

**INDICE
PODER LEGISLATIVO****AUDITORIA SUPERIOR DE LA FEDERACION**

Acuerdo por el cual se amplía la suspensión de los plazos y términos legales en la Auditoría Superior de la Federación a que se refiere el diverso acuerdo publicado el 30 de abril de 2020, debido a la emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor ocasionada por el virus SARS- CoV2 (COVID-19) y con motivo de la extensión de la jornada nacional de sana distancia para mitigar la dispersión y transmisión del mismo.

PODER EJECUTIVO**SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO**

Acuerdo por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al periodo que se especifica.

Acuerdo por el cual se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables a la enajenación de gasolinas en la región fronteriza con los Estados Unidos de América, correspondientes al periodo que se especifica.

Modificaciones y adiciones a las disposiciones de carácter general en materia de operaciones de los Sistemas de Ahorro para el Retiro.

Manual de Administración de Bienes Muebles y Manejo de Almacenes de la Casa de Moneda de México. ...

SECRETARIA DE SALUD

Acuerdo por el que se modifica el diverso por el que se establece una estrategia para la reapertura de las actividades sociales, educativas y económicas, así como un sistema de semáforo por regiones para evaluar semanalmente el riesgo epidemiológico relacionado con la reapertura de actividades en cada entidad federativa, así como se establecen acciones extraordinarias, publicado el 14 de mayo de 2020.

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.

ORGANISMOS AUTONOMOS**BANCO DE MEXICO**

Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana.

Tasas de interés interbancarias de equilibrio.

Tasa de interés interbancaria de equilibrio de fondeo a un día hábil bancario.

**INSTITUTO NACIONAL DE TRANSPARENCIA, ACCESO A LA INFORMACION Y
PROTECCION DE DATOS PERSONALES**

Acuerdo mediante el cual se modifican y adicionan los diversos ACT- EXT-PUB/20/03/2020.02, ACT-EXT-PUB/20/03/2020.04 y ACT-PUB/15/04/2020.02, en el sentido de ampliar sus efectos al 30 de mayo del año en curso inclusive, con motivo de la publicación en la edición vespertina del Diario Oficial de la Federación el 21 de abril de 2020 del acuerdo por el que se modifica el similar, en el cual se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado el 31 de marzo de 2020, emitido por la Secretaría de Salud.

AVISOS

Judiciales y generales.

PODER LEGISLATIVO

AUDITORIA SUPERIOR DE LA FEDERACION

ACUERDO por el cual se amplía la suspensión de los plazos y términos legales en la Auditoría Superior de la Federación a que se refiere el diverso acuerdo publicado el 30 de abril de 2020, debido a la emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor ocasionada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19) y con motivo de la extensión de la jornada nacional de sana distancia para mitigar la dispersión y transmisión del mismo.

Al margen un logotipo, que dice: Auditoría Superior de la Federación.- Cámara de Diputados.

ACUERDO POR EL CUAL SE AMPLÍA LA SUSPENSIÓN DE LOS PLAZOS Y TÉRMINOS LEGALES EN LA AUDITORÍA SUPERIOR DE LA FEDERACIÓN A QUE SE REFIERE EL DIVERSO ACUERDO PUBLICADO EL 30 DE ABRIL DE 2020, DEBIDO A LA EMERGENCIA SANITARIA POR CAUSA DE FUERZA MAYOR OCASIONADA POR EL VIRUS SARS-CoV2 (COVID-19) Y CON MOTIVO DE LA EXTENSIÓN DE LA JORNADA NACIONAL DE SANA DISTANCIA PARA MITIGAR LA DISPERSIÓN Y TRANSMISIÓN DEL MISMO.

DAVID ROGELIO COLMENARES PÁRAMO, Auditor Superior de la Federación, con fundamento en los artículos 74, fracción VI, y 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 4, fracción III, 7, 83, 89, fracciones I, XIII y XXXIII, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación; 7, fracciones I y XXV, del Reglamento Interior de la Auditoría Superior de la Federación; 28, párrafos segundo y tercero, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y

CONSIDERANDO

- I. Que el 30 de abril de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el “ACUERDO por el cual se amplía la suspensión de los plazos y términos legales en la Auditoría Superior de la Federación a que se refiere el diverso acuerdo publicado el 16 de abril de 2020, debido a la emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor ocasionada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19) y con motivo de la extensión de la jornada nacional de sana distancia para mitigar la dispersión y transmisión del mismo”, ampliación que abarcó el periodo comprendido del 1 al 17 de mayo del año en curso;
- II. Que el 30 de marzo de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el “ACUERDO por el que se declara como emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor, a la epidemia de enfermedad generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)”;
- III. Que el 21 de abril de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el “ACUERDO por el que se modifica el similar por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado el 31 de marzo de 2020”, por ser necesario mantener y extender la Jornada Nacional de Sana Distancia;
- IV. Que en concordancia con dichas medidas extraordinarias derivadas de la emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor y con motivo de la extensión de la Jornada Nacional de Sana Distancia para mitigar la dispersión del virus, resulta necesario que la Auditoría Superior de la Federación amplíe la suspensión de sus plazos y términos legales; y
- V. Que con el objeto de observar los plazos y términos establecidos por la legislación aplicable en la práctica de auditorías, así como el trámite de los distintos procedimientos que son competencia de la Auditoría Superior de la Federación, se emite el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO. Se amplía la suspensión de los plazos y términos legales a que se refiere el diverso Acuerdo de la Auditoría Superior de la Federación publicado en el Diario Oficial de la Federación el pasado 30 de abril del año en curso, ampliación que incluirá el periodo comprendido del 18 al 31 de mayo de 2020.

Lo anterior, con excepción de las actividades de la Dirección General de Responsabilidades y de la Dirección General de Responsabilidades a los Recursos Federales en Estados y Municipios, para el único efecto de la emisión de los acuerdos de inicio de los procedimientos resarcitorios, los oficios citatorios y su notificación; así como los trámites administrativos de las áreas que resulten necesarios para su debido cumplimiento.

SEGUNDO. Cualquier actuación, requerimiento, solicitud o promoción realizada ante cualquiera de las unidades administrativas de la Auditoría Superior de la Federación, en alguno de los días considerados por el presente Acuerdo, en su caso, surtirá efectos hasta el primer día hábil siguiente en términos del artículo 28 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

TRANSITORIOS

PRIMERO.- El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- Publíquese el presente Acuerdo en el Diario Oficial de la Federación.

En la Ciudad de México, a los 11 días del mes de mayo de 2020.- El Auditor Superior de la Federación,
David Rogelio Colmenares Páramo.- Rúbrica.

PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ACUERDO por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al periodo que se especifica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- HACIENDA.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Acuerdo 48/2020

Acuerdo por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al periodo que se especifica.

IVÁN CAJEME VILLARREAL CAMERO, Titular de la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en lo dispuesto por el artículo Primero del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de diciembre de 2016 y sus posteriores modificaciones, se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles automotrices, correspondientes al periodo comprendido del 16 al 22 de mayo de 2020.

ACUERDO

Artículo Primero. Los porcentajes del estímulo fiscal para el periodo comprendido del 16 al 22 de mayo de 2020, aplicables a los combustibles automotrices son los siguientes:

Combustible	Porcentaje de Estímulo
Gasolina menor a 91 octanos	0.00%
Gasolina mayor o igual a 91 octanos y combustibles no fósiles	0.00%
Diésel	0.00%

Artículo Segundo. Los montos del estímulo fiscal para el periodo comprendido del 16 al 22 de mayo de 2020, aplicables a los combustibles automotrices son los siguientes:

Combustible	Monto del estímulo fiscal (pesos/litro)
Gasolina menor a 91 octanos	\$0.000
Gasolina mayor o igual a 91 octanos y combustibles no fósiles	\$0.000
Diésel	\$0.000

Artículo Tercero. Las cuotas para el periodo comprendido del 16 al 22 de mayo de 2020, aplicables a los combustibles automotrices son las siguientes:

Combustible	Cuota (pesos/litro)
Gasolina menor a 91 octanos	\$4.950
Gasolina mayor o igual a 91 octanos y combustibles no fósiles	\$4.180
Diésel	\$5.440

TRANSITORIO

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

Ciudad de México, a 14 de mayo de 2020.- Con fundamento en el artículo Primero, último párrafo del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, en suplencia del C. Subsecretario de Hacienda y Crédito Público, el Titular de la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios, **Iván Cajeme Villarreal Camero**.- Rúbrica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- HACIENDA.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Acuerdo 49/2020

Acuerdo por el cual se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables a la enajenación de gasolinas en la región fronteriza con los Estados Unidos de América, correspondientes al periodo que se especifica.

IVÁN CAJEME VILLARREAL CAMERO, Titular de la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en lo dispuesto por los artículos Segundo y Quinto del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de diciembre de 2016 y sus posteriores modificaciones, se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables a la enajenación de gasolinas en la franja fronteriza de 20 kilómetros y en el territorio comprendido entre las líneas paralelas de más de 20 y hasta 45 kilómetros a la línea divisoria internacional con los Estados Unidos de América, durante el periodo que se indica, mediante el siguiente

ACUERDO

Artículo Único.- Se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables, dentro de la franja fronteriza de 20 kilómetros y del territorio comprendido entre las líneas paralelas de más de 20 y hasta 45 kilómetros a la línea divisoria internacional con los Estados Unidos de América, a que se refieren los artículos Segundo y Quinto del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, durante el período comprendido del 16 al 22 de mayo de 2020.

