

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO 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.

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

ACUERDO Núm. A/036/2018

ACUERDO 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.

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, 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 y 16, fracciones VII y IX de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 2, 6, 12, fracciones I, XXI, XXXIX, XLVII y LII, 37, 46, 132 y 158 de la Ley de la Industria Eléctrica; 2, fracción II, inciso a), 53, párrafo tercero y 54 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 113 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 16 y 18, fracciones I, V y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, así como en los numerales 8.2.2, 8.4.1 y 9.1.4 del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que de conformidad con los artículos 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 2, fracción II y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados 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 de acuerdo con los artículos 4, 41, fracción III y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión regular y fomentar 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, 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 de acuerdo con el artículo 22, fracciones II y III de la LORCME, es facultad 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 aplicable a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia.

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

QUINTO. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 37 de la LIE, la medición de la energía eléctrica y de los Servicios Conexos entregados y recibidos por las Centrales Eléctricas y Centros de Carga que estén representados por Generadores o por Usuarios Calificados Participantes del Mercado, así como aquellos entregados y recibidos en los demás puntos del Sistema Eléctrico Nacional, se regirá por las Reglas del Mercado.

SEXTO. Que la medición, como elemento objetivo de liquidación, es fundamental para el adecuado funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en especial para las actividades de Generación y de Suministro Calificado. Para ello, se requiere de instrumentos de medición cuyas funcionalidades sean acordes con el servicio, en donde la exigencia de las características funcionales de los medidores no propicie costos innecesarios.

SÉPTIMO. Que el 13 de marzo de 2017, la Comisión publicó en el Diario Oficial de la Federación (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, misma que concluyó el 14 de septiembre de 2017.

OCTAVO. Que el 26 de septiembre de 2017, la Comisión publicó en el DOF el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide por segunda vez consecutiva 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 (NOM de Emergencia), con una vigencia de seis meses contados a partir del 14 de septiembre de 2017, misma que concluyó el 14 de marzo de 2018.

NOVENO. Que de conformidad con lo dispuesto por el artículo 48 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), en ningún caso se podrá expedir más de dos veces consecutivas la misma norma con el carácter de Norma Oficial Mexicana de Emergencia.

DÉCIMO. Que el 15 de enero de 2018, se publicó en el DOF el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación 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 (Proyecto de NOM), cuyo plazo de consulta pública concluyó el 16 de marzo de 2018.

UNDÉCIMO. Que en razón de lo anterior, la Comisión advierte la existencia de un vacío normativo para el periodo que comprende del fin de la vigencia de la NOM de Emergencia a la entrada en vigor de la Norma Oficial Mexicana definitiva en materia de medición de energía eléctrica que para tal efecto expida la Comisión.

DUODÉCIMO. Que el artículo 53, párrafo tercero, de la LFMN dispone que cuando no exista norma oficial mexicana, las dependencias competentes podrán requerir que los productos o servicios a importarse ostenten las especificaciones internacionales con que cumplen, las del país de origen o a falta de éstas, las del fabricante.

DECIMOTERCERO. Que el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio reconoce, en su parte considerativa, la importancia de la contribución que las normas internacionales pueden hacer para aumentar la eficacia de la producción y facilitar el comercio internacional.

En ese sentido, las normas internacionales emitidas por la *International Electrotechnical Commission* (IEC) son un elemento clave para el comercio internacional de productos y servicios relacionados con diversas tecnologías. Particularmente, para el MEM se identifica que para la medición de variables requeridas en el monitoreo del desempeño de ese mercado, las normas IEC se constituyen como una herramienta para que los sistemas de medición registren variables de energía activa, reactiva y calidad de la potencia eléctrica, necesarias para el funcionamiento de dicho mercado.

DECIMOCUARTO. Que con base en lo indicado en el artículo 54 de la LFMN, las normas mexicanas constituirán referencia para determinar la calidad de los productos y servicios de que se trate, particularmente para la protección y orientación de los consumidores. Dichas normas en ningún caso podrán contener especificaciones inferiores a las establecidas en las normas oficiales mexicanas.

