de seguimiento debe observarse lo que se indica en los incisos a) a h) siguientes:
 - 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;
 - 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;
 - c)** Las visitas de seguimiento que lleve a cabo el OCP, se practicarán únicamente por personal autorizado por el mismo;
 - 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;
 - e)** En los informes de seguimiento y en las constancias de liberación, se hará constar al menos lo siguiente:
 - 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.
- 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;
- 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;
- 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.

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 Comisión y los OCP deberán aplicar los supuestos siguientes para suspender o cancelar un certificado de la conformidad del producto, según corresponda.

I. Se procede a la suspensión del certificado de cumplimiento:

- 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 a 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 o malfuncionamientos recurrentes entregados por el transportista y distribuidor.

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.

II. Se procederá a la cancelación inmediata del certificado de cumplimiento:

- 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.

14.7. Verificación

14.7.1. Disposiciones Generales

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.

La verificación también puede ser solicitada por cualquier parte interesada, de acuerdo con el Reglamento de la Industria Eléctrica.

Para las verificaciones de los sistemas de medición, deben seguirse los lineamientos siguientes:

- 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.

14.7.2. Listas de verificación

La UVAA debe elaborar listas de verificación y notificarlas al solicitante. Dichas listas de verificación deberán contener al menos lo siguiente:

- 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.

14.7.3. Acta circunstanciada

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.

14.7.4. Dictámenes de verificación

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.

14.7.4.2. La UVAA expedirá el Dictamen de verificación y entregará al solicitante de la verificación, dos ejemplares debidamente firmados.

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.

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 atribuciones.

14.7.5. Procedimiento

14.7.5.1. Solicitud de verificación

El solicitante debe requerir a una UVAA la evaluación de la conformidad, alcance verificación, de los sistemas de medición con la Norma Oficial Mexicana.

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:

- 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:
 - 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:
 - 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:
- 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:
- a) Número de teléfono o número de celular;
 - b) Dirección de correo electrónico;
 - c) El Folio de la Forma Migratoria.
- X.** Datos de la persona que atenderá la visita para resolver cualquier duda con respecto a los sistemas de medición:
- a) Nombre(s);
 - b) Apellido paterno;
 - c) Apellido materno;
 - d) Número de teléfono o número de celular;
 - e) Dirección de correo electrónico.
- X.I** Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos:
- a) Clave Única del Registro de Población (CURP);
 - b) Clave de elector de la credencial para votar;
 - c) Matrícula de la cartilla militar;
 - d) Número de pasaporte.
- X.2.** Para extranjeros, deberá registrar:
- a) Número de teléfono o número de celular;
 - b) Dirección de correo electrónico;
 - c) El Folio de la Forma Migratoria.
- XI.** Características del sistema de medición a verificar:
- a) Domicilio o localización del punto de interconexión o conexión donde se encuentre el sistema de medición.
 - b) Datos de placa del medidor y de los transformadores de medida
 - c) Tensión de suministro (nivel de tensión)
 - d) Forma de conexión (directa o a través de transformador de medida (delta o estrella)
 - e) Sellos físicos o mecánicos o precintos.

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.

Una vez que la UVAA reciba la información del sistema de medición a verificar, debe proceder a la programación de la visita.

14.7.5.2. Visita de verificación

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.

La verificación de los sistemas de medición se debe realizar como se indica a continuación:

- I. Adicional al proceso indicado en el Reglamento de Ley de la Industria Eléctrica, Capítulo III, el Transportista o Distribuidor, deben:

- 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;

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.

NOTA 2: Se deberán observar los códigos de seguridad aplicables en instalaciones de media y alta tensión.

- 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:
- 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.
- c) En su caso, mantener habilitado y operando el medidor de respaldo;
- d) Retirar sellos físicos del medidor, registrando este retiro en su sistema de administración de sellos físicos;
- e) Verificar ocularmente la instalación y reportar la existencia de anomalías o instalaciones no permitidas;
- f) Atestiguar la verificación del medidor;
- g) Realizar las maniobras operativas, desconexiones, conexiones necesarias de las tabllas de conexiones asociadas al transformador de corriente y transformador de potencial;
- h) Una vez finalizada la verificación, instalar nuevos sellos físicos al medidor, así como su respectivo registro y control;
- i) Realizar las maniobras necesarias que permitan restaurar el servicio de suministro eléctrico o de inyección de potencia en condiciones operativas seguras.

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.

- II. El personal de la UVAA debe identificarse con el personal designado por el solicitante para atender la visita de verificación;
- 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;
- 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.

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:

I. 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, prestará 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 datos y asegurarse que ésta cumpla con la información que indica la norma oficial mexicana;
- 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.

II. Transformadores de medida:

- 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;
- b) El Transportista o Distribuidor debe romper el sello de la caja de terminales del transformador de medida, en presencia de la UVAA;

NOTA: El Transportista o Distribuidor, retirará y procesará para su uso adecuado y destino final del (los) sello(s) una vez retirado(s).

- 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;
- d) Marcado en terminales: La UVAA debe revisar que el marcado en las terminales cumpla con los requisitos indicados en la Norma Oficial Mexicana;
- 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;
- f) Corrosión o puntos calientes: La UVAA debe verificar visualmente, que no existan indicios de corrosión o puntos calientes en las conexiones secundarias.

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.

III. Realizar las pruebas de verificación

- a) Para transformadores de medida: la que se indica en 9.5;
- b) Para medidores: las que se indican en 10.8.

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

IV. Criterios de aceptación

a) Medidores

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.

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.

- Etapa 1: Realizar el procedimiento de medición y calcular la incertidumbre de los resultados de medición. La conformidad para los requisitos puede asegurarse sí, y sólo sí, el intervalo de la incertidumbre de medición está dentro de la región de valores permisibles. La segunda

etapa de la prueba debe realizarse sí, y sólo sí, 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 sí, y sólo sí, el intervalo de incertidumbre del resultado final de la medición está dentro de la región de valores permisibles indicados en 10.8

b) Transformadores de medida

El criterio de aceptación es el que se establece en 9.5.6

V. Actividades para cierre de la verificación

- 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;
- b)** La UVAA debe registrar los números de sellos que se coloca al término de la verificación.

14.7.6. Documentación

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.

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:

- 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.

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.

14.7.9. Selección de muestras

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).

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 el siguiente:

- 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:
 - 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.

Además, las siguientes características deben ser idénticas en todos los medidores de energía:

- 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.

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.

14.7.9.1.1. Requerimientos de homogeneidad de la muestra para la verificación en campo

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.

El Transportista o Distribuidor, serán responsables de asegurar que los medidores incluidos en la muestra cumplan los siguientes criterios:

- 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.

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.