Zona I						
Municipios de Tijuana y Playas de Rosarito del Estado de Baja California						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$0.000	\$0.000	\$0.000	\$0.000	\$0.000	\$0.000
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$0.000	\$0.000	\$0.000	\$0.000	\$0.000	\$0.000
Municipio de Tecate del Estado de Baja California						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$0.130	\$0.108	\$0.087	\$0.065	\$0.043	\$0.022
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$0.140	\$0.117	\$0.093	\$0.070	\$0.047	\$0.023
Zona II						
Municipio de Mexicali del Estado de Baja California						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$0.580	\$0.483	\$0.387	\$0.290	\$0.193	\$0.097
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$0.600	\$0.500	\$0.400	\$0.300	\$0.200	\$0.100
Zona III						
Municipio de San Luis Río Colorado del Estado de Sonora						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.360	\$2.800	\$2.240	\$1.680	\$1.120	\$0.560
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$2.900	\$2.417	\$1.933	\$1.450	\$0.967	\$0.483
Zona IV						

Municipios de Puerto Peñasco y Caborca del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.470	\$2.892	\$2.313	\$1.735	\$1.157	\$0.578
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$2.490	\$2.075	\$1.660	\$1.245	\$0.830	\$0.415

Municipio de General Plutarco Elías Calles del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.010	\$2.508	\$2.007	\$1.505	\$1.003	\$0.502
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$1.960	\$1.633	\$1.307	\$0.980	\$0.653	\$0.327

Municipios de Nogales, Sáric, Agua Prieta del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.160	\$2.633	\$2.107	\$1.580	\$1.053	\$0.527
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$2.260	\$1.883	\$1.507	\$1.130	\$0.753	\$0.377

Municipios de Santa Cruz, Cananea, Naco y Altar del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.160	\$2.633	\$2.107	\$1.580	\$1.053	\$0.527
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$2.210	\$1.842	\$1.473	\$1.105	\$0.737	\$0.368

Zona V**Municipio de Janos, Manuel Benavides, Manuel Ojinaga y Ascensión del Estado de Chihuahua**

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$4.230	\$3.525	\$2.820	\$2.115	\$1.410	\$0.705
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$3.320	\$2.767	\$2.213	\$1.660	\$1.107	\$0.553

Municipios de Juárez, Praxedis G. Guerrero y Guadalupe Estado de Chihuahua

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.410	\$2.842	\$2.273	\$1.705	\$1.137	\$0.568
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$2.860	\$2.383	\$1.907	\$1.430	\$0.953	\$0.477

Municipio de Coyame del Sotol del Estado de Chihuahua

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.820	\$3.183	\$2.547	\$1.910	\$1.273	\$0.637
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$3.000	\$2.500	\$2.000	\$1.500	\$1.000	\$0.500

Zona VI						
Municipios de Ocampo, Acuña, Jiménez, Guerrero y Zaragoza del Estado de Coahuila de Zaragoza y municipio de Anáhuac del Estado de Nuevo León						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$4.550	\$3.792	\$3.033	\$2.275	\$1.517	\$0.758
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$3.410	\$2.842	\$2.273	\$1.705	\$1.137	\$0.568
Municipios de Piedras Negras y Nava del Estado de Coahuila de Zaragoza						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$4.220	\$3.517	\$2.813	\$2.110	\$1.407	\$0.703
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$3.090	\$2.575	\$2.060	\$1.545	\$1.030	\$0.515
Municipio de Hidalgo del Estado de Coahuila de Zaragoza y Nuevo Laredo del Estado de Tamaulipas						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$4.120	\$3.433	\$2.747	\$2.060	\$1.373	\$0.687
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$2.990	\$2.492	\$1.993	\$1.495	\$0.997	\$0.498
Zona VII						
Municipios de Guerrero, Mier y Valle Hermoso del Estado de Tamaulipas						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$4.500	\$3.750	\$3.000	\$2.250	\$1.500	\$0.750
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$3.410	\$2.842	\$2.273	\$1.705	\$1.137	\$0.568
Municipios de Reynosa, Camargo, Gustavo Díaz Ordaz, Rio Bravo, Matamoros y Miguel Alemán del Estado de Tamaulipas						
	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 91 octanos:	\$3.830	\$3.192	\$2.553	\$1.915	\$1.277	\$0.638
b) Gasolina mayor o igual a 91 octanos:	\$2.650	\$2.208	\$1.767	\$1.325	\$0.883	\$0.442

TRANSITORIO

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

Ciudad de México, a 14 de mayo de 2020.- Con fundamento en el artículo Segundo, tercer párrafo del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, en suplencia del C. Subsecretario de Hacienda y Crédito Público, el Titular de la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios, **Iván Cajeme Villarreal Camero.-** Rúbrica.

MODIFICACIONES y adiciones a las disposiciones de carácter general en materia de operaciones de los Sistemas de Ahorro para el Retiro.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- HACIENDA.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.- Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro.

MODIFICACIONES Y ADICIONES A LAS DISPOSICIONES DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE AHORRO PARA EL RETIRO

El Presidente de la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro, con fundamento en lo previsto en los artículos 1o, 2o, 5o fracciones I, II, III, IV, VI, VII, XIII bis y XVI, 12 fracciones I, VI, VIII y XVI, 18, 18 bis, 19, 20, 21, 25, 26, 29, 30, 31, 36, 37, 37 A, 37 C, 39, 40, 41, 43, 47, 47 bis, 53, 57, 58, 59, 64, 64 bis, 64 ter, 65, 70, 74, 74 bis, 74 ter, 74 quáter, 74 quinquies, 76, 77, 78, 79, 80, 88, 89 90 fracciones II, IV y XIII, 91, 99, 111 y 113 de la Ley de los Sistemas de Ahorro para el Retiro; 167, 175, 176, 177, 179, 181, 182, 187, 188, 191 fracción II, 192, 195, 198 y 200 de la Ley del Seguro Social; 2o., 13, 21, 26, 64, 76, 77, 78, 83, 87, 91, 93, 97, 98, 100, 101, 102, 105 fracción VII, 106, 108 fracción II, inciso c, 119 y 123 fracción II, así como Quinto, Séptimo, Décimo, Décimo Primero, Vigésimo Segundo, Vigésimo Cuarto, Vigésimo Quinto, Vigésimo Sexto y Vigésimo Séptimo Transitorios del Decreto por el que se expide la Ley del Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado; 1o., 5o. último párrafo, 29 fracción II, 34, 38, 40, 43, 43 bis y Octavo Transitorio de la Ley del Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores; 1o, 14, 15, 16, 23, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 59, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 106, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 139, 140 y 154 del Reglamento de la Ley de los Sistemas de Ahorro para el Retiro; 1, 2 fracción III y 8o. primer párrafo del Reglamento Interior de la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro, y

CONSIDERANDO

Que es necesario promover en mayor medida la eficiencia y automatización de los procesos operativos del Sistema de Ahorro para el Retiro, para lo cual se deben aprovechar las tecnologías de la información para brindar nuevos productos y servicios y ampliar el acceso al SAR;

Que para reducir los costos administrativos para las Afore y para los trabajadores, es necesario aligerar la carga regulatoria en los procesos operativos, especialmente en el Back Office de las Administradoras, para permitirles el uso y contratación de servicios de validación, control y gestión que les permitan generar economías de escala y ahorros en la operación que se vean reflejados en las comisiones que cobran a los ahorradores;

Que con la finalidad de reducir cargas administrativas y reducir los costos asociados a los trámites que se llevan a cabo, en beneficio del Sistema de Ahorro para el Retiro y los participantes en los mismos, es necesario reducir y eliminar la mención a copias fotostáticas, promover medios electrónicos de almacenamiento y operación y hacer más eficiente el marco regulatorio operativo;

Que para efficientar el proceso de traspaso, es necesario reducir diversos pasos en el procedimiento, tal es el caso del Folio de Certificado para Traspaso, en virtud de que con la implementación de la autenticación biométrica y otros mecanismos de seguridad ya se cumplen con los objetivos de seguridad para dicho proceso, por tanto debe simplificarse;

Que para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 78 de la Ley General de Mejora Regulatoria, así como al 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”, deben considerarse las eliminaciones efectuadas en los artículos 198 y 448 segundo y tercer párrafo de las presentes Modificaciones y Adiciones a las Disposiciones de carácter general en materia de operaciones de los sistemas de ahorro para el retiro, en términos del Anexo de Calidad Regulatoria correspondiente, ha tenido a bien expedir las siguientes:

MODIFICACIONES Y ADICIONES A LAS DISPOSICIONES DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE AHORRO PARA EL RETIRO

PRIMERO.- Se **MODIFICAN** los artículos 1 fracción CLI, 9 fracciones VIII y IX, el inciso a) de párrafo tercero, y el último párrafo, 13, 14 párrafo tercero, 16 párrafo primero, 18, 20 párrafo primero, 60 párrafo primero, 90 fracción VI párrafo segundo, 92 fracción II inciso c., 121 párrafos primero, tercero y quinto con sus fracciones I, II, III y párrafo séptimo, 134 párrafo primero, 135, 147 párrafo cuarto, 148 fracción V, 149 bis párrafo cuarto, 149 bis B, fracción III, 150 párrafos segundo y tercero, 154 párrafo primero, 155, 159, 164, 168

fracciones VII y VIII, 172 párrafos primero y segundo, 173 fracciones IX y X, así como párrafo penúltimo, 176 párrafo primero, 180 fracción I inciso e., 182 párrafos primero, cuarto y séptimo, 186 párrafo segundo y párrafo tercero, fracción II, 188, 189 párrafo primero, y sus fracciones II y XIV, 194 párrafo segundo, 195 párrafo primero, 197 párrafo primero, 198 párrafo primero, párrafo tercero y en su inciso a., y párrafo antepenúltimo, 199, 214 párrafo tercero, 216 párrafo primero, 217 párrafo segundo, 218 párrafo primero, 219 párrafo primero, párrafo segundo fracción II, 222 fracción VI, 224 párrafo primero, 225 párrafo segundo, 227 fracción IV, 240 párrafo tercero, 248 párrafos primero, segundo y tercero, 259 fracción III y párrafo antepenúltimo, 262 párrafo primero, y su fracción I inciso c., fracción II inciso b., fracción III y sus incisos a., b. y c., 263 párrafo primero, y la fracción I en sus numerales 3, 4 y 5, fracción II en sus numerales 1, 2 y 3 así como fracción III en sus numerales 1, 2 y 3, 274 párrafo tercero, 277 fracciones I y II, así como párrafo segundo, 278, 346 párrafo primero, 419 párrafos primero y segundo, 423 párrafo primero, y sus fracciones II, IV y V, así como sus párrafos segundo y tercero, 424 párrafo primero, fracción I párrafo primero, y fracciones V y VI con sus incisos a. y b., 425, 426, 427, 428 párrafos primero, tercero y quinto, el Anexo A párrafos primero y segundo, y el Anexo E fracción II; se **ADICIONAN** los artículos 1 con las fracciones XXXIII bis y LXII ter, 9 con la fracción X y un párrafo último, 140 bis, 150 con una fracción IX, 155 bis, 168 con una fracción IV bis, 173 con una fracción XI, 217 con tercer párrafo 218 con un segundo párrafo, 222 ter, 346 bis, 424 fracción I con un segundo párrafo y 464 bis; así como se **DEROGAN** los artículos 1 fracción LXX, 148 fracción II inciso c., 150 fracción II, 156, 157 párrafos segundo, tercero, cuarto, quinto, sexto y séptimo, 158, 168 fracción II inciso c., y las fracciones V y VI, así como su último párrafo, 182 párrafos segundo y tercero, 183, 184, párrafos segundo, tercero, cuarto y quinto, 185, 187, 189 fracción XII, 210 fracción I inciso h., 217 fracciones I y II así como su último párrafo, 219 fracción III, 222 fracción IV, 224 fracciones I y II así como su último párrafo, 225 último párrafo, 236, 253, 347, 348, 423 fracción III, 448 párrafos segundo y tercero, el Anexo I y el Artículo Octavo Transitorio todos de las "Disposiciones de carácter general en materia de operaciones de los Sistemas de Ahorro para el Retiro", publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2015, con sus modificaciones y adiciones publicadas en el mismo instrumento para quedar en los siguientes términos:

"ÍNDICE

...