DECIMOQUINTO. Que las funciones y requerimientos de medición mínimos necesarios para no limitar el desarrollo del MEM, respecto a los medidores de energía eléctrica y a los transformadores de instrumento que requieran las Centrales Eléctricas, los Centros de Carga de Suministro Calificado, los Solicitantes de Interconexión o Conexión o, en su caso, cualquier interesado, son los siguientes:

a) Para los medidores de energía eléctrica:

- i. IEC 62053-22:2003 o 2016-Electricity metering equipment (a.c.)-Particular requirements-Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5s);
- ii. IEC 62053-23:2003 o 2016-Electricity metering equipment (a.c.)-Particular requirements-Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3);

- iii. IEC 62052-11:2003 o 2016-Electricity metering equipment (a.c.)-General requirements, tests and test conditions-Part 11: Metering equipment;
- iv. IEC 61000-4-30:2008 o 2015-Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4-30: Testing and measurement techniques-Power quality measurement methods (Nota: Esta norma es de cumplimiento obligatorio únicamente para los medidores de calidad de la potencia, los cuales deberán ser clase A), y
- v. IEC 60529:2013 CSV Consolidated version, Degrees of protection provided by enclosures (IP Code) (Código IP40, para interior y Código IP 52 o IP54, para exterior).

Asimismo, las especificaciones del Anexo Único, con base en la norma IEC 62052-11 antes señalada, indican otras funcionalidades que el medidor de energía eléctrica tendrá, de acuerdo a su aplicación.

b) Para los transformadores de instrumento:

Las normas mexicanas y especificaciones internacionales señalan los requerimientos mínimos necesarios para un transformador de instrumento, conforme a la Clase de exactitud, como se indican a continuación:

Equipo	Clase de exactitud	Requisito
Transformador de corriente	0.2S o mejor	NMX-J-615-1-ANCE-2018 , Transformadores de medida-Parte 1: Requisitos generales, y NMX-J-109-ANCE-2018 , Transformadores de corriente-Especificaciones y métodos de prueba.
Transformador de potencial inductivo	0.2 o mejor	NMX-J-615-1-ANCE-2018 , Transformadores de medida-Parte 1: Requisitos generales, y NMX-J-615-3-ANCE-2018 , Transformadores de medida-Parte 3: Requisitos adicionales para transformadores de potencial inductivo.
Transformador de potencial capacitivo	0.2 o mejor	NMX-J-615-1-ANCE-2018 , Transformadores de medida-Parte 1: Requisitos generales, y NMX-J-615-5-ANCE-2018 , Transformadores de medida-Parte 5: Requisitos adicionales para transformadores de potencial capacitivo.
Transformador combinado	0.2S o mejor para el transformador de corriente y 0.2 o mejor para el transformador de potencial	IEC 61869-4:2013 Instrument Transformers-Part 4: Additional requirements for combined transformers, NMX-J-109-ANCE-2018 , Transformadores de corriente-Especificaciones y métodos de prueba, y NMX-J-615-3-ANCE-2018 , Transformadores de medida-Parte 3: Requisitos adicionales para transformadores de potencial inductivo.

DECIMOSEXTO. Que el 9 de febrero de 2018, la Secretaría de Energía publicó en el DOF el Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga (Manual), que tiene por objetivo general establecer el procedimiento que observará el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) para la atención de las Solicitudes de Interconexión y Conexión en sus distintas Modalidades correspondientes, así como el proceso para la realización física de la Interconexión de Centrales Eléctricas o Conexión de Centros de Carga en sus distintas modalidades a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, con base en principios de eficiencia, transparencia y objetividad y garantizando el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión.

DECIMOSÉPTIMO. Que el numeral 9.1.4 del Manual establece que el Cenace podrá requerir a los Transportistas, Contratistas o Distribuidores la información y, en su caso, la documentación de las Características Técnicas Específicas sobre las instalaciones y sus equipos, con la finalidad de llevar a cabo los Estudios y Análisis necesarios para los estudios de interconexión y conexión que se establecen en el Capítulo 9 del Manual.

DECIMOCTAVO. Que los numerales 8.2.2, inciso d. y 8.4.1, inciso c. del Manual establecen que el Estudio de Instalaciones es el Estudio de Interconexión o Conexión en que se señalarán las características de los sistemas de medición.

DECIMONOVENO. Que la Comisión advierte la necesidad de proveer de certeza jurídica al Transportista, al Distribuidor, Solicitantes de Interconexión y Conexión, y demás interesados con respecto a las características de los sistemas de medición que señalen los Estudios de Instalaciones, a fin de lograr la Interconexión de las Centrales Eléctricas y la Conexión de los Centros de Carga.