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 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 ^{a)}	Límite de error en por ciento	
			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 éste 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 por ciento	
			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 °, f.p. = 1	De acuerdo al punto 6.4 cláusula 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 cláusula 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 cláusula 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	I_{nom}	0 °, f.p. = 1	De acuerdo al punto 6.6 cláusula 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 cláusula 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 cláusula 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 cláusula A6.1.4 de la IEC 62586 50 armónicas presentes con THD del 200% de acuerdo con la IEC 61000-2-4

Prueba	Corriente de Prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Duración	Requerimiento de prueba satisfactoria
Desbalance			De acuerdo al punto 6.5 de la IEC 62586 cláusula 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 Pst = 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 Pst de 10 minutos	El Pst 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 por ciento	
			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_{tr}	0°	U_{nom}	± 0.2	± 0.5
I_{tr}	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_{nom}	0°	U_{min}	± 0.2	± 0.5
I_{nom}	180°	U_{min}	± 0.2	± 0.5
I_{nom}	0°	U_{max}	± 0.2	± 0.5
I_{nom}	180°	U_{max}	± 0.2	± 0.5
$U_{min}=0.9 \cdot U_{nom}$ $U_{max}=1.10 \cdot U_{nom}$				

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 por ciento	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
I_{tr}	90°	U_{nom}	± 0.5	± 1.0
I_{tr}	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_{min}	±0.5	±1.0
$U_{min} = 0.9 \cdot U_{nom}$ $U_{max} = 1.10 \cdot U_{nom}$				

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

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en por ciento	
			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 por ciento	
			Clase 0,2 S	Clase 0,5 S
0 ^{a)}	0°	$1.15 \cdot U_{nom}$	-----	-----
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				

Tabla PEC 8 Plan de muestreo indexado por el límite de calidad (CL)

Tamaño del lote	Límite de calidad (CL) = 5 %	
	Tamaño de la muestra (n)	Elementos aceptados no conformes (Ac)
16 a 25	25 ^{a)}	0
25 a 50	28 ^{a)}	0
51 a 90	34	0
91 a 150	38	0
151 a 280	42	0
281 a 500	50	0
501 a 1 200	80	1
1 201 a 3 200	125	3
3 201 a 10 000	200	5
10 001 a 35 000	315	10
35 001 a 150 000	500	18
150 001 a 500 000	500	18
> 500 000	500	18
a) Cuando n es mayor que el tamaño del lote se debe utilizar el 100 % de los elementos de la muestra con un valor Ac=0.		

TÍTULO SÉPTIMO**VIGILANCIA**

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.

El cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana no exime ninguna responsabilidad en cuanto a la observancia de lo dispuesto en otras normas oficiales mexicanas.

TÍTULO OCTAVO**BIBLIOGRAFÍA**

1. ANSI C12.10, Physical aspects of watthour meters-safety standard.
2. ANSI C12. 18 American National Standard for Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port
3. ASTM D2244 - 16 Standard Practice for Calculation of Color Tolerances and Color Differences from Instrumentally Measured Color Coordinates
4. CISPR 32, Electromagnetic compatibility of multimedia equipment-Emission requirements

5. IEC 60068-2-2, Environmental testing-part 2-2: tests-test B: dry heat.
6. IEC 60068-2-27, Environmental testing-part 2-27: tests-test Ea and guidance: shock.
7. IEC 60068-2-30, Environmental testing-part 2-30: tests-test Db: damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle).
8. IEC 60068-2-5, Environmental testing-part 2: tests. Test Sa: simulated solar radiation at ground level.
9. IEC 60068-2-75, Environmental testing-part 2-75: tests-test Eh: hammer tests.
10. IEC 60695-2-11, Fire hazard testing-part 2-11: glowing/hot-wire based test methods-glow- wire flammability test method for end-products.
11. IEC 61000-4-2, Electromagnetic compatibility (EMC)-part 4-2: testing. Measurement techniques-electrostatic discharge immunity test.
12. IEC 61000-4-4, Electromagnetic compatibility (EMC)-part 4-4: testing and measurement techniques-electrical fast transient/burst immunity test.
13. IEC 61000-4-6, Electromagnetic compatibility (EMC)-part 4-6: testing and measurement techniques-immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields.
14. 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.
15. IEC 61180, High-voltage test techniques for low-voltage equipment-Definitions, test and procedure requirements, test equipment
16. IEC 61850-4, Communication networks and systems in substations-part 4: system and project management.
17. IEC 61968, Application integration at electric utilities.
18. IEC 61970, Energy management system. Application program interface.
19. IEC 62262, Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impacts (IK code)
20. IEC 62325, Framework for energy market communications.
21. IEEE C.37.90.1, Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.
22. ISO/IEC 17025. General requirements for the competence of testing and calibration laboratories.
23. ISO/IEC 17065. Conformity assessment-requirements for bodies certifying products, processes and services.
24. NMX-J-592/1-ANCE-2008, Sistemas de gestión de energía-esquemas de funcionamiento-parte 1: directrices y requisitos generales.
25. NMX-J-592/2-ANCE-2008. Sistemas de gestión de energía-esquemas de funcionamiento-parte 2: definiciones.
26. NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida.
27. 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).
28. OIML D 31, General requirements for software controlled measuring instruments, Edition 2008 (E).

TÍTULO NOVENO

CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

Esta Norma Mexicana no es equivalente (NEQ) con ninguna Norma Internacional, por no existir esta última al momento de su elaboración.

TÍTULO DÉCIMO

APÉNDICES

APÉNDICE A

(Normativo)

REQUISITOS Y PRUEBAS ADICIONALES PARA EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

A.0 Este apéndice contiene requisitos y pruebas adicionales a los que se establecen en la NMX-J-109-ANCE-2018 para transformadores de corriente.

A.1 Requisitos adicionales para la prueba de elevación de temperatura de partes y componentes

A.1.1 Montaje de la prueba

El transformador de corriente debe montarse de manera análoga al montaje en servicio, y los devanados secundarios deben tener una carga de acuerdo a la NMX-J-615-1-ANCE-2018, considerando que el incremento de temperatura en un transformador de corriente, cuando circula una corriente primaria igual a la corriente térmica continua, con una carga con factor de potencia unitario correspondiente a la salida nominal, no debe exceder el valor establecido descrito en la NMX-J-615-1-ANCE-2018.

Dado que la instalación del transformador puede ser diferente, para efectos de la prueba, el montaje se deja a decisión del fabricante.

Para el transformador de corriente colocado en subestaciones aisladas en gas hexafluoruro de azufre (GIS), las tres fases deben probarse al mismo tiempo.

A.1.2 Medición de la temperatura ambiente

Los sensores empleados para medir la temperatura ambiente deben ser distribuidos alrededor del transformador de corriente a una distancia apropiada, de acuerdo a los valores nominales del transformador, y aproximadamente una altura media del transformador, protegidos de la radiación directa de calor.

Para minimizar los efectos de variación de temperatura por enfriamiento del aire, particularmente durante el último periodo de prueba, se deben usar los medios apropiados de disipación de calor para los sensores de temperatura, con una constante de tiempo aproximadamente igual a la del transformador.

El promedio de las lecturas de dos sensores debe ser usado para la prueba.

A.1.3 Duración de la prueba

La prueba puede detenerse cuando las siguientes condiciones se cumplan:

- a) Cuando la duración de la prueba sea al menos tres veces la constante de tiempo térmica del transformador; y
- b) Cuando el incremento de temperatura de los devanados (y de la parte superior del aceite del transformador inmerso en aceite) no exceda 1 K por hora durante tres lecturas consecutivas de incremento de temperatura.

El fabricante debe estimar la constante de tiempo térmica a través de alguno de los siguientes métodos:

- a) Antes de la prueba, a través de resultados de pruebas anteriores o de pruebas hechas a diseños similares. La constante de tiempo térmica debe ser confirmada durante la prueba de elevación de temperatura.
- b) Durante la prueba, a partir de la(s) curva(s) de incremento de temperatura o de decremento de temperatura, registradas durante la ejecución de la prueba y calculadas de acuerdo a la sección A.1.3.1.
- c) Durante la prueba, como el punto de intersección entre la tangente a la curva de incremento de temperatura originada en 0 y el valor máximo de incremento de temperatura estimado.
- d) Durante la prueba, como el tiempo transcurrido hasta el 63 % del valor máximo de incremento de temperatura estimado.