Anexo "I"

(Se deroga)

..."

"Artículo 1. ...

I. a XXXIII. ...

XXXIII bis. Correo Electrónico, al mensaje de datos enviado a través de internet, o cualquier dispositivo electrónico o tecnologías similares incluyendo dispositivos portátiles, mensajes de dos vías o sistemas de mensajería instantánea a nombre del titular de la Cuenta Individual o asociados a un número de teléfono móvil registrado igualmente a su nombre, que permitan una comunicación dinámica y directa entre las Administradoras y los Trabajadores, para efectos de comunicarles oportunamente los elementos previstos en la normatividad aplicable, incluido el estado de cuenta;

XXXIV. a LII bis. ...

LXII ter. Empresa de Tecnología Financiera, a las entidades reguladas por una Autoridad Financiera o a las Sociedades Autorizadas a que se refieren las disposiciones de carácter general relativas a las sociedades autorizadas para operar modelos novedosos a que hace referencia la Ley para Regular las Instituciones de Tecnología Financiera que ofrezcan productos y servicios financieros haciendo uso de tecnologías de la información y comunicación como elementos primordiales de sus procesos;

LXIII. a LXIX. ...

LXX. Se deroga

LXXI. a CL. ...

CLI. Solicitudes de Registro y Traspaso, los documentos que las Administradoras pongan a disposición de los Trabajadores para llevar a cabo el proceso de Registro o de Traspaso de su Cuenta Individual a la Administradora de su elección, los cuales deberán contener al menos la información establecida en los artículos 150 y 173, respectivamente, de las presentes disposiciones de carácter general, asimismo en dichos documentos se incluirá el contrato de administración de fondos para el retiro;

CLII. a CLXIV. ..."

“Artículo 9. ...

I. a VII. ...

VIII. Pre-Solicitud de disposición de recursos por ayuda para gastos de matrimonio o Retiro Parcial por Desempleo a que se refiere el artículo 419 de las presentes disposiciones de carácter general;

IX. Pre-solicitud de disposición de recursos a que se refiere el artículo 406 de las presentes disposiciones de carácter general, y

X. Cualquier otro servicio que sea autorizado por la Comisión.

...

...

a) Autenticar la identidad de los Trabajadores que ingresen al E-SAR con el Factor de autenticación categoría 2 o superior a que se refiere la fracción II del Anexo B de las presentes disposiciones de carácter general; dicha autenticación solamente será aplicable para aquellos servicios relacionados con la emisión de la constancia sobre las implicaciones del Traspaso, disposición de recursos por ayuda para gastos de matrimonio, Retiro Parcial por Desempleo y los de disposición de recursos a que se refiere el artículo 406 de las presentes disposiciones de carácter general, así como para aquellos servicios que requieran de un nivel mínimo de autenticación en términos del Manual de Procedimientos Transaccionales. En cuanto a la emisión del Folio de Conocimiento del Traspaso, dicha autenticación se llevará a cabo mediante los Factores de Autenticación categoría 2 y 3 del Anexo B de las presentes disposiciones de carácter general, con la finalidad de garantizar que sea el propio Trabajador quien realice el trámite.

b) a f) ...

Las Empresas Operadoras deberán mantener registros auditables y poner a disposición de la Comisión la información que se genere a partir de las pre-solicitudes y solicitudes de servicio a que se refieren las fracciones I a X anteriores y los mecanismos especificados en el párrafo anterior.

Las Empresas Operadoras deberán informar a la Comisión las adecuaciones, nuevas funcionalidades o cualquier mantenimiento en el portal E-SAR o a la Aplicación Móvil, a más tardar el día hábil inmediato anterior a su implementación.”

“Artículo 13. La Comisión, en ejercicio de sus facultades de supervisión y vigilancia, podrá verificar en cualquier momento, la atención a los servicios de administración de la Cuenta Individual que brindan las Administradoras a los Trabajadores, así como que éstas den atención, seguimiento y resuelvan las solicitudes de los Trabajadores o Beneficiarios.”

“Artículo 14. ...

...

Por lo menos una vez al año, las Administradoras deberán contactar telefónicamente o a través de cualquier otro medio no presencial que establezcan en sus Manuales de Políticas y Procedimientos, a los Trabajadores que tengan 60 años de edad o más, que no hayan iniciado con su trámite de pensión, con el fin de informarles las características de su Cuenta Individual, las opciones de retiro con que cuentan y los trámites que deberán llevar a cabo para obtener la pensión que en su caso les corresponda. Las Administradoras deberán conservar las evidencias del contacto con el Trabajador. Cuando el Trabajador tenga 65 años o más, la Administradora de que se trate deberá comunicarle mediante el estado de cuenta cuatrimestral al Trabajador que, en su caso, cuenta con recursos que puede disponer de acuerdo con lo que se establece en el artículo 408 de las presentes disposiciones de carácter general. Mientras el Trabajador no haya sido contactado conforme a lo establecido en este párrafo y mientras no inicie con su trámite de pensión, la Administradora le hará saber a través de cualquier medio no presencial, que cuenta con recursos para disponer. Las Administradoras deberán establecer dichos medios no presenciales en sus Manuales de Políticas y Procedimientos, conservando las evidencias de contacto con el Trabajador.

...”

“Artículo 16. Las Administradoras deberán conservar de manera electrónica por cada Trabajador a que haya prestado el servicio de administración de cuentas, un ejemplar de la Solicitud de Registro o Traspaso, del Documento de Rendimiento Neto, así como de cualquier otro documento referente o relacionado con los trámites, servicios o transacciones que éstos o sus Beneficiarios, en su caso, realicen en los Sistemas de Ahorro para el Retiro.

...

...”

"Artículo 18. El contrato de administración de fondos para el retiro con una Administradora, deberá incluirse en las Solicitudes de Registro y Traspaso, donde deberá ser firmado para su formalización. Para que las Administradoras recaben el consentimiento de los Trabajadores para realizar actos relacionados con sus Cuentas Individuales, los Trabajadores deberán emitir su consentimiento y voluntad de manera expresa, por escrito o a través del uso de los Medios Electrónicos aprobados por la Comisión y que para tal efecto se prevean en las presentes disposiciones de carácter general.

Para la formalización del contrato de administración de fondos para el retiro, a través de la firma de las Solicitudes de Registro y Traspaso, las Administradoras deberán asegurarse que los Medios Electrónicos que utilicen para tales efectos, permitan a los Trabajadores conocer y manifestar que conocen el alcance, contenido y condiciones del contrato, así como una opción que les permita manifestar su consentimiento y firmar el documento previamente a continuar con el proceso de Registro o Traspaso, de conformidad con lo previsto en las presentes disposiciones de carácter general.

La entrega o el envío por correo electrónico o a través de algún otro medio de comunicación siempre que éste haya sido aceptado por el trabajador, de un ejemplar de las Solicitudes de Registro y Traspaso, no deberá generar ningún cargo para este último."

"Artículo 20. La Comisión, en ejercicio de sus facultades de inspección y vigilancia, podrá requerir a las Administradoras y Empresas Operadoras cualquier información sobre las operaciones que se lleven a cabo o estén relacionados con las Cuentas Individuales, las Cuentas de Pensión o los Fondos de Previsión Social a los que presten servicios, así como sobre la atención, seguimiento y resolución de trámites o solicitudes y reclamaciones asociadas a los servicios de administración de cuentas que brindan las Administradoras o a la administración de la información y demás servicios relacionados que presten las Empresas Operadoras. Para tal efecto, las Administradoras deberán mantener a disposición de la Comisión, ya sea de manera física o electrónica, la información, datos o documentos relacionada con los diferentes procesos, servicios prestados, transacciones y actividades que se efectúen, aun cuando éstos ya hubieren concluido, de conformidad con las presentes disposiciones de carácter general.

...

..."

"Artículo 60. Las Administradoras deberán establecer las medidas de control y de seguridad de la información que procuren una adecuada operación y verificación de los procesos que se lleven a cabo en las Cuentas Individuales, mismas que deberán establecer en sus Manuales de Políticas y Procedimientos independientemente si el proceso se realizó por medio de un Agente Promotor o de Agente de Servicio, en la Unidad Especializada, en alguna oficina o sucursal, a través del centro de atención telefónica o de los medios electrónicos que para tal efecto se habiliten.

...

..."

"Artículo 90. ...

I. a V. ...

VI. ...

El área o unidad a que se refiere esta fracción deberá de contar con personal certificado en materia de seguridad cibernética; dichas certificaciones deberán estar avaladas por organismos de estandarización.

..."

"Artículo 92. ...

I. ...

...

...

II. ...

a. a b. ...

c. Evaluar al menos una vez al año, la vulnerabilidad a que puedan estar expuestos en el hardware, software, sistemas, aplicaciones, seguridad, recuperación de información, redes y cualquier otro tipo de tecnología de la información que implementen, por errores de procesamiento u operativos, fallas en los procedimientos, capacidades inadecuadas e insuficiencias de los controles instalados, entre otros. Asimismo, al menos una vez al año, deberán de realizar una auditoría, a través de una

empresa cualificada y certificada en materia de seguridad de la información por un organismo de estandarización, sobre las vulnerabilidades a que se refiere el párrafo que antecede, debiendo reportar los resultados de la auditoría a la Comisión a más tardar en el último día hábil del mes inmediato posterior a la recepción del dictamen correspondiente, incluyendo un programa de trabajo para fortalecer y minimizar las vulnerabilidades detectadas.

d. a f. ...