VIGÉSIMO. Que los diagnósticos a los sistemas de medición que el Transportista o el Distribuidor emitan atendiendo requerimientos del Cenace para la elaboración del Estudio de Instalaciones a que se refieren los numerales 8.2.2, inciso d. y 8.4.1, inciso c. del Manual, constituyen un elemento del proceso de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, por lo que la Comisión advierte la necesidad de emitir el presente Acuerdo para que el Transportista y el Distribuidor estén en posibilidad de entregar dichos diagnósticos.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que el Proyecto de NOM incorpora las especificaciones internacionales, funcionalidades y normas mexicanas señaladas en el presente Acuerdo.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que en razón de lo anterior, la Comisión emite el presente Acuerdo, en tanto entra en vigor la norma oficial mexicana en materia de sistemas de medición de energía eléctrica.

ACUERDO

PRIMERO. La Comisión Reguladora de Energía determina que, con motivo de la conclusión de la vigencia de 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”, el Transportista y el Distribuidor deberán revisar las especificaciones técnicas y funcionalidades establecidas en las Normas Internacionales emitidas por la *International Electrotechnical Commission* y las Normas Mexicanas referidas en el Considerando Decimoquinto y en el Anexo Único del presente Acuerdo, para la realización de los diagnósticos de los sistemas de medición que integren los Estudios de Instalaciones a que se refiere el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

SEGUNDO. El presente Acuerdo no generará ningún derecho adquirido en favor de los sujetos obligados al cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana en materia de medición de energía eléctrica que para tal efecto emita la Comisión Reguladora de Energía, conforme al procedimiento establecido en el artículo 47 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que estarán sujetos a la observancia de las obligaciones en ella establecidas a su entrada en vigor.

TERCERO. Publíquese el presente Acuerdo en el Diario Oficial de la Federación.

CUARTO. El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Así lo resolvió el Órgano de Gobierno de esta Comisión, por mayoría de cuatro votos a favor y tres en contra de las comisionadas Montserrat Ramiro Ximénez, y Neus Peniche Sala y el comisionado Jesús Serrano Landeros quienes formularon “Voto en contra razonado”.

QUINTO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/036/2018**, en el Registro Público al que refieren los artículos 22, fracción XXVI y 25, fracción X de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 4 y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 26 de octubre de 2018.- El Presidente, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- El Comisionado, **Marcelino Madrigal Martínez**.- Rúbrica.- En contra: la Comisionada, **Neus Peniche Sala**.- Rúbrica.- El Comisionado, **Luis Guillermo Pineda Bernal**.- Rúbrica.- En contra: la Comisionada, **Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez**.- Rúbrica.- En contra: el Comisionado, **Jesús Serrano Landeros**.- Rúbrica.- El Comisionado, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbrica.

ANEXO ÚNICO ACUERDO Núm. A/036/2018

Tabla A. Funciones mínimas de medidores de energía eléctrica

Funciones mínimas requeridas		Aplicación	
		Medición en alta tensión con calidad de la potencia Mayor a 69 kV	Medición en media y baja tensión sin calidad de la potencia
PANTALLA o DISPLAY	En idioma español preferentemente o inglés. Visualización de los registros de valores instantáneos y registros de energía con unidades de medida (kWh, kvarh, kW, V, A, etc.)	✓	✓
PLACA DE DATOS	a) Nombre del fabricante; b) Modelo del medidor; c) País de origen; d) Año de fabricación; e) Número de Lote; f) Tensión nominal U_{nom} ; g) Corriente nominal I_{nom} h) Corriente máxima I_{max} i) Frecuencia nominal f_{nom} ; j) Número de serie; k) Número de fases; l) Número de hilos; m) Número de elementos; n) Multiplicador de registro (si es distinto de uno); o) Kh (constante del medidor en watt horas por pulso del medidor); p) Clase de exactitud; q) Dirección del flujo de energía: bidireccional o unidireccional.	✓	✓
REGISTRO DE MEDICIÓN EN PERIODOS DE 5 MINUTOS	Energía activa	✓	✓
	Energía reactiva en los cuatro cuadrantes	✓	✓
	Energía aparente	✓	MT - ✓ BT - n/a