A.1.3.1 Técnica usada en la prueba de incremento de temperatura del transformador inmerso en aceite para determinar la constante térmica por medio de una estimación experimental

En principio, la prueba debe continuar hasta lograr el estado estacionario del incremento de temperatura (del aceite) de acuerdo a lo siguiente:

$$\theta_u = \theta_a + \Delta\theta_u \quad [A1]$$

$$\theta(t) = \theta_a + \Delta\theta_u \left(1 - e^{-t/\tau_o}\right) \quad [A2]$$

Por lo tanto, la desviación remanente del valor en estado estable es:

$$\varepsilon(t) = \theta_u - \theta(t) = \Delta\theta_u \left(e^{-t/\tau_o}\right) \quad [A3]$$

donde:

θ es la temperatura en °C;

- $\theta(t)$ es la temperatura del aceite en función del tiempo (esta temperatura puede corresponder a la parte superior del aceite o a un valor promedio del mismo);
- θ_a es la temperatura media de enfriamiento externa (aire ambiente o agua), que se supone constante;
- $\Delta\theta$ es el incremento de temperatura del aceite a partir de θ_a ;
- $\theta_u, \Delta\theta_u$ son los valores en estado estable;
- $\varepsilon(t)$ es la desviación remanente del valor en estado estable θ_u ;
- T_O es la constante de tiempo para una variación exponencial del incremento de temperatura del volumen de aceite;
- h es el intervalo de tiempo entre lecturas;
- $\theta_1, \theta_2, \theta_3$ son las tres lecturas de temperatura sucesivas tomadas a un intervalo de tiempo h .

Se considera que:

- La temperatura se mantiene tan constante como sea posible;
- La temperatura del aceite $\theta(t)$ se aproximará a un valor en estado estable siguiendo una función exponencial con una constante de tiempo T_O ;
- La ecuación A2 es una buena aproximación de la curva de temperatura (véase figura A1).

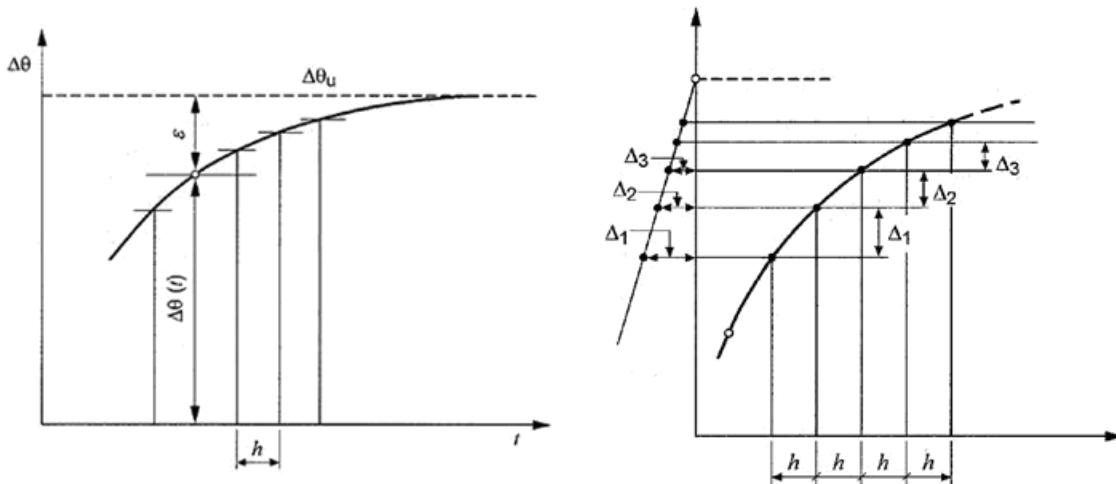


Figura A1.- Extrapolación gráfica hacia el valor en estado estable del incremento de temperatura

Dadas tres lecturas sucesivas $\Delta\theta_1$, $\Delta\theta_2$ y $\Delta\theta_3$, y que la relación exponencial de la ecuación A2 es una buena aproximación de la curva de temperatura, entonces los incrementos tendrán la siguiente relación:

$$\frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2} = e^{h/T_O}$$

$$T_O = \frac{h}{\ln\left(\frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2}\right)} \quad [A4]$$

Las lecturas también permiten una predicción del incremento de temperatura final:

$$\Delta\theta_u = \frac{(\Delta\theta_2)^2 - \Delta\theta_1 \Delta\theta_3}{2 \Delta\theta_2 - \Delta\theta_1 - \Delta\theta_3} \quad [A5]$$

Si se realizan estimaciones sucesivas, todas éstas deben converger. Para evitar errores numéricos aleatorios grandes, el intervalo h debe ser aproximadamente T_O , y $\Delta\theta_3/\Delta\theta_u$ no debe ser menor que 0.95.

Un valor más exacto del incremento de temperatura en estado estable se obtiene por medio del método de mínimos cuadrados de la extrapolación de todos los puntos medidos a partir del 60% de $\Delta\theta_u$ (estimando $\Delta\theta_u$ por medio del método de los tres puntos).

Una manera diferente de hacer este cálculo es la que se indica en la ecuación A6:

$$\Delta\theta_u = \Delta\theta_2 + \frac{\sqrt{(\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1) - (\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2)}}{\ln\left(\frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2}\right)} \quad [A6]$$

A.1.4 Temperaturas e incrementos de temperatura

El propósito de la prueba es determinar el incremento de temperatura promedio de los devanados y, para el transformador inmerso en aceite, el incremento de temperatura de la parte superior del aceite, en estado estacionario, cuando se producen pérdidas bajo las condiciones de servicio especificadas del transformador de corriente.

La temperatura promedio de los devanados debe ser determinada por medio del método de cambio de resistencia, cuando sea práctico, pero para devanados de muy baja resistencia pueden ser empleados termómetros, termopares o sensores de temperatura apropiados.

Los termómetros o termopares deben medir el incremento de temperatura de partes del transformador distintas al devanado. La temperatura de la parte superior del aceite debe medirse con sensores colocados en la parte superior metálica del transformador que se mantiene en contacto con el aceite.

Los incrementos de temperatura deben ser determinados a través de la diferencia respecto a la temperatura ambiente, medida como se indica en A.1.2.

A.1.5 Modalidades de prueba para el transformador de corriente con $U_m < 550$ kV

La prueba debe realizarse aplicando la corriente térmica continua nominal al devanado primario.

NOTA: Por acuerdo entre el fabricante y el comprador, la corriente de prueba puede aplicarse energizando uno o más devanados secundarios si la tensión en las terminales secundarias de los núcleos de energización es al menos tan alta como si estuviera conectada la carga nominal, con el devanado primario cortocircuitado y el (los) devanado(s) secundario(s) no alimentados conectado(s) a las cargas nominales.

A.1.6 Modalidades de prueba para el transformador de corriente inmerso en aceite con $U_m \geq 550$ kV

La prueba debe realizarse aplicando simultáneamente lo siguiente al transformador de corriente:

- a) La corriente térmica continua nominal al devanado primario.

La corriente de prueba también puede ser aplicada energizando uno o más devanados secundarios si las tensiones en las terminales secundarias de los núcleos de energización son al menos tan altas como si estuvieran conectados a la carga nominal, con el devanado primario cortocircuitado y el (los) devanado(s) secundario(s) no alimentados conectado(s) a las cargas nominales.