III. ...”

“Artículo 121. Los Trabajadores que hayan identificado inconsistencias en sus datos de identificación en la Administradora que opere su Cuenta Individual podrán iniciar ante ésta el trámite de la modificación de datos. Dicha modificación de datos se deberá realizar en la base de datos de la Administradora y en la Base de Datos Nacional SAR. Para estos efectos, deberán solicitar a los Trabajadores que presenten la documentación necesaria para su correcta identificación y estar en posibilidad de llevar a cabo las actualizaciones y/o modificaciones de datos que correspondan.

...

De manera enunciativa más no limitativa, las Administradoras podrán solicitar a los Trabajadores original de su identificación oficial para verificar su identidad, en términos de lo establecido en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo “D”, Apartado “A”, de las presentes disposiciones de carácter general, el Documento Probatorio y/o la Constancia CURP.

...

Los Beneficiarios que soliciten la actualización de datos, adicionalmente deberán presentar para verificar su identidad:

I. Original del acta de defunción del Trabajador titular de la Cuenta Individual;

II. Original de la identificación oficial del beneficiario, en términos de lo establecido en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo “D”, Apartado “A”, de las presentes disposiciones de carácter general, y

III. Original de alguno de los siguientes documentos:

a. a c. ...

...

Las Administradoras deberán integrar las imágenes de los documentos que requieran al expediente de servicio a nombre del Trabajador registrado al que correspondan, de conformidad con lo establecido en el Manual de Procedimientos Transaccionales.

...”

“Artículo 134. Las Administradoras son responsables de llevar a cabo la apertura, el Registro y el Traspaso de las Cuentas Individuales en estricto apego a la Ley, su Reglamento y las disposiciones de carácter general que para tal efecto emita la Comisión, para lo cual, podrán contratar Agentes Promotores, Empresas de Apoyo o Empresas de Tecnología Financiera autorizadas por la Comisión.

...”

“Artículo 135. Los Agentes Promotores de las Administradoras para realizar funciones relacionadas con la gestión del Registro y Traspaso de Cuentas Individuales, deberán estar inscritos y vigentes en el Registro de Agentes Promotores previsto en el artículo 36 de la Ley, su Reglamento y las disposiciones de carácter general que emita la Comisión. Asimismo, los Agentes Promotores deberán mostrar a los Trabajadores su Credencial de Agente Promotor vigente, previo a iniciar el trámite de que se trate.

Las Administradoras son responsables de los procesos de Registro y Traspaso que gestionen, por lo que responderán directamente de todas las actividades que realicen sus Agentes Promotores, Empresas de Apoyo o Empresas de Tecnología Financiera que contraten, en términos de lo dispuesto por el tercer párrafo del artículo 36 de la Ley y de las disposiciones de carácter general a las que deberán sujetarse las administradoras de fondos para el retiro en relación con sus Agentes Promotores, así como lo dispuesto por las presentes disposiciones de carácter general.”

“Artículo 140 bis. Las Administradoras podrán implementar el uso de modelos electrónicos para generar un folio que sustituya el Folio de Estado de Cuenta y la imagen digitalizada del estado de cuenta en los trámites de Traspaso. La autorización que en su caso emita la Comisión, tendrá una vigencia de veinticuatro meses, la cual podrá ser renovada por periodos iguales, siempre que la solicitud de renovación se presente por la Administradora interesada dentro del último mes de vigencia. En tanto la Comisión no otorgue la renovación correspondiente, la Administradora no podrá operar dicho modelo.

Para efectos del presente artículo, se entiende por modelos electrónicos a los sistemas que a través de una doble autenticación electrónica operan una confronta y comparación, en Línea y Tiempo Real, de una base de información histórica operada por entidades nacionales autorizadas, supervisadas y reguladas por autoridades de la Administración Pública Federal, bases de información histórica operadas por estas, o bases de información operadas por órganos constitucionales autónomos, contra los datos proporcionados por el Trabajador para la tramitación del Traspaso.

Las Administradoras deberán asegurarse que las bases de información histórica que utilicen para la operación de los modelos electrónicos a que se refiere el presente artículo, cumplan con los siguientes requisitos:

- A. Que no estén constituidas total o parcialmente con información proveniente de la Base de Datos Nacional del SAR o las bases de datos con que cuenten las Administradoras;
- B. Que los datos que se contengan en las bases de información histórica contra los que se confronten y comparen de aquellos proporcionados por los Trabajadores:
 - i. Tengan una antigüedad mayor a tres meses en dicha base;
 - ii. No estén asociados de forma alguna con el propio traspaso de la cuenta individual;
 - iii. Tengan su origen directa o indirectamente a partir de la integración de un expediente de información y documentación del Trabajador;
 - iv. Sean confiables, es decir, que sean datos que directa o indirectamente hayan sido proporcionados por el Trabajador, y
 - v. Sean verificables, es decir, que sean datos que fueron directa o indirectamente registrados a partir de una autenticación presencial con el Trabajador.
- C. Que no estén constituidas por cuentas bancarias catalogadas con nivel 1 ó 2 de acuerdo con la regulación emitida por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y por el Banco de México, y
- D. Que esté constituida por información que permita la autenticación electrónica mediante el uso de dicha base de información histórica.

Además de lo anterior, los esquemas en los que se basen los modelos electrónicos que en su caso se presenten ante la Comisión para su autorización, deberán cumplir con lo siguiente:

- a) Contar con reconocida capacidad y viabilidad técnica y operativa en materia de Traspasos en los sistemas de ahorro para el retiro, de igual forma deberán garantizar la seguridad, integridad y confidencialidad de la información que se intercambie a través de los mismos;
- b) Garantizar la seguridad y confidencialidad de la información proporcionada por el Trabajador al Agente Promotor;
- c) Mantener bitácoras que sean auditables y que permitan verificar, al menos, el lugar, la fecha y hora exacta donde se consultó en el modelo electrónico la información del Trabajador que solicita el Traspaso, y
- d) Establecer las medidas de control adicionales que le requiera la Comisión, en su caso, derivado de la naturaleza y características del modelo electrónico propuesto por la Administradora.

En caso de que los modelos electrónicos autorizados a que se refiere el presente artículo dejen de cumplir con los requisitos necesarios para su operación, las Administradoras no podrán utilizar dichos modelos electrónicos hasta en tanto no lleven a cabo las acciones necesarias para encontrarse nuevamente en cumplimiento. Para tal efecto, las Administradoras deberán suspender la operación de los modelos electrónicos de que se trate de forma inmediata y dar aviso a la Comisión a más tardar el día hábil siguiente en que se presente el evento de incumplimiento.

De igual forma, la Comisión, en ejercicio de sus facultades de supervisión, podrá ordenar la suspensión de las operaciones de dichos modelos electrónicos o revocar la autorización del mismo cuando detecte que ha dejado de cumplir con los requisitos exigidos para su funcionamiento o ponga en riesgo la información o los intereses de los Trabajadores.

Las Administradoras deberán presentar a la Comisión un programa de acciones correctivas que atiendan a los incumplimientos que motivaron la suspensión de la operación del modelo, dentro de un plazo de tres días hábiles contado a partir de la fecha en que se dio aviso del incumplimiento o se recibió por parte de la Comisión la orden de suspensión de la operación del modelo.

Las Administradoras deberán asegurarse que el funcionamiento y operación de los modelos electrónicos que se les autoricen en términos del presente artículo, se sujete permanentemente a la regulación que se encuentre vigente, así como a las modificaciones que en su caso se apliquen a la misma, lo anterior con la finalidad de conservar la autorización otorgada por la Comisión, de lo contrario la misma podrá ser revocada.”

“Artículo 147. ...

...

I. a VII. ...

...

Las Administradoras deberán contactar al Trabajador conforme a lo que establezcan en sus Manuales de Políticas y Procedimientos, dentro de los cinco días hábiles siguientes a que reciban de las Empresas Operadoras las pre-solicitudes para el Registro a fin de iniciar la gestión del mismo, de acuerdo a los procedimientos y plazos de contacto establecidos en el Anexo “L” de las presentes disposiciones de carácter general, a fin de que un Agente Promotor inicie la gestión del Registro con el Trabajador.

...

...”

“Artículo 148. ...

I. ...

II. ...

a. y b. ...

c. Se deroga

d. ...

III. ...

IV. ...

V. Registrar y almacenar un video que contenga la manifestación del Trabajador en la que exprese su consentimiento para el Registro y confirme sus datos personales y de contacto, de conformidad con las características establecidas en el Manual de Procedimientos Transaccionales. Las Administradoras serán responsables del resguardo y conservación del video, debiendo mantenerlo a disposición de la Comisión e implementar las medidas de seguridad necesarias para garantizar que no sea manipulable. De manera opcional, las Administradoras podrán efectuar el resguardo y conservación de los videos referidos en esta fracción, a través de las Empresas Operadoras.”

“Artículo 149 bis. ...

...

...

Cuando las Administradoras directamente o a través de Empresas de Apoyo o a través de Empresas de Tecnología Financiera faciliten el trámite de Registro Móvil a través de alguno de los módulos de la Aplicación Móvil en dispositivos electrónicos que no sean propiedad del Trabajador, deberán grabar al momento de realizar el trámite del Registro Móvil, un video que contenga la manifestación del Trabajador en la que exprese su consentimiento para el Registro Móvil y confirme sus datos personales y de contacto, de conformidad con las características establecidas en el Manual de Procedimientos Transaccionales, dicho video deberá ser almacenado por las Administradoras. Asimismo, las Administradoras deberán mantener a disposición de la Comisión dichos videos e implementar las medidas de seguridad necesarias para garantizar que los datos e información que se genere no sean manipulables. Los modelos que faciliten el Registro o el Registro Móvil a través de Empresas de Apoyo o a través de Empresas de Tecnología Financiera, deberán estar autorizados por la Comisión.”

“Artículo 149 bis B. ...

I. a II. ...

III. Atender lo establecido en el artículo 149 bis E;

IV. ...

...”

“Artículo 150. ...

I. ...

II. Se deroga

III. al VIII. ...

IX. Contrato de administración de fondos para el retiro, de acuerdo a lo establecido en el Anexo A de las presentes disposiciones.