	Factor de Potencia promedio de cinco minutos	✓	MT-✓	BT- n/a
Potencia activa				
	Máxima	✓		n/a
	Mínima	✓		n/a
	Promedio	✓		✓
Potencia reactiva en los cuatro cuadrantes				
	Mínima	✓		n/a
	Máxima	✓		n/a
	Promedio	✓		✓
Potencia aparente				
	Máxima	✓		n/a
	Mínima	✓		n/a
	Promedio	✓	MT- ✓	BT – n/a
Corriente				
	Máxima	✓		n/a
	Mínima	✓		n/a
	Promedio	✓	MT- ✓	BT – n/a
Tensión				
	Máxima	✓		n/a
	Mínima	✓		n/a
	Promedio	✓	MT- ✓	BT – n/a
MEDICIÓN DE CALIDAD DE LA POTENCIA CLASE A	Eventos de incremento repentino de la tensión (swell)	✓		n/a
	Eventos de decremento repentino de la tensión (sag)	✓		n/a
	Parpadeo de tensión (flicker)	✓		n/a
	Interrupción momentánea, temporal y sostenida	✓		n/a
	Desbalance de tensión	✓		n/a
	Variación de frecuencia	✓		n/a
	Armónicas de tensión y corriente	✓		n/a
REPORTES	Perfiles de carga	✓		✓
	Parámetros eléctricos con estampa de tiempo	✓		n/a
	Valores promedio por periodo	✓		n/a
PUERTO DE COMUNICACIONES	Puerto óptico	✓		✓
	Puerto RS485	✓		n/a

	Puerto Ethernet TCP/IP ⁽¹⁾	✓	✓ R.P.	
	Puerto de radiofrecuencia ⁽²⁾	n/a	✓ R.P	
PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	DNP3 ⁽³⁾ sobre RS485	✓	n/a	
	DNP3 ⁽³⁾ sobre TCP/IP	✓	MT- R.P.	BT- n/a
	Propietario	✓	✓	
SINCRONÍA DE TIEMPO O ESTAMPA DE TIEMPO	Vía IRIG B	✓	n/a	
	Vía DNP3 ⁽³⁾	✓	MT- R.P.	BT- n/a
	Vía NTP/SNTP	✓	MT- R.P.	BT- n/a
	Vía Sistema de Adquisición	✓	✓	
MONTAJE	Tipo Tablero Extraíble	✓	✓ R.P.	
	Tipo Socket	n/a	✓ R.P.	
	Otro	R.P.	R.P.	
OTRAS FUNCIONES	Software propietario para extracción, almacenamiento de datos y configuración. Para Alta Tensión, se deberá demostrar que cuenta con niveles de seguridad, registro de eventos-alarmas, autodiagnóstico y exportación segura de archivos de datos.	✓	✓	

Notas:

✓ Aplica

n/a. No Aplica

R.P. Requisito Particular: conforme a las condiciones de la RNT o las RGD que definen la necesidad de características específicas, respecto al protocolo de comunicación, sincronía de tiempo o estampa de tiempo y/o montaje, respectivamente.

AT Alta Tensión**MT** Media Tensión**BT** Baja Tensión

(1) Soporte hasta cinco sesiones simultáneas para medidores que requieran puerto Ethernet TCP/IP a través de software propietario y protocolo DNP3.

(2) La aplicación de este puerto de comunicaciones debe atender lo indicado en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF: 04/12/2017)

(3) Véase los parámetros del protocolo DNP3

Parámetros para el protocolo DNP3**1. Generalidades**

El medidor deberá tener la capacidad de comunicarse vía puerto TCP/IP con el protocolo DNP3 para efectos de transmitir la información al CENACE o Transportista o Distribuidor, según sea el caso.

La tabla B indica el mapa DNP3 requerido.

2. Perfil de dispositivo DNP3

Tabla B. Mapa DNP3 requerido

DNP3	
Documento de perfil para equipos de medición	
Nivel requerido:	Nivel 2
Objetos, Funciones y/o calificadores adicionalmente requeridos a los del Nivel 2:	
<ul style="list-style-type: none"> Objeto 22, Variación 5-evento de contador de 32 bits con estampa de 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: <ul style="list-style-type: none"> Variación 1: contador de 32 bits o Variación 2: contador de 16 bits
Número de variación de evento que debe reportar cuando recibe la petición de variación 0	Configurable:

<p>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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Variación 1: evento de contador de 32 bits sin estampa de tiempo • Variación 2: evento de contador de 16 bits sin estampa de tiempo • Variación 5: evento de contador de 32 bits con estampa de tiempo • Variación 6: evento de contador de 16 bits con estampa de tiempo
<p>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.</p>	<p>Siempre incluirá todos los eventos</p>
<p>Los contadores se deberán incluir en una respuesta a una clase 0:</p>	<p>Siempre</p>
<p>Recuento de contadores:</p>	<p>Configurable:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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)
<p>Número de clase predeterminada para asignación de eventos de contador: (En caso de conexión directa con la Maestra)</p>	<p>Clase 3 (Objeto 60, variación 4)</p>
<p>Analógicos Número de objeto estático: 30 Número de objeto de evento: 32</p>	
<p>Número de variación estática que debe reportar cuando recibe la petición de variación 0 (En caso de conexión directa con la Maestra)</p>	<p>Configurable:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variación 1: analógico de 32 bits con bandera o • Variación 2: analógico de 16 bits con bandera
<p>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.</p>	<p>Configurable:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variación 1: evento analógico de 32 bits sin estampa de tiempo • Variación 2: evento analógico de 16 bits sin estampa de tiempo • Variación 3: evento analógico de 32 bits con estampa de tiempo • Variación 4: evento analógico de 16 bits con estampa de tiempo

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	Si

3. Implementación del protocolo DNP3 nivel 2

La implementación del protocolo DNP3 nivel 2 debe mostrar cuáles 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 el siguiente enlace electrónico: <https://www.dnp.org/default.aspx>.

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.

5. Mediciones contadores

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

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

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

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

Las siguientes Tablas indican los puntos DNP y sus variables.

Tabla B.1. 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 durante el evento
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 B.2. Medición instantánea para monitoreo de valor eficaz del parámetro medido, obtenido en un intervalo de 1 segundo o menor (analógicos de 32 bits)

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_{lnprom}	V	$(U_{an}+U_{bn}+U_{cn}) / 3$
7	U_{llprom}	V	$(U_{ab}+U_{bc}+U_{ca}) / 3$
8	$U_{desbalance}$	%	Calculado como Max ($U_{llProm}-U_{ab}$, $U_{llProm}-U_{bc}$, $U_{llProm}-U_{ca}$) / U_{llProm} 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)
12	I_{prom}	A	$(I_a+I_b+I_c) / 3$
13	$I_{desbalance}$	%	Calculado como 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 con signo
15	$kvar_{3f}$	Kvar	Potencia reactiva trifásica con signo

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 minutos mediante series de tres registros cincominutales.

Tabla B.3. 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	Wh	kWh entregados mes anterior (consumo del mes anterior) resolución sin decimales
7	kWhRmes	Wh	kWh recibidos mes anterior (consumo del mes anterior) resolución sin decimales

Tabla B.4. 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 B.5. Medición de calidad de potencia, resultado de la agregación de 10 minutos de acuerdo con IEC 61000-4-30:2008 o 2015, 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	$U_{desnega}$	10 min.	%	Desbalance de secuencia negativa, valor resultado de la agregación de 10 minutos.
28	$I_{desnega}$	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	$U_{desnega10prom}$	Diario	%	
33	$I_{desnega10prom}$	Diario	%	
34	$U_{descero10prom}$	Diario	%	Valor promedio estadístico resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 38 a 42
35	$I_{descero10prom}$	Diario	%	
36	F_{10prom}	Diario	Hz	
37	$U_{desnega10max}$	Diario	%	
38	$I_{desnega10max}$	Diario	%	
39	$U_{descero10max}$	Diario	%	Valor máximo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 38 a 42
40	$I_{descero10max}$	Diario	%	
41	F_{10max}	Diario	Hz	
42	$U_{desnega10minimo}$	Diario	%	
43	$I_{desnega10minimo}$	Diario	%	
44	$U_{descero10minimo}$	Diario	%	Valor mínimo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 38 a 42
45	$I_{descero10minimo}$	Diario	%	
46	$F_{10minimo}$	Diario	Hz	

Tabla B.6. Medición de armónicas, valor resultado de la agregación de 10 minutos de acuerdo con IEC 61000-4-30:2008 o 2015, 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	%	
53	THD U_{anmax}	24 h	%	Valor máximo resultado de un periodo de valoración de 24 horas de los valores de agregación de 10 minutos de los puntos 47 a 52.
54	THD U_{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 B.7. 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 la IEC 61000-4-30:2008 o 2015, 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 fase AB, Int fase BC, Int fase 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