- b) La tensión más alta del equipo dividido entre $\sqrt{3}$ entre el devanado primario y tierra. Una terminal de cada uno de los devanados secundarios debe estar conectado a tierra.

A.2 Requisitos adicionales para la prueba de aguante de tensión de impulso en terminales primarias

La tensión de prueba debe aplicarse entre las terminales del devanado primario (conectadas entre ellas) y tierra. El marco, el envoltorio (si lo hubiera), el núcleo (si está prevista su conexión a tierra) y todas las terminales del (los) devanado(s) secundario(s) deben estar conectados a tierra.

Para el transformador de corriente trifásico destinado a subestaciones aisladas en gas, cada fase debe probarse de manera independiente. Durante la prueba de cada fase, las otras fases deben conectarse a tierra.

Los criterios de aceptación para el caso del transformador con envoltorio metálica aislado en gas, son los que se establecen en la norma IEC 62271-203.

A.3 Requisitos adicionales para comprobar cumplimiento de las especificaciones de error de relación y fase para la prueba de exactitud

El transformador debe probarse empleando al 25 % y el 100 % de la carga nominal

APÉNDICE B

(Normativo)

DOCUMENTACIÓN TÉCNICA**B.1 Documentación para los medidores**

1. Identificación del instrumento, incluyendo:
 - a) Nombre o denominación comercial;
 - b) Versión(es) de hardware y software, y;
 - c) Dibujo de la placa de identificación.
2. Características metrológicas del medidor, incluyendo:

- a) Una descripción del (de los) principio(s) de medición;
 - b) Especificaciones metrológicas tales como la clase de exactitud y las condiciones nominales de funcionamiento, y;
 - c) El proceso, método, guía o pasos a seguir para configurar el medidor en los modos de operación que tenga especificados. (p.e. modo de operación normal, modo de prueba o modo de calibración, antes de probar el medidor) y en su caso, accesorios recomendados para una calibración o verificación.
3. Las especificaciones técnicas del medidor, incluyendo:
- a) Un diagrama a bloques con una descripción funcional de los componentes y dispositivos;
 - b) Dibujos, diagramas e información general del software, que expliquen la construcción y el funcionamiento, incluidos los enclavamientos;
 - c) Descripción y posición de los sellos u otros medios de protección;
 - d) Descripción de los puertos de comunicación, del protocolo de comunicación, en su caso, certificado de cumplimiento del estándar aplicable a los puertos de comunicación, y del protocolo de comunicación.
 - e) Descripción de la estructura de datos que se transmitan por cualquier puerto de comunicación.
 - f) Documentación relativa a las características de durabilidad;
 - g) Cualquier documento u otra prueba de que el diseño y construcción del medidor cumple con los requisitos de esta Norma Oficial Mexicana;
 - h) Frecuencias de reloj específicas, y;
 - i) Consumo energético del medidor.
4. Manual de usuario y/o manual de instalación, en idioma español o inglés; y;
5. Una descripción de la verificación de instalación para la identificación de fallas significativas y abanderamiento de datos, si procede. (ver 7.3.1 y 8.6.1)
6. Planos dimensionales.

B.1.1 Documentación del software del medidor:

1. Descripción del software legalmente relevante y la identificación y cumplimiento de lo siguiente:
- A. Lista de módulos de software con la relevancia legal pertinente, acompañada de una declaración de que todas las funciones están incluidas en la descripción con los términos correspondientes;
 - B. Descripción de las interfaces de software de la parte del software legalmente relevante, así como los comandos y los flujos de datos a través de esta interfaz, incluida una declaración de integridad;
 - C. Descripción de la generación de la identificación del software; y;
 - D. Lista de parámetros a proteger y descripción de los medios de protección.
2. Descripción de los medios de seguridad del sistema operativo (contraseña, etc.), cuando proceda;
3. Descripción del (de los) método(s) de sellado (software);
4. Una visión general del hardware del sistema, por ejemplo, diagrama a bloques de topología, tipo de computadora(s), tipo de red, etc.;
5. Cuando un componente de hardware se considere legalmente relevante o cuando desempeñe funciones con implicaciones legales, también debe identificarse;
6. Descripción de la exactitud de los algoritmos (por ejemplo, filtrado de los resultados de conversión A/D, cálculo de precios, algoritmos de redondeo, etc.);
7. Descripción de la interfaz de usuario, menús y diálogos;
8. La identificación del software y las instrucciones para obtenerlo de un instrumento en uso;

9. Lista de comandos de cada interfaz de hardware del medidor, dispositivo electrónico o subconjunto incluyendo una declaración de integridad;
10. Lista de los errores de durabilidad que son detectados por el software y, si es necesario para dar mejor claridad, una descripción de los algoritmos de detección;
11. Descripción de los conjuntos de datos almacenados o transmitidos;
12. Si la detección de fallas se realiza en el software, una lista de las fallas que se detectan y una descripción del algoritmo de detección, y;
13. El manual de operación, en idioma español o inglés.

Adicionalmente, la documentación del software del medidor debe estar acompañada de documentos que demuestren la afirmación de que el diseño y las características del medidor cumplen con los requisitos especificados en el capítulo 7.6 Protección de propiedades metrológicas.

B.2 Para los transformadores de medida:

1. Identificación del transformador de medida, incluyendo:
 - a) Nombre o denominación comercial del fabricante;
 - b) Plano de la placa de datos.
2. Clase de exactitud y las condiciones normales de funcionamiento.
3. Las especificaciones técnicas del transformador de medida, incluyendo:
 - 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.

APÉNDICE C

(Informativo)

HOMOGENEIDAD DE LA PRODUCCIÓN.

C.1 Se recomienda que el informe de validación del sistema de Homogeneidad de la línea de producción emitido por el OCP, durante la evaluación en sitio, considere los incisos 8.2.2. Determinación de los requisitos para los productos y servicios, 8.4 Control de los procesos, productos y servicios suministrados externamente, 8.5 Producción y provisión del servicio, 8.6 Liberación de los productos y servicios, 8.7 Control de las salidas no conformes de la norma mexicana NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su equivalente internacional o extranjero.

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

DNP3	
Documento de perfil para equipos de medición	
Nivel requerido:	Nivel 2

DNP3	
Documento de perfil para equipos de medición	
Objetos, Funciones y/o calificadores adicionalmente requeridos a los del Nivel 2: • Objeto 22, Variación 5 - evento de contador de 32 bits con estampa de tiempo • Objeto 22, Variación 6 - evento de contador de 16 bits con estampa de tiempo • Objeto 32, Variación 3 - evento analógico de 32 bits con estampa de tiempo • Objeto 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)	Sólo cuando la Maestra lo requiera
Confirmación a nivel de capa de aplicación: (En caso de conexión directa con la Maestra)	Sólo 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	
Número de variación estática que debe reportar cuando recibe la petición de variación 0 (En caso de conexión directa con la Maestra)	Configurable: • 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: • 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 sólo 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: • 16 bits (65,535)

	• 32 bits (4,294,967,295) • Al número máximo de recuento (En caso de que el 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: • variación 1: analógico de 32 bits con bandera o • variación 2: analógico de 16 bits con bandera
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 analógicos se debe originar en el equipo de medición, no en la UTR.	Configurable: • 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
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 sólo los eventos más recientes.	Siempre incluirá todos los eventos
Número de clase predeterminada para asignación de eventos analógicos: (En caso de conexión directa con la Maestra)	Clase 2 (Objeto 60, variación 3)
Los analógicos se deberán incluir en una respuesta a una clase 0:	Siempre.
Soporte para configuración de bandas muertas	Sí