Las Administradoras serán responsables de asegurarse que la Firma Manuscrita Digital del Agente Promotor que gestione el Registro, se asiente en presencia del Trabajador, cuando éste suscriba su Solicitud de Registro. Para tal efecto, los Medios Electrónicos que las Administradoras utilicen en el proceso de Registro deberán generar bitácoras que sean auditables y que permitan verificar, al menos, el lugar, la fecha y hora exacta en que las Solicitudes de Registro se firmaron por el Trabajador y por el Agente Promotor. Asimismo, las Administradoras deberán mantener a disposición de la Comisión dichas bitácoras e implementar las medidas de seguridad necesarias para garantizar que los datos e información que se genere no sean manipulables.

Las Administradoras, a través de los Agentes Promotores, deberán entregar físicamente, o enviar al correo electrónico que señale el Trabajador o bien, a través de los Medios Electrónicos que la Administradora ponga a disposición del Trabajador, un ejemplar de la Solicitud de Registro la cual deberá incluir el contrato de administración de fondos para el retiro y del Documento de Rendimiento Neto, firmados por el Trabajador y el Agente Promotor, al momento de tramitar el Registro.”

“Artículo 154. Las Administradoras deberán asegurarse que los Documentos de Rendimiento Neto y las Solicitudes de Registro las cuales deberán contener los contratos de administración de fondos para el retiro, que pongan a disposición de los Trabajadores, cumplan con los requisitos previstos en los Anexos “A”, “C” y “E”, según corresponda, de las presentes disposiciones de carácter general, se encuentren vigentes, así como que los campos para que los Trabajadores y los Agentes Promotores ingresen su Firma Biométrica y su Firma Manuscrita Digital se encuentren dentro del mismo documento y a la vista del Trabajador o del Beneficiario, en su caso.

...

...”

“Artículo 155. Las Administradoras, deberán establecer en sus Manuales de Políticas y Procedimientos controles de verificación orientados a asegurar la identidad del trabajador y garantizar el ejercicio de la voluntad de los Trabajadores, siendo la aplicación de los controles responsabilidad exclusiva de las Administradoras.

Asimismo, cuando derivado de los procesos de verificación de las Administradoras o del ejercicio de las facultades de supervisión de la Comisión, se identifiquen Registros Indevidos o Registros con errores o inconsistencias que se consideren como Registros Indevidos, el área de operaciones de las Administradoras a través de los controles y muestras señalados en sus Manuales de Políticas y Procedimientos, deberá asegurarse de revisar los expedientes de los Registros, Traspasos y Recertificaciones que el Agente Promotor, la Empresa de Apoyo o la Empresa de Tecnología Financiera de que se trate hubiere gestionado en los últimos doce meses.”

“Artículo 155 bis. Los programas de revisión que establezcan las Administradoras deberán concluirse en un plazo máximo de sesenta días naturales, contados a partir de que identifiquen las inconsistencias a que se refiere el artículo anterior.

Las Administradoras deberán conservar evidencia de los controles aplicados para asegurar el consentimiento de los Trabajadores.”

“Artículo 156. Se deroga.”

“Artículo 157. Las Administradoras deberán establecer en sus Manuales de Políticas y Procedimientos la realización de auditorías al menos una vez al año, sobre las Solicitudes de Registro, mediante la selección de una muestra estadísticamente representativa, para verificar, dar certeza respecto de los trámites solicitados y asegurar el cumplimiento de la normatividad aplicable.

Se deroga.

Se deroga.

Se deroga.

Se deroga.

Se deroga.

Se deroga.”

“Artículo 158. Se deroga.”

“Artículo 159. Las Administradoras, una vez que cumplan con los requisitos previstos en el artículo 148 anterior, deberán enviar a las Empresas Operadoras, de forma electrónica, la información, datos y elementos a que se refiere dicho numeral.”

“Artículo 164. Las Administradoras deberán gestionar el Traspaso de Cuentas Individuales a solicitud de los Trabajadores, únicamente en los supuestos previstos en la Ley y su Reglamento. Para ello podrán considerar la intervención directa de los Agentes Promotores o el uso de otros medios que satisfagan los requisitos previstos en las presentes disposiciones de carácter general y hayan sido autorizados por la Comisión.

El Traspaso de Cuentas Individuales únicamente podrá ser llevado a cabo cuando se identifique y autentique previamente a los Trabajadores y a los Agentes Promotores, en su caso, que gestionen los trámites a través del uso de la información contenida en el Expediente Electrónico.

Las Administradoras serán responsables de verificar que en todos los Traspasos que lleven a cabo, los Trabajadores y los Agentes Promotores, en su caso, cuenten con un Expediente Electrónico.”

“Artículo 168. ...

I. ...

II. ...

a. ...

b. ...

c. Se deroga.

d. ...

...

III. a IV. ...

IV bis. Para aquellos Trabajadores que previo a gestionar su Traspaso no cuenten con un Expediente de Identificación con autenticación biométrica, deberán validar la Identidad del Trabajador, a través de alguno de los siguientes métodos:

a. A través de los servicios de validación que las Empresas Operadoras de la Base de Datos Nacional SAR, tuvieran celebrado en su caso, con bases de información histórica operadas por entidades nacionales autorizadas, supervisadas y reguladas por autoridades de la Administración Pública Federal, bases de información histórica operadas por estas o bases de información operadas por órganos constitucionales autónomos, mediante el cual se valide la identidad del trabajador mediante un factor de autenticación categoría 5 a que se refiere el Anexo B, de las presentes disposiciones de carácter general;

b. A través de la validación del Trabajador utilizando la Aplicación Móvil de acuerdo a lo establecido en los factores de autenticación categoría 3 a que se refiere el Anexo B, de las presentes disposiciones de carácter general;

c. Mediante algún mecanismo de autenticación autorizado por la Comisión en términos del artículo 140 bis de las presentes disposiciones de carácter general;

d. Obteniendo del Trabajador el original del estado de cuenta con el Folio de Estado de Cuenta, de conformidad con lo siguiente:

i. Para las Solicitudes de Traspaso que se realicen en los meses de febrero, marzo, abril y mayo, se deberá presentar el Folio de Estado de Cuenta correspondiente al emitido en el tercer cuatrimestre del año inmediato anterior;

ii. Para las solicitudes de Traspaso que se realicen en los meses de junio, julio, agosto y septiembre, se deberá presentar el Folio de Estado de Cuenta correspondiente al emitido en el primer cuatrimestre del año en curso, y

iii. Para las solicitudes de Traspaso que se realicen en los meses de octubre, noviembre, diciembre y enero, se deberá presentar el Folio de Estado de Cuenta correspondiente al emitido en el segundo cuatrimestre del año en curso.

V. Se deroga;

VI. Se deroga;

VII. Realizar un análisis de la Solicitud de Traspaso, a efecto de verificar el consentimiento, la voluntad y la identificación del Trabajador que realiza el trámite, de acuerdo con lo previsto en el artículo 182 siguiente, y

VIII. Registrar y almacenar un video que contenga la manifestación del Trabajador en la que exprese su consentimiento para el Traspaso y confirme sus datos personales y de contacto, de conformidad con las características establecidas en el Manual de Procedimientos Transaccionales. Las Administradoras serán responsables del resguardo y conservación del video, debiendo mantenerlo a disposición de la Comisión e implementar las medidas de seguridad necesarias para garantizar que no sea manipulable. De manera opcional, las Empresas Operadoras, a solicitud de las Administradoras, podrán efectuar el resguardo y conservación de los videos referidos en esta fracción.

Se deroga.”

“Artículo 172. Las Administradoras Receptoras deberán utilizar la información personal contenida en los Expedientes de Identificación del Trabajador, para generar y pre-llenar las Solicitudes de Traspaso y Documentos de Rendimiento Neto. Las Administradoras Receptoras deberán utilizar mecanismos que garanticen la integridad, seguridad y confidencialidad de la información para extraer automáticamente la información de los Expedientes de Identificación de los Trabajadores y pre-llenar la información en los documentos a que se refiere el presente artículo.

Las Administradoras deberán asegurarse que por ningún motivo la información contenida en el Expediente de Identificación del Trabajador se encuentre disponible o se almacene en algún dispositivo o medio electrónico o bien, cualquier otra forma, por un periodo mayor a diez días hábiles a partir de la fecha de extracción de la información. La información extraída del Expediente de Identificación del Trabajador deberá existir únicamente en la Solicitud de Traspaso que debe incluir el contrato de administración de fondos para el retiro y en el Documento de Rendimiento Neto; la cual deberá permanecer resguardada en los sistemas informáticos que la Administradora Receptora determine, bajo los mecanismos que garanticen la integridad, seguridad, confidencialidad de la información, así como bitácoras de auditoría que permitan verificar la correcta gestión de la información del Expediente consultado.

...

...”

“Artículo 173. ...

I. a VIII. ...

IX. Firma Biométrica del Agente Promotor conforme a los criterios técnicos que establezcan las Empresas Operadoras para tal efecto;

X. Firma Manuscrita Digital del Agente Promotor que gestione el Traspaso, y

XI. Contrato de administración de fondos para el retiro, de acuerdo a lo establecido en el Anexo A de las presentes disposiciones.

...

Las Administradoras, a través de los Agentes Promotores, deberán entregar físicamente, o enviar al correo electrónico que señale el Trabajador, o bien a través de los Medios Electrónicos que la Administradora ponga a disposición del Trabajador un ejemplar de la Solicitud de Traspaso y del Documento de Rendimiento Neto, firmados por el Trabajador y el Agente Promotor, al momento de signar el Traspaso.

...”

“Artículo 176. Las Administradoras Receptoras deberán asegurarse que los Documentos de Rendimiento Neto y las Solicitudes de Traspaso que debe incluir el contrato de administración de fondos para el retiro que pongan a disposición de los Trabajadores cumplan con los requisitos previstos en los Anexos “A”, “C” y “E” de las presentes disposiciones de carácter general, se encuentren vigentes, personalizados, así como que los campos para que los Trabajadores y los Agentes Promotores ingresen su Firma Biométrica y su Firma Manuscrita Digital se encuentren dentro del mismo documento y a la vista del Trabajador.

...

...”

“Artículo 180. ...

I. ...

a. a d. ...

e. Informar al Trabajador, en Línea y en Tiempo Real, que la Administradora a la que se está traspasando tiene un rendimiento mayor, igual, o menor, según sea el caso, en comparación con la Administradora que actualmente administra su cuenta individual de conformidad con lo que al efecto se establezca en el Manual de Procedimientos Transaccionales, así como cualquier otra información que determine la Comisión;

f. y g. ...

II. ...

...

...”

“Artículo 182. Las Administradoras Receptoras, deberán establecer en sus Manuales de Políticas y Procedimientos, controles de verificación orientados a asegurar la identidad del trabajador y garantizar el ejercicio de la voluntad de los Trabajadores, siendo la aplicación de dichos controles responsabilidad exclusiva de las Administradoras Receptoras.

Se deroga

Se deroga

Asimismo, cuando derivado de los procesos de verificación de las Administradoras Receptoras o del ejercicio de las facultades de supervisión de la Comisión, se identifiquen Traspasos Indevidos o Traspasos con errores o inconsistencias que se consideren como posibles Traspasos Indevidos, el área de operaciones de las Administradoras a través de muestreos estadísticamente representativos, deberá asegurarse de revisar los expedientes de los Registros, Traspasos y Recertificación que el Agente Promotor, Empresas de Apoyo o Empresas de Tecnología Financiera hubieren gestionado en los últimos doce meses.

...

...

Las Administradoras Receptoras deberán conservar evidencia de los controles aplicados para asegurar el consentimiento de los Trabajadores.”

“Artículo 183. Se deroga.”**“Artículo 184. ...**

Se deroga.

Se deroga.

Se deroga.

Se deroga.

Se deroga.”

“Artículo 185. Se deroga.”**“Artículo 186. ...**

Las Administradoras Transferentes deberán conservar el soporte documental físico y en Medios Electrónicos, en caso de visitas domiciliarias, y el registro de las grabaciones de las llamadas telefónicas, que éstas hubieren realizado para efectuar la verificación de la voluntad de los Trabajadores.

...

I. ...

II. Recabar y conservar los elementos con los que sustenten que el Trabajador no emitió su consentimiento para el Traspaso, entre los cuales deberá considerar los elementos biométricos asociados a su Firma Biométrica, y

III. ...

...”

Sección IV
Del Folio de Certificado para Traspaso
(Se deroga)

“Artículo 187. Se deroga.”

“Artículo 188. Las Administradoras Receptoras, una vez que cumplan con los requisitos previstos en el artículo 168 de las presentes disposiciones de carácter general, deberán enviar a las Empresas Operadoras, de forma electrónica, la información, datos y elementos a que se refiere dicho numeral.”

“Artículo 189. Las Empresas Operadoras deberán certificar la información y elementos contenidos en las Solicitudes de Traspaso que reciban, así como validar la existencia del Expediente de Identificación del Trabajador y del Agente Promotor, previa confronta que hagan de los mismos con la información contenida en la Base de Datos Nacional SAR, y serán responsables de que los procesos de certificación se realicen de conformidad con lo dispuesto en la Ley, su Reglamento y, las presentes disposiciones de carácter general y el Manual de Procedimientos Transaccionales, considerando al menos lo siguiente:

I. ...

II. Que exista un Expediente Electrónico del Agente Promotor que gestionó el Traspaso;

II.bis a XI...

XII.- Se deroga

XIII. ...

XIV. Las validaciones que la Comisión establezca para tal efecto, mismas que deberán incluirse en el Manual de Procedimientos Transaccionales.

...

...

...

”

...

“Artículo 194. ...

En cada caso, el responsable del área comercial de las Administradoras deberá elaborar un informe detallado que explique las circunstancias que dieron origen al Registro o Traspaso Indebido. Asimismo, el responsable de los procesos de control interno de la Administradora deberá elaborar un informe en el que registren las minusvalías o plusvalías que presentó la cuenta desde el momento en que se materializó el Registro o Traspaso Indebido y las medidas correctivas que deban implementarse.

...

...

”

...

“Artículo 195. Los Trabajadores, cuando consideren que su Cuenta Individual ha sido objeto de un Registro o Traspaso Indebido, podrán acudir a la Administradora que llevaba su cuenta individual o la que haya informado del movimiento para solicitar la aclaración correspondiente, o bien presentar sus reclamaciones ante la CONDUSEF.

...

...

...

”

...

“Artículo 197. Las Empresas Operadoras deberán conformar, registrar, resguardar, administrar y actualizar en la Base de Datos Nacional SAR los Expedientes Electrónicos de los Trabajadores, Agentes Promotores y Agentes de Servicio en los plazos previstos en las presentes disposiciones de carácter general, de forma centralizada bajo estándares que garanticen la seguridad, integridad y confidencialidad de la información de los mismos.

...

...

...

...

”

...

“Artículo 198. Las Empresas Operadoras deberán asegurarse que los Expedientes Electrónicos sean únicos y se actualicen continuamente durante la permanencia en los Sistemas de Ahorro para el Retiro del Trabajador, Agente Promotor y Agente de Servicio.

...

I. a V. ...

Los Expedientes Electrónicos de los Agentes de Servicio deberán contener, al menos, lo siguiente:

- a. La Firma Biométrica y la Firma Manuscrita Digital del Agente de Servicio, y
- b. ...

...

Las Empresas Operadoras deberán identificar por separado los Expedientes Electrónicos que los Agentes tengan registrados como Trabajadores.

...

...”

“Artículo 199. Las Administradoras deberán capturar y procesar las Firmas Biométricas y Firmas Manuscritas Digitales de los Agentes de Servicio y Agentes Promotores de la Administradora.

Asimismo, las Administradoras deberán integrar y mantener actualizado un Expediente Electrónico a nombre de cada Agente de Servicio y Agente Promotor de la Administradora y remitirlo a las Empresas Operadoras para su registro y resguardo en la Base de Datos Nacional SAR.”

“Artículo 210. ...

I. ...

- a. a g. ...
- h. Se deroga
- i. a n. ...

II. a VI. ...

...”

“Artículo 214. ...

...

Las Empresas Operadoras deberán abstenerse de registrar y resguardar en la Base de Datos Nacional SAR los Expedientes de Identificación de los Trabajadores que las Administradoras les envíen derivado de los procesos de Registro y Traspaso, cuando el servicio que dio origen a la conformación de dicho expediente no se concrete. Tratándose de Traspasos, cuando la Solicitud de Traspaso no haya sido certificada, dichos expedientes podrán ser desechados, transcurrido un plazo de diez días hábiles posteriores a la fecha en que las Administradoras hayan iniciado el trámite de certificación ante las Empresas Operadoras.

...”

“Artículo 216. Las Administradoras deberán verificar si el Trabajador requiere modificar o actualizar la información y elementos a que se refieren los numerales I, incisos, f, g, i, j, k, l, y n, II, III y IV del artículo 210 anterior, de conformidad con la información que para tal efecto les proporcionen las Empresas Operadoras o, en su caso, los Trabajadores.

...

...

...

...”

“Artículo 217. ...

Las Administradoras deberán asegurarse que los Trabajadores sean contactados de manera presencial al menos una vez durante los primeros cinco años. La Recertificación a través de la Aplicación Móvil y/o realizada por el modelo propio de la administradora previamente autorizado por la Comisión de acuerdo con lo establecido en el artículo 222 ter, podrá sustituir la Recertificación presencial y la telefónica indistintamente.

El modelo autorizado deberá considerar los factores de autenticación a que se refiere el Anexo B de las presentes disposiciones de carácter general.

- I. Se deroga.
- II. Se deroga.
- Se deroga.”

“Artículo 218. Las Administradoras podrán llevar a cabo la Recertificación de manera presencial, a través de su centro de atención telefónica, de la Aplicación Móvil o a través de cualquier otro medio no presencial siempre que éste cuente con un factor de autenticación nivel 3 o superior en términos del Anexo B de las presentes disposiciones.

La Recertificación de las Cuentas Individuales de los Trabajadores tendrán una vigencia de treinta y seis meses, contados a partir de la fecha en que dicho atributo se registre en la Base de Datos Nacional SAR.”

“Artículo 219.- La Recertificación presencial deberá llevarse a cabo previa identificación y autenticación de los Trabajadores y del Agente Promotor, Agente de Servicio, Empresas de Apoyo o Empresas de Tecnología Financiera en su caso, que gestione el trámite, a través del uso de la información contenida en el Expediente Electrónico.

...

I. ...

II. Que el Trabajador asiente su nombre completo y Firma Biométrica, con los que manifieste que conoce su contenido y que es su voluntad realizar el trámite, en los siguientes documentos:

a. ...

b. ...

...

...

III. Se deroga;

IV. a VI. ...

...”

“Artículo 222.- ...

I. a III. ...

IV. Se deroga.

V. ...

VI. Registrar y almacenar una grabación de voz que contenga la manifestación del Trabajador en la que exprese su consentimiento para la Recertificación, de conformidad con las características establecidas en el Manual de Procedimientos Transaccionales. Las Empresas Operadoras podrán, a solicitud de la Administradora que así lo solicite, resguardar las grabaciones de voz sin que ello pueda afectar el servicio a los Trabajadores.

...”

“Artículo 222 ter. Los medios no presenciales diferentes a la Aplicación Móvil y telefónica a través de los cuales se lleve a cabo la recertificación no presencial y que en su caso las Administradoras implementen, deberán contar con la autorización de la Comisión. La autorización que en su caso se otorgue, tendrá una vigencia de veinticuatro meses; y podrá ser renovada por periodos iguales. En tanto la Comisión no otorgue la renovación correspondiente, la Administradora no podrá operar dicho modelo.

La Comisión contará con los plazos establecidos en la Ley para resolver sobre las autorizaciones, así como para prevenir a la Administradora para subsanar omisiones, o aclarar su solicitud.

Los medios a que refiere este artículo, deberán establecer controles de seguridad para la protección de los datos de los Trabajadores, así como y un factor de autenticación categoría 3 o superior a que se refiere el Anexo B de las presentes disposiciones de carácter general.”

“Artículo 224. Las Administradoras, deberán establecer en sus Manuales de Políticas y Procedimientos, los controles que les permitan llevar a cabo la valoración y comprobación de los expedientes de Recertificación de las Cuentas Individuales, debiendo de mantener a disposición de la Comisión la información sobre el nivel de cumplimiento de los controles previstos.

I. Se deroga.

II. Se deroga.

Se deroga.”

“Artículo 225.- ...