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 Estándar 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 bandera 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, sólo 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_{an}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
4	U_{bn}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
5	U_{cn}	V	Tensión eficaz, (raíz cuadrática media)
6	$U_{I\text{prom}}$	V	$(U_{an}+U_{bn}+U_{cn}) / 3$
7	$U_{II\text{prom}}$	V	$(U_{ab}+U_{bc}+U_{ca}) / 3$
8	$U_{desbalance}$	%	Calculado como $\text{Max}(U_{I\text{Prom}}-U_{ab}, U_{I\text{Prom}}-U_{bc}, U_{I\text{Prom}}-U_{ca}) / U_{I\text{Prom}}$ 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_{prom}	A	$(I_a + I_b + I_c) / 3$
13	$I_{desbalance}$	%	Calculado como $\text{Max}(I_{Prom}-I_a, I_{Prom}-I_b, I_{Prom}-I_c) / I_{Prom}$ Conforme a IEEE1159
14	kW_{3f}	kW	Potencia activa trifásica <i>con signo</i>
15	$kvar_{3f}$	Kvar	Potencia reactiva trifásica <i>con signo</i>
16	kW_a	kW	Potencia activa fase a <i>con signo</i>
17	kW_b	kW	Potencia activa fase b <i>con signo</i>
18	kW_c	kW	Potencia activa fase c <i>con signo</i>
19	$kvar_a$	Kvar	Potencia reactiva fase a <i>con signo</i>
20	$kvar_b$	Kvar	Potencia reactiva fase b <i>con signo</i>
21	$kvar_c$	Kvar	Potencia reactiva fase c <i>con signo</i>
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 cincominutal.
26	kWdem15	kW	Valor analógico del promedio móvil de la potencia activa evaluado en intervalos de 15 min. mediante series de tres registros cincominutales.

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 cincominutal, resolución de 6 decimales
9	kWhR	mWh	kWh recibido periodo cincominutal, resolución de 6 decimales
10	kvarh Q1	mvarh	kvarh Q1 periodo cincominutal, resolución de 6 decimales
11	kvarh Q2	mvarh	kvarh Q2 periodo cincominutal, resolución de 6 decimales
12	kvarh Q3	mvarh	kvarh Q3 periodo cincominutal, resolución de 6 decimales
13	kvarh Q4	mvarh	kvarh Q4 periodo cincominutal, 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 sólo 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	U_{desneg}	10 min.	%	Desbalance de secuencia negativa, valor resultado de la agregación de 10 minutos.
28	I_{desneg}	10 min.	%	
29	$U_{descero}$	10 min.	%	Desbalance de secuencia cero, valor resultado de la agregación de 10 minutos.
30	$I_{descero}$	10 min.	%	
31	F	10 s.	Hz	Valor resultado de la agregación de 10 segundos.
32	$U_{desneg10prom}$	Diario	%	Valor promedio estadístico resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
33	$I_{desneg10prom}$	Diario	%	
34	$U_{descero10prom}$	Diario	%	
35	$I_{descero10prom}$	Diario	%	
36	F_{10prom}	Diario	Hz	
37	$U_{desneg10max}$	Diario	%	Valor máximo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
38	$I_{desneg10max}$	Diario	%	
39	$U_{descero10max}$	Diario	%	
40	$I_{descero10max}$	Diario	%	
41	F_{10max}	Diario	Hz	
42	$U_{desneg10minimo}$	Diario	%	Valor mínimo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
43	$I_{desneg10minimo}$	Diario	%	
44	$U_{descero10minimo}$	Diario	%	
45	$I_{descero10minimo}$	Diario	%	
46	$F_{10minimo}$	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 sólo 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_{an}	10 min.	%	Distorsión armónica total, Valor resultado de la agregación de 10 minutos.
48	THD U_{bn}	10 min.	%	
49	THD U_{cn}	10 min.	%	
50	THD I_a	10 min.	%	
51	THD I_b	10 min.	%	

52	THD I_c	10 min.	%	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.
53	THD U_{anmax}	24 h	%	
54	THD U_{bnmax}	24 h	%	
55	THD U_{cnmax}	24 h	%	
56	THD I_{amax}	24 h	%	
57	THD I_{bmax}	24 h	%	
58	THD I_{cmax}	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 reiniciando el contador a las cero horas.

Punto DNP	Parámetro	Descripción
14	P_{st} , Parpadeo corto plazo	Contador de parpadeos corto plazo
15	P_{lt} , 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_{an}	
21	% THD, U_{bn}	
22	% THD, U_{cn}	
23	% THD, I_a	
24	% THD, I_b	
25	% THD, I_c	

APÉNDICE E

(Informativo)

INFORME DEL SISTEMA DE GESTIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN

De manera enunciativa, mas no limitativa, a continuación, se presentan los puntos que podrían considerarse en el informe del sistema de gestión del proceso de producción; se hace énfasis en que dicho informe debe mostrar los requisitos de la de la norma NMX-CC-9001-IMNC-2015 o su correspondiente internacional vigente.

E.1 Se recomienda que para la emisión del informe de validación del sistema de gestión del proceso de producción, se verifique el cumplimiento con lo siguiente:

- El interesado debe contar con un sistema de gestión de la calidad certificado por un organismo de certificación para sistemas, acreditado; o

- b) El interesado debe tener implementado un sistema de gestión de la calidad en la línea de producción del producto a certificar.

E.2 Sistema de gestión de la calidad del proceso de producción del producto a certificar: el interesado debe establecer, documentar, implementar, mantener y mejorar continuamente la eficacia del sistema de gestión de la calidad como medio que asegure que el producto está conforme con los requisitos de la Norma Oficial Mexicana.

E.3 Realización del producto y prestación del servicio (Control de Proceso): el interesado debe identificar y planear los procesos de producción que afectan directamente los aspectos de seguridad del producto y debe asegurar que estos procesos se llevan a cabo bajo condiciones controladas. Estos procesos deben asegurar que todas las partes, componentes, subensambles, ensambles, entre otros, tienen las mismas especificaciones que las de la muestra tipo que fue evaluada en el laboratorio correspondiente y que sirve como base para otorgar la certificación del producto.

E.4 En particular se debe prestar atención en aquellas actividades que directamente tienen que ver con la seguridad del producto.

- I. Control de producto no conforme. Todos los productos no conformes deben ser claramente identificados y controlados para prevenir su entrega no intencional. Los productos reparados y/o retrabajados deben someterse a una nueva verificación ser reinspeccionados de acuerdo a las pruebas de rutina establecidas y se debe contar con registros que demuestren dicho cumplimiento.
- II. El interesado deberá contar con evidencia de los efectos reales y potenciales de una no-conformidad sobre el producto que ya está en uso o ya ha sido entregado al cliente y tomar acciones respecto a los efectos de la no conformidad.
- III. Control de registros de calidad. El interesado debe mantener los registros y resultados de todas las pruebas de rutina que se aplican a la producción. Los resultados de pruebas deben ser informados al responsable de la gestión de la calidad, a la dirección de la empresa y estar disponibles en todo momento para el personal del Organismo de Certificación de Producto. Los registros deben ser legibles e identificar al producto que pertenecen, así como al equipo de medición y prueba utilizado. Estos registros deben ser guardados mínimo por un año y deben ser por lo menos los siguientes:
 - a) Resultados de las pruebas de rutina;
 - b) Resultados de las pruebas de verificación de cumplimiento (en su caso);
 - c) Resultados de las pruebas de verificación del equipo de medición y prueba;
 - d) Calibración del equipo de medición y pruebas.
- IV. Los registros podrán ser almacenados en medios electrónicos o magnéticos, entre otros.
- V. Auditorías internas: La organización debe tener definidos procedimientos que aseguren que las actividades requeridas son regularmente monitoreadas.