Asimismo, las Administradoras que derivado de la aplicación de sus medidas de verificación detecten Recertificaciones que se hubieren gestionado sin el consentimiento del Trabajador o con errores o inconsistencias, deberán incluir en su programa de control interno la revisión a través de muestreos estadísticamente representativos de los expedientes de la totalidad de las Solicitudes de Registros, Traspasos o Recertificación que el Agente Promotor, Empresa de Apoyo o Empresa de Tecnología Financiera de que se trate o el personal que realizó la llamada, según sea el caso.

...

...

Se deroga.”

“Artículo 227. ...

I. a III. ...

IV. Que no esté en proceso la certificación de Traspaso al momento en que las Administradoras soliciten la validación de la Recertificación y

V. ...

...

...

...

...”

“Artículo 236. Se deroga.”**Sección V****De la administración de las cuentas inhabilitadas****“Artículo 240. ...**

...

Las Administradoras cuando reciban información o recursos a favor de algún Trabajador cuya Cuenta Individual haya sido inhabilitada deberán comunicarlo a las Empresas Operadoras en los primeros 5 días hábiles del mes inmediato posterior a la recepción del recurso.”

“Artículo 248. Las Administradoras deberán atender a través de atención personalizada en sucursales, del E-SAR o de la Aplicación Móvil, las pre-solicitudes de transferencia o permanencia de los recursos de su Cuenta Individual de una Sociedad de Inversión a otra.

Para tal efecto, las Administradoras deberán poner a disposición de los Trabajadores, información sobre los requisitos, plazos y posibles riesgos sobre las características de la transferencia a realizar.

Las Administradoras deberán atender todas las pre-solicitudes para la transferencia o permanencia de los recursos que reciban de las Empresas Operadoras y realizar el contacto vía telefónica para obtener del Trabajador la elección de la Sociedad de Inversión en la que desee invertir los recursos de su Cuenta Individual. Lo anterior, a partir del día hábil siguiente a la fecha en la que la Administradora recibió la información de las pre-solicitudes de transferencia o permanencia y a más tardar el tercer día hábil posterior a la fecha en la que la Administradora recibió de la Empresa Operadora la información de las pre-solicitudes de transferencia o permanencia. Este contacto telefónico no será necesario para los casos en que el trámite se haya realizado de manera presencial o a través de la Aplicación Móvil.

...

...

...”

“Artículo 253. Se deroga.”**“Artículo 259. ...**

I. a II. ...

III. Las Administradoras, bajo su responsabilidad, cuando verifiquen o tengan conocimiento que una Cuenta Individual tenga depositados recursos que no le corresponden al titular de la Cuenta Individual o identifiquen dos o más Cuentas Individuales del mismo Trabajador y

IV. ...

...

Las Administradoras que tengan conocimiento de que se requiera unificar o separar una Cuenta Individual y cuenten con datos que les permitan localizar a los Trabajadores, deberán contactarlos a fin de que acudan a iniciar el trámite correspondiente. No obstante, aun cuando el intento de contacto no sea exitoso deberán proceder a iniciar el trámite siempre que la Administradora cuente con los elementos suficientes para llevar a cabo el proceso.

...

...”

“Artículo 262. Para que los sujetos a que se refieren las fracciones I, II y III del artículo 259 anterior, inicien el trámite de unificación de Cuentas Individuales, deberán presentar la siguiente documentación para verificar su identidad:

I. ...

a y b. ...

c. Original de la identificación oficial en términos de lo establecido en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo “D”, Apartado “A”, de las presentes disposiciones de carácter general.

II. ...

a. ...

b. Original de su identificación oficial, que podrá ser cualquiera de las establecidas en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo "D", Apartado "A", de las presentes disposiciones de carácter general, y

c. ...

III. Los Beneficiarios que inicien el trámite de unificación de cuentas, adicionalmente deberán presentar los siguientes documentos para verificar su identidad:

a. Original del acta de defunción del Trabajador titular de las Cuentas Individuales a unificar;

b. Original de la identificación oficial del Beneficiario, en términos de lo establecido en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo "D", Apartado "A", de las presentes disposiciones de carácter general, y

c. Original del documento con el que acredite su carácter de Beneficiario."

"Artículo 263. Para los sujetos a que se refieren las fracciones I y II del artículo 259 anterior, que inicien el trámite de separación de Cuentas Individuales, deberán presentar la siguiente documentación para verificar su identidad:

I. ...

2.

3. Documento con el que acredite la titularidad de los recursos de la Cuenta Individual;

4. Constancia CURP, y

5. Original de su identificación oficial, en términos de lo establecido en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo "D", Apartado "A", de las presentes disposiciones de carácter general.

II. ...

1. Documento con el que acredite la titularidad de los recursos de la cuenta invasora que podrá ser cualquiera de los siguientes documentos:

a) a d) ...

2. CURP del Trabajador, y

3. Original de su identificación oficial, en términos de lo establecido en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo "D", Apartado "A", de las presentes disposiciones de carácter general;

III. ...

1. Original del acta de defunción del Trabajador titular de la cuenta invasora, o en su caso, de la cuenta invadida;

2. Original de su identificación oficial, en términos de lo establecido en el catálogo de identificaciones previsto en el Anexo "D", Apartado "A", de las presentes disposiciones de carácter general, y

3. Original del documento con el que acredite su carácter de Beneficiario."

"Artículo 274. ...

...

Las Administradoras deberán entregar los documentos, información o aclaraciones sobre las Cuentas Individuales a que se refiere el presente artículo, en un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir del día en que el Trabajador solicite el documento, información o aclaración correspondiente, pudiendo las Administradoras entregarlos al momento de la solicitud, ya sea en sus sucursales, enviarlos a la dirección de correo electrónico, ponerlos a disposición del Trabajador en su Página Web, o de los medios que para tal efecto disponga la Administradora previa autorización del Trabajador, o bien, al domicilio del Trabajador que éste haya proporcionado para tal efecto. Tratándose de estados de cuenta sin Folio de Estado de Cuenta que soliciten los Trabajadores, las Administradoras deberán entregar los mismos en el momento en que el Trabajador lo solicite.

...

...

..."

“Artículo 277. ...

I. Dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha de apertura de la Cuenta Individual o de la liquidación de recursos, según corresponda, las Administradoras Receptoras deberán emitir y enviar una constancia de Registro, Traspaso o Recertificación al domicilio, al correo electrónico del Trabajador que conste en la Solicitud de Registro, Traspaso o Recertificación, según corresponda o a los medios que para tal efecto disponga la Administradora previa autorización del Trabajador, y

II. Tratándose de solicitudes de Registro, Traspaso y Recertificación que hayan sido “Rechazadas”, dentro de los cinco días hábiles posteriores a la fecha en que reciban de las Empresas Operadoras dicho resultado, deberán enviar al domicilio o al correo electrónico del Trabajador, según corresponda, o a los medios que para tal efecto disponga la Administradora Receptora previa autorización del Trabajador, un documento por el que se le informe del rechazo de su solicitud y los motivos que dieron lugar al mismo, inclusive si el rechazo lo realizó la propia Administradora derivado de sus procesos de verificación del cliente.

Las Administradoras emitir y enviar un resumen de movimientos conforme al formato que para tal efecto determine la Comisión, al domicilio de los Trabajadores o al correo electrónico del Trabajador, según corresponda, en el mismo plazo en que se entrega la constancia a que se refiere la fracción I anterior, conforme lo siguiente:

a. a b. ...

...”

“Artículo 278. Las Administradoras Transferentes deberán emitir una constancia de liquidación de Traspaso para cada Cuenta Individual traspasada y enviarla al domicilio del Trabajador titular de la misma o al correo electrónico, o a través de los medios que para tal efecto disponga la Administradora previa autorización del Trabajador, en su caso, dentro de los cinco días hábiles posteriores a que hubiere transferido los recursos. Adicionalmente, dichas Administradoras deberán mantener a disposición de la Comisión la información sobre las constancias de liquidación de Traspaso que envíen a los Trabajadores.”

“Artículo 346. Las Administradoras o Empresas Auxiliares que reciban aportaciones de Ahorro Voluntario, a través de cualquiera de los medios previstos en el artículo 337 anterior, deberán emitir un acuse de recibo de acuerdo con las características, lineamientos y criterios técnicos que se acuerden con las Empresas Operadoras, así como, en su caso, los que establezca la Comisión para tal efecto. Los acuses de recibo deberán contener al menos, el nombre o la CURP del Trabajador, así como el monto y tipo de aportación de Ahorro Voluntario que se realiza, este último requisito podrá excluirse para el caso de las Aportaciones Voluntarias que se reciban en el extranjero a través de Empresas Auxiliares que para tal efecto sean contratadas por las Administradoras o las Empresas Operadoras por mandato de éstas.

...”

“Artículo 346 bis. En caso de que la Empresa Auxiliar que reciba aportaciones de Ahorro Voluntario no genere un acuse de recibo con la información mínima descrita en el artículo anterior, la Administradora respectiva deberá generarlo y remitirlo al Trabajador a través de cualquier medio de contacto a su disposición.”

“Artículo 347. Se deroga.”

“Artículo 348. Se deroga.”

“Artículo 419.- Para el caso de retiros parciales, el Trabajador que acuda a una Administradora deberá presentar la pre-solicitud de disposición de recursos por ayuda para gastos de matrimonio o Retiro Parcial por Desempleo que haya realizado a través del E-SAR acompañada por la documentación que, en su caso, establezcan las Administradoras y los Institutos de Seguridad Social, en la forma y términos que para tal efecto establezcan dichos Institutos, según corresponda a cada caso.

La documentación que acompañe la solicitud de disposición de recursos deberá presentarse en original, a fin de que las Administradoras realicen la digitalización correspondiente y se conserve en el expediente del Trabajador.

...”

Sección VIII

De los Retiros Parciales por Desempleo y de la ayuda de matrimonio

“Artículo 423. Las Administradoras deberán poner a disposición de los Trabajadores las solicitudes de Retiros Parciales por Desempleo y de ayuda de matrimonio, que contengan al menos, la siguiente información, según sea el caso:

I. ...

II. Para el caso de las solicitudes de Retiros Parciales por Desempleo de Trabajadores afiliados al IMSS, deberá incorporarse la Modalidad del beneficio de Retiros Parciales por Desempleo solicitado y la Forma de Pago, de conformidad con lo previsto en el artículo 191 fracción II de la Ley del Seguro Social.