E.5 Seguimiento y medición del producto (Inspección y prueba)

Es necesario que los productos se verifiquen mediante pruebas específicas que permitan asegurar el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana. Estas pruebas varían según el producto y consisten en:

- a) Pruebas prototipo: las que se aplican a la muestra tipo que sirvió de base para otorgar la certificación inicial y no se requiere nuevamente de su aplicación, mientras las especificaciones de los componentes y materiales utilizados en la fabricación no hayan sido modificadas (para lo cual se requerirá de una revisión de planos, dibujos, materiales, composición, dimensiones, etc.);

- b) Pruebas de rutina: las que se aplican en la línea de producción;
- c) Pruebas de verificación de cumplimiento: las que se aplicarán por motivos de cambio o modificación de especificaciones de materiales y/o componentes, y por la existencia de componentes alternativos; éstas serán determinadas por el interesado de acuerdo al cambio o modificación de que se trate. El interesado debe informar al OCP sobre el cambio de especificaciones de materiales y/o componentes. La información debe incluir los materiales que fueron modificados, las características de los mismos y el informe de pruebas en el que se demuestre que el producto cumple con las especificaciones de la NOM;
- d) Pruebas de verificación del funcionamiento del equipo de medición utilizado en las pruebas de rutina: las que se realizan diariamente al equipo de medición antes de iniciar la fabricación de productos.

E.6 Control de los dispositivos de seguimiento y medición.

Las calibraciones realizadas en los equipos de medición y prueba deben tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales, a través de los laboratorios de calibración acreditados y aprobados de acuerdo a lo establecido en el artículo 26 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), o en su defecto a patrones internacionales o extranjeros aprobados por la autoridad competente de acuerdo con el artículo 73 de la LFMN.

Se debe realizar la verificación documental de los informes de calibración de los equipos de medición y prueba que se utilizarán para asegurar el cumplimiento de las pruebas de rutina.

E.7 El sistema de control de la calidad de los procesos de producción, cuando aplique, y de acuerdo a la NMX-CC-9001-IMNC-2015, debe contar con un procedimiento documentado e implementado del proceso de validación del diseño el cual debe determinar:

- a) Las etapas del diseño y desarrollo;
- b) La revisión, verificación y validación, apropiadas para cada etapa del diseño y desarrollo;
- c) Las responsabilidades y autoridades para el diseño y desarrollo;
- d) Identificar y gestionar las interfaces entre los diferentes grupos involucrados en el diseño y desarrollo para asegurarse de una comunicación eficaz y una clara asignación de responsabilidades. Los resultados de la planificación deben actualizarse, según sea apropiado, a medida que progresa el diseño y desarrollo.

Dentro de los requisitos de entrada para el diseño y desarrollo, debe contemplarse el cumplimiento con la presente Norma Oficial Mexicana.

APÉNDICE F

(Normativo)

DICTAMEN DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMAS DE MEDICIÓN

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:

Dictamen de Verificación, Folio No.:	Fecha:
Nombre, Denominación o Razón Social del visitado:	

Registro Federal de Contribuyentes:

Actividad de la instalación en donde están instalados los sistemas de medición:

No. de serie y/o id.:	Condiciones ambientales:		
Intervalo de Medida:	Temperatura en °C:		
De acuerdo a condiciones para la determinación del error relativo.			
Error Máx. Permitido:	% Humedad Relativa:		

SOFTWARE

Identificación de software	
Medio de identificación:	
Evidencia:	
Versión de software del Certificado:	
Versión de software del medidor:	
Observaciones:	

MAGNITUD: DEPENDENCIA DE CORRIENTE

Datos generales	U_{nom} V	I_{max} A	f_{max} Hz	Clase:		Conectado con transformador de medida	
Corriente	Factor de potencia		Lectura del Patrón de trabajo en A	Lectura del medidor bajo prueba en: A	Error promedio del medidor bajo prueba en: %	Incertidumbre en %	
$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	0.5 a 1, en atraso						
	1 a 0.5, en adelante						
$I_{min} \leq I < I_{tr}$	Unitario						
	0.5 a 1, en atraso						
	1 a 0.8, en adelante						
$I_{st} \leq I < I_{min}$	Unitario						

MAGNITUD: ENERGÍA ACTIVA

Datos generales		U_{nom} :		f_{nom} :	I_{max} :	Conectado con transformador de medida Sí _____ No _____	
Carga	Ángulo	Cuadrante	Pulsos	Lectura del Patrón de trabajo en: Wh	Lectura del medidor bajo prueba en: Wh	Error promedio del medidor bajo prueba en: %	Incertidumbre en %
Alta	0						
	180						
Media	0						

	180						
Baja	0						
	180						

MAGNITUD ENERGÍA REACTIVA

Carga	Ángulo	Cuadrante	Pulsos	Lectura del Patrón de trabajo en: Wh	Lectura del medidor bajo prueba en: Wh	Error promedio del medidor bajo prueba en: %	Incertidumbre en %
Alta							
Media							
Baja							

MAGNITUD: CALIDAD DE LA POTENCIA

Parámetro	Lectura del medidor de referencia en %	Lectura del medidor bajo prueba en: %	Error promedio del medidor bajo prueba en: %	Incertidumbre en %
1 Distorsión total de armónicas (THD)				
Observaciones en 1:				
2 Decremento de tensión (Sag)				
Observaciones en 2:				

Notas generales:**Datos del visitado**

Domicilio:

Calle y No. exterior:

No. interior:

Colonia o Población:

Municipio o Delegación:

Ciudad y Estado:

Código Postal:

Teléfono:**Correo electrónico:****Solicitante del servicio****Nombre:**

CURP:
Teléfono:
Correo electrónico:

DICTAMINO, en los términos establecidos en el artículo 113 de la Ley del Reglamento de la Industria Eléctrica, que el (los) sistema de medición en cuestión, cumple con las disposiciones aplicables de 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.

Declaro bajo protesta de decir verdad, que los datos asentados en el presente Dictamen de Verificación son verdaderos y acepto la responsabilidad que pudiera derivarse de la veracidad de los mismos, haciéndome acreedor a las sanciones que, en su caso, procedan.

EL TITULAR (O GERENTE) DE LA UNIDAD DE VERIFICACIÓN

Nombre y firma

Domicilio:

Teléfono: Fax: Correo electrónico:

APÉNDICE G

(Normativo)

REQUISITOS PARA CALIFICACIÓN DEL PERSONAL DEL ORGANISMO DE CERTIFICACIÓN DE PRODUCTO PARA LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DEL PROCESO DE LA PRODUCCIÓN

G.1 De manera enunciativa, mas no limitativa, el personal del Organismo de Certificación de Producto debe estar calificado para realizar actividades de evaluación a la línea de producción, para lo cual se debe demostrar que el personal cuenta con conocimiento en:

- a) Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento;
- b) La presente Norma Oficial Mexicana y las Normas Mexicanas referidas en ésta;
- c) El presente procedimiento de evaluación de la conformidad;
- d) NMX-CC-9001-IMNC-2015, Sistemas de gestión de la calidad-Requisitos;
- e) NMX-CC-19011-IMNC-2012, Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión;
- f) NMX-EC-17065-IMNC-2014, Evaluación de la conformidad-Requisitos para organismos que certifican productos, proceso y servicios;
- g) NMX-EC-067-IMNC-2007, Evaluación de la conformidad-Elementos fundamentales de la certificación de productos;
- h) Trazabilidad metrológica;
- i) Sus actualizaciones o normas que sustituyen a las mencionadas anteriormente.

G.2 Asimismo, el personal del Organismo de Certificación de Producto que realice la evaluación del sistema de gestión de la línea de producción, debe demostrar dos años de experiencia en la evaluación de la conformidad del producto de que se trate, o de uno similar.

APÉNDICE H

(Normativo)

TIPO DE MONTAJE DE LOS MEDIDORES

H.1 El tipo de montaje del medidor debe ser en la instalación adecuada, de acuerdo con la aplicación del usuario final.

H.2 Los usuarios finales, sean estos Centrales Eléctricas, Centros de Carga o puntos de intercambio de energía eléctrica entre redes eléctricas, deben atender las características de la instalación para alojar el medidor de energía eléctrica y en su caso, medidores con calidad de potencia.

H.3. Instalaciones en baja y media tensión.

Las instalaciones en baja y media tensión, deberán atender lo señalado en la NOM-001-SEDE-2012 vigente o la que la sustituya, en el apartado de acometidas, así como con la regulación técnica aplicable y a las especificaciones técnicas del suministrador siguientes:

No.	Documento	Fecha de publicación ^{a)}
1	Especificaciones Técnicas del Suministrador: 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
^{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		

H3.1 Gabinetes de medición utilizados en la especificación técnica del suministrador DCMIARAS.

Los gabinetes de medición deben cumplir con lo siguiente:

- a) Lo establecido en el Capítulo 312 "GABINETES, CAJAS DE DESCONEXIÓN Y BASES PARA MEDIDORES de la NOM-001-SEDE-2012 vigente o la que la sustituya.
- b) Capacidad para alojar como mínimo 12 y máximo 24 medidores monofásicos o su equivalente en polifásicos.
- c) Los medidores para instalarse en gabinete deben ser insertable, en una sola posición, la sujeción debe ser segura ante esfuerzos mecánicos y térmicos. Las mediciones monofásicas, bifásicas y trifásicas son aceptables para su instalación en un gabinete mediante medidores monofásicos.
- d) Las terminales del medidor para conexión y el mecanismo de inserción del gabinete deben soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos debidos a cortocircuitos.
- e) Las terminales y el mecanismo de inserción, deben soportar la corriente máxima señalada en la norma. En caso de corto circuito, no deben sufrir daño.
- f) La masa total del gabinete incluyendo todos los elementos necesarios equipado y montado no debe rebasar los 70 kg.
- g) El gabinete debe cumplir con al menos el grado de protección IP54 de acuerdo a la norma NMX-J-529-ANCE contra polvo y agua.
- h) El gabinete junto con los medidores, deberán acreditar las pruebas descritas en la Tabla 4.1 de aprobación del modelo o prototipo de la norma.
- i) El gabinete debe tener los medios de sujeción adecuados para instalarse en los herrajes de los postes, como lo dispone DCMIARAS.

APÉNDICE I

(Informativo)

TIPO DE MEDICIÓN DE ACUERDO A LAS CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE CARGA O CENTRAL ELÉCTRICA

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.

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.

NOTA: El término Contratista se refiere a la atribución definida en el artículo 30 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

I.2 Instalación de los sistemas de medición.

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.

Tabla I-1. Especificaciones Técnicas para la instalación del sistema de medición

No.	Documento	Fecha de publicación ^{a)}
1	Especificaciones Técnicas del Suministrador: 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) DCMIRAS 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
^{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		

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 mas 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		MSCP CT		MSCP ST	MB2	MB1
					Nom.	Máx.		TP	TC	TP	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	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	✓	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	n/a	✓	✓
	120 / 240						Socket o Gabinete	n/a	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	✓	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	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	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	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		MSCP CT		MSCP ST	MB2	MB1
					Nom.	Máx.		TP	TC	TP	TC			
Menor o igual a 60 kW	127 / 220	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 120 kW	254 / 440						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

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.

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	✓	✓	✓
Medición de calidad de la potencia Clase A ^{1), 3)}	Eventos de decremento repentino de la tensión (<i>Sag</i>)	✓	n/a	n/a
	Eventos de incremento repentino de la tensión (<i>Swell</i>)	✓	n/a	n/a
	Parpadeo de tensión (<i>flicker</i>)	✓	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
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 Extraíble	✓	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. 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. ³⁾				

APÉNDICE J

(Informativo)

PUERTO SERIAL DIGITAL DE COMUNICACIÓN

J.1 El tipo de medición MB1 y MB2 tipo socket de la Tabla 1.1 de esta norma, podrá contar con un puerto digital con interface UART (Transmisor-Receptor Asíncrono Universal) cuando el medidor no forma parte de un sistema de Infraestructura Avanzada de Medición para la interconexión de la central eléctrica o conexión del centro de carga.

J.1.1 El puerto serial digital de comunicación se refiere a una interfaz entre un medidor de energía y una tarjeta de comunicaciones con cualquier protocolo de radiofrecuencia, usando como base el protocolo implementado en el puerto óptico para la capa 2 (superíndice J de la tabla 1.1) y un puerto UART para la capa 1, como se muestra en la Figura J1.

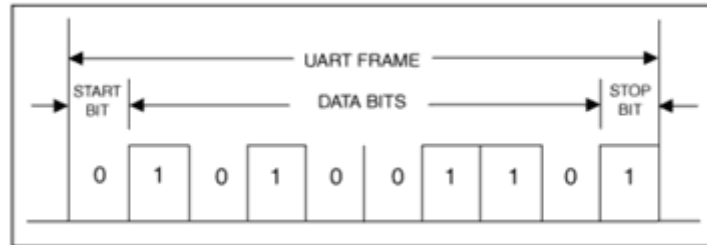
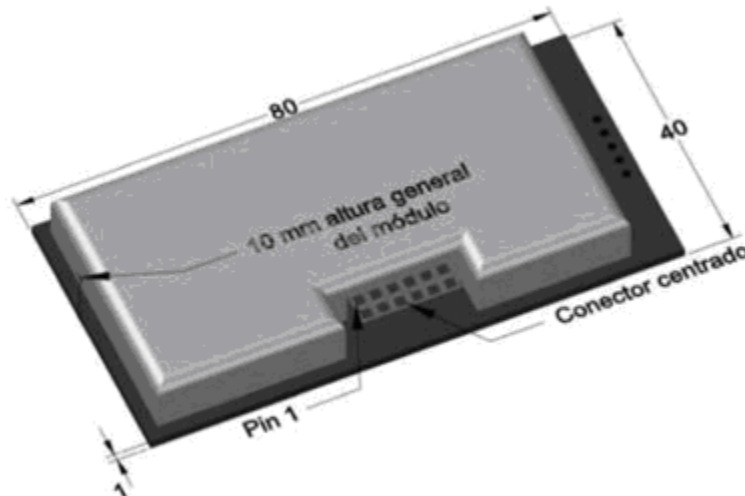


Figura J1-Capa 1, UART Puerto Físico en nivel TTL (Logical Transistor - Transistor).

J.1.2 La capacidad de enviar la información solicitada a través del puerto serial digital está definida por las funciones y características de acuerdo con la Tabla 1.1 para cada tipo de medición.

J.1.3. La comunicación UART a un nivel TTL (*Logical Transistor - Transistor*) siempre permanecerá entre los límites de 0 V y 5 V. Un alto lógico ('1') está representado por la tensión de corriente continua (V.C.C.), mientras que un mínimo lógico ('0') es 0 V.

J.1.4. Las dimensiones mínimas del espacio para alojar el módulo es el señalado en la figura J2



Las acotaciones están en milímetros.

Figura J2-Dimensiones mínimas del espacio: largo 80 mm, ancho 40 mm, altura 10 mm.

J2 Se requiere de una interface física con las propiedades mostradas en la Figura J3, usando como referencia puertos digitales universales del mercado.

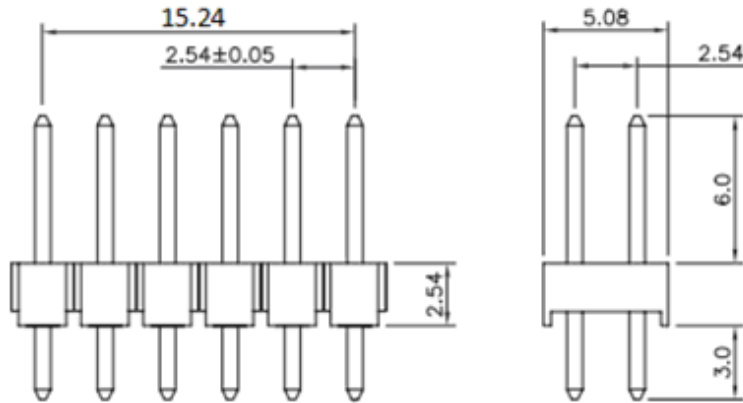


Figura J3- Características del conector universal de 12 pines en 2 filas de 6 pines.

J.2.1. Se definen los pines de salida del puerto físico requerido para el Puerto serial digital tomando como referencia una vista superior del conector propuesto, como se muestra en la Figura J4.

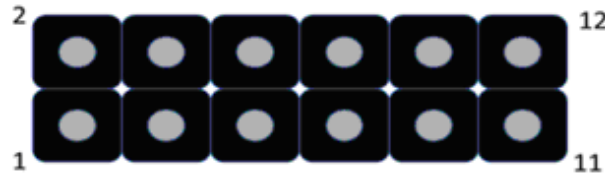


Figura J4 - Vista superior del conector

J.2.2. La configuración de cada pin está definida en la Tabla J.1, respetando las propiedades técnicas con las que cuenta el puerto opto acoplado ANSI C12.18.

Tabla J.1-Configuración de pines

PIN	Función	Descripción
1	GPIO	Salida/Entrada Digital de propósito general
2	GPIO	Salida/Entrada Digital de propósito general
3	Rx	UART TTL, Recepción de datos al menos 9600 baudios, sin control de flujo, 8 bits de datos, sin paridad y 1 bit de parada. Los niveles lógicos vienen definidos por el rango de tensión comprendida entre 0.0-0.8 V _{C.C} para el estado bajo y 2.2-5 V _{C.C} (Integrado) para el estado alto.
4	V.C.C.	Tensión positiva de 5 V _{C.C} con tolerancia de +/- 5%, 600 mA.
5	Tx	UART TTL, Transmisión de datos al menos 9600 baudios, sin control de flujo, 8 bits de datos, sin paridad y 1 bit de parada. Los niveles lógicos vienen definidos por el rango de tensión comprendida entre 0.0-0.8 V _{C.C} para el estado bajo y 2.2 - 5 V _{C.C} (Integrado) para el estado alto.
6	GND	Tierra.
7	Pulso TTL Wh	Pulso TTL paralelo al pulso de calibración.
8	TTL ERR	Pulso TTL de estado siendo bajo sin error y alto con error.
9	GPIO	Salida/Entrada Digital de propósito general
10	GPIO	Salida/Entrada Digital de propósito general
11	NC	NC (No connection)
12	NC	NC (No connection)

Tabla J.2-Capa 2, Capa de enlace de datos.

Formato de datos de acuerdo con el ANSI C12.18 punto 4.7 (Layer 2-Data Link Layer)	
Formato de datos	8 bits de datos, 1 bit de inicio, 1 bit de parada, sin paridad.
Tipo de datos	Asíncrono, bit serial (inicio-parada), semidúplex.
Polaridad de datos	- LED encendido, bit de inicio, espacio, cero lógico (0) - LED apagado, bit de parada, marca, uno lógico (1), estado inactivo.
Velocidad de datos	La velocidad de transmisión máxima debe ser de al menos 9600 baudios. Los códigos de selección se han dispuesto para las siguientes tasas de baudios: 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 14400, 19200, 8800, 38400, 57600, 115200, 128000, 256000 o definidos externamente. Se han reservado códigos de selección adicionales para futuras asignaciones.
Número de paquetes	Se requiere al menos un (1) paquete, aunque se pueden negociar más.
Tamaño del paquete	El tamaño del paquete predeterminado es de 64 bytes, aunque se puede negociar un tamaño mayor.
Tiempo de espera del tráfico del canal	6 segundos
Tiempo de espera entre caracteres	500 milisegundos
Tiempo de espera de respuesta	2 segundos
Demora de vuelta	175 microsegundos
En el caso de una colisión (el Cliente C12.18 y el Dispositivo C12.18 están transmitiendo al mismo tiempo), el Dispositivo C12.18 cesará la transmisión y esperará la transmisión del Cliente C12.18.	

Tabla J.3 - Valores de configuración

Valores de Configuración por defecto	
Velocidad de datos	9600 baudios
Número de paquetes	1
Tamaño de paquete	64 bytes

J3 Los valores de respuestas del medidor están sujetos a las funciones y características de acuerdo a la Tabla 1.1 para los tipos de medición MB1 y MB2 tipo de montaje socket. A menos que el medidor tenga la capacidad de enviar los valores de energías, potencias, factor de potencia y frecuencia por fase, se considerará el valor total en la Fase A. Los valores de tensión y corriente para los medidores polifásicos son por fase.

TRANSITORIOS

PRIMERO. La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los 365 días naturales contados a partir de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

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.

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.

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.

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, para lo cual la Comisión Reguladora de Energía estará facultada para solicitar la información necesaria a efecto de verificar el cumplimiento de dicho plazo.

SEXTO. Los Distribuidores, a su costa, deberán asegurarse que 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, cumplan con las especificaciones previstas en este instrumento, en un plazo máximo de 24 meses contados a partir de su entrada en vigor, a costa de los Distribuidores.

SÉPTIMO. Los Transportistas, a su costa, deberán asegurarse que los medidores instalados, previamente a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, en servicios de alta tensión, cumplan con las especificaciones previstas en este instrumento, en un plazo máximo de 24 meses contados a partir de su entrada en vigor.

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.

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.

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.

Ciudad de México, a 21 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.- El Director General de Normas y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Secretaría de Economía, **Alfonso Guati Rojo Sánchez**.- Rúbrica.- El Jefe de la Unidad de Electricidad.- Comisión Reguladora de Energía, **Oliver Ulises Flores Parra Bravo**.- Rúbrica.