- III. Se deroga.
- IV. En su caso, los datos de la cuenta bancaria del Trabajador en la que se deberá realizar el depósito de los recursos, o los datos para la orden de pago, y
- V. La Firma Biométrica para las solicitudes presenciales. Para el caso de las no presenciales, la Firma Biométrica o, en su caso, la evidencia de la validación y autenticación de la identidad del Trabajador.

Las Administradoras deberán verificar que los datos asentados en la solicitud estén completos y que correspondan con la información que el Trabajador proporcione al momento de realizar el trámite.

Adicionalmente, las Administradoras deberán recabar del Trabajador para las solicitudes presenciales, la Clave Única de Servicio correspondiente a la pre-solicitud de disposición de recursos que el Trabajador haya obtenido a través del E-SAR.”

“Artículo 424. Para tramitar una solicitud de Retiros Parciales por Desempleo o ayuda de matrimonio ante las Empresas Operadoras, las Administradoras deberán cumplir, previamente, con los siguientes requisitos:

I. Que el trabajador haya realizado la pre-solicitud de Retiro Parcial por Desempleo o ayuda de matrimonio a que se refieren a que se refieren las fracciones VIII y IX del artículo 9 de las presentes disposiciones de carácter general.

La Solicitud de Retiro Parcial por Desempleo o ayuda de matrimonio, podrá llevarse a cabo a través de los medios no presenciales que la Administradora ponga a disposición del trabajador, previa autorización de la Comisión, debiendo contar con un factor de autenticación de categoría 3 o superior, en términos del Anexo B de las presentes disposiciones, además de cumplir con lo que establecen las fracciones III, IV, y V del presente artículo.

II. a IV. ...

V. Asegurarse que el Trabajador cuente con derecho a la disposición y que tratándose de Retiro Parcial por Desempleo para trabajadores afiliados al IMSS asiente en la solicitud el tipo de retiro que solicita;

VI. Asegurarse que el Trabajador asiente su nombre completo, Firma Biométrica o, en su caso, la validación y autenticación de la identidad del Trabajador con los que manifieste que conoce su contenido y que es su voluntad realizar el trámite; asimismo las Administradoras deberán:

a. Asegurarse que la solicitud de Retiros Parciales por Desempleo o de ayuda de matrimonio que se presente por Medios Electrónicos a los Trabajadores se apegue a los lineamientos que al efecto determine la Comisión.

b. Incluir en las solicitudes de Retiro Parciales por Desempleo un anexo donde el Trabajador manifieste que conoce y está consciente de las implicaciones del retiro sobre los recursos acumulados en su Cuenta Individual y en las semanas de cotización que tengan acreditadas ante los Institutos de Seguridad Social, de conformidad con lo previsto en las Leyes de Seguridad Social y de conformidad con los formatos y criterios que para tal efecto determine la Comisión sobre la solicitud de Retiros Parciales por Desempleo;

VII. ...”

“Artículo 425. El área de operaciones de la Administradora deberá llevar a cabo una valoración sobre la integración del expediente del Retiro Parcial por Desempleo de que se trate, a fin de verificar que la solicitud cumpla con los requisitos previstos en la presente sección, adicionalmente las Administradoras deberán establecer los mecanismos y controles necesarios que les permitan asegurar y garantizar que la información de la solicitud de Retiros Parciales por Desempleo es la misma con la que se obtiene la resolución ante el IMSS o del ISSSTE según sea el caso.

Las Administradoras, una vez que cumplan con los requisitos previstos en el artículo 424 anterior, deberán enviar a las Empresas Operadoras, de forma electrónica, la información, datos y elementos de las solicitudes de Retiros Parciales por Desempleo o de ayuda de matrimonio a más tardar dentro de los diez días hábiles a partir de la fecha de firma de la solicitud de Retiros Parciales por Desempleo o ayuda de matrimonio.”

“Artículo 426. Las Empresas Operadoras deberán validar la consistencia entre la información proporcionada por la Administradora y la registrada en la Base de Datos Nacional SAR. En caso de resultar exitosas las validaciones anteriores, las Empresas Operadoras, el mismo día a que reciban de la Administradora la petición de consulta de derecho al Retiro Parcial por Desempleo o ayuda de matrimonio, deberán enviar al IMSS o al ISSSTE según sea el caso la información, datos y elementos de las solicitudes para obtener la resolución del IMSS o del ISSSTE sobre la procedencia del retiro parcial.

Las Empresas Operadoras, a más tardar el día hábil siguiente a que reciban la resolución del IMSS o del ISSSTE según sea el caso, en relación con la procedencia de la solicitud de Retiros Parciales por Desempleo del Trabajador de que se trate, deberán enviar a la Administradora la resolución que hubiere emitido el IMSS o el ISSSTE y el certificado de la misma.

Para los casos en los que las Administradoras no logren concluir exitosamente el trámite en el plazo señalado en las presentes Disposiciones, deberán informarlo a las Empresas Operadoras a más tardar al tercer día hábil siguiente del término del plazo. Las Empresas Operadoras, el mismo día que reciban el aviso de las Administradoras, informarán al IMSS o al ISSSTE según sea el caso, que no fue posible concluir el trámite del Retiro Parcial de que se trate, por lo cual dejará sin efectos la resolución y el certificado emitido por el mismo, evitando en todo momento la afectación de los derechos de los Trabajadores.”

“Artículo 427. Las Administradoras deberán informar a los Trabajadores el resultado de la solicitud de Retiros Parciales por Desempleo o ayuda de matrimonio, dentro de los tres días hábiles siguientes y, en caso de ser procedente, deberán efectuar los pagos correspondientes, de conformidad con lo previsto en la Ley del Seguro Social 97 o la Ley del ISSSTE, según corresponda y las presentes disposiciones de carácter general.

Tratándose de Trabajadores afiliados al IMSS que soliciten el retiro Parcial por Desempleo y que opten por el beneficio previsto en el artículo 191 fracción II, inciso a) de la Ley del Seguro Social 97, las Administradoras deberán realizar el pago que corresponda, en un plazo máximo de 5 días hábiles a partir de la recepción por parte de las Administradoras de la resolución y el certificado que hubiere emitido el IMSS conforme lo previsto en el segundo párrafo del artículo 426 anterior.

Tratándose de Trabajadores afiliados al IMSS que soliciten el retiro Parcial por Desempleo y que opten por el beneficio previsto en el artículo 191 fracción II, inciso b) de la Ley del Seguro Social 97, las Administradoras deberán realizar el pago que corresponda, en un plazo máximo de cinco días hábiles a partir de la recepción por parte de las Administradoras de la resolución y el certificado que hubiere emitido el IMSS conforme lo previsto en el segundo párrafo del artículo 426 anterior y al artículo 428 siguiente.

Las Administradoras, dentro de los 15 días hábiles siguientes a partir de la resolución de derechos del IMSS o del ISSSTE según sea el caso a la que se refiere el artículo 426 anterior, deberán informar a las Empresas Operadoras sobre los pagos a que se refiere el presente artículo.”

“Artículo 428. Tratándose de Trabajadores afiliados al IMSS que opten por el beneficio previsto en el artículo 191 fracción II, inciso b) de la Ley del Seguro Social 97, las Administradoras deberán realizar los pagos que correspondan de acuerdo con las instrucciones que para tal efecto hubiere señalado el Trabajador en la solicitud de Retiros Parciales por Desempleo en máximo seis mensualidades, con montos proporcionales, la primera de las cuales podrá ser hasta por un monto de treinta días de su último salario base de cotización a solicitud de que el Trabajador no se hubiere reincorporado a laborar durante el plazo de entrega de los recursos.

...

Para dichos casos, las Administradoras deberán autenticar la identidad del Trabajador y llevar a cabo la obtención de la manifestación de que subsiste el estado del desempleo del Trabajador a partir del uso de la Aplicación Móvil o cualquier medio no presencial que la Administradora ponga a su disposición autorizado por la Comisión.

...

En caso de que el Trabajador no pueda o no desee emplear la Aplicación Móvil, éste podrá acudir ante la Administradora a manifestar, o hacer constar a través de los medios electrónicos no presenciales que la Administradora ponga a su disposición, bajo protesta de decir verdad, que subsiste su estado de desempleo, dentro de los cinco días naturales previos y cinco días posteriores a la fecha en que deba realizarse el pago de la siguiente mensualidad. Asimismo, las Administradoras deberán verificar con el IMSS, a través de las Empresas Operadoras, el estado de desempleo del Trabajador. Los medios electrónicos no presenciales que la Administradora emplee para los efectos a que se refiere este párrafo deberán contar con un factor de autenticación categoría 3 o superior en términos del Anexo B de las presentes disposiciones y deberán contar con la autorización de la Comisión.

...

...”

“Artículo 448. ...

Se deroga.

Se deroga.”

“Artículo 464 bis. Las Administradoras y las Empresas Operadoras en todo momento deberán mantener actualizados y vigentes los Certificados Digitales de al menos dos de sus representantes legales, de sus Contralores Normativos y Funcionarios Autorizados, según corresponda. En este sentido, deberán informar a la Comisión de las actualizaciones correspondientes para que surtan efectos en los sistemas tanto de la Entidad Central como de la propia Comisión.”

“TRANSITORIOS

...

ARTÍCULO OCTAVO. Se deroga.”

...”

“ANEXO A**CONTRATO DE ADMINISTRACIÓN DE FONDOS PARA EL RETIRO**

El contrato de administración de fondos para el retiro es aquel mediante el cual una Administradora se obliga ante un Trabajador a prestarle servicios de administración de los recursos de su Cuenta Individual; a comprar, en nombre y representación; y por cuenta y orden del Trabajador, utilizando los recursos de su Cuenta Individual, Acciones de las Sociedades de Inversión; y a constituirse como depositaria de dichas Acciones. El contrato de administración de fondos para el retiro, deberá incluirse en las Solicitudes de Registro y Traspaso, como parte integral de tales solicitudes, donde deberá ser firmado para su formalización.

El contrato de administración de fondos para el retiro deberá constar en Medios Electrónicos y estar suscrito por el Trabajador y por el o los representantes legales o apoderados que designe la Administradora, a través del uso de Medios Electrónicos, ópticos y/o de cualquier otra tecnología, siempre que la información generada o comunicada en forma íntegra, a través de dichos medios, sea atribuible a las partes y accesible para su consulta posterior. La falta de la firma del representante o apoderado de la Administradora, no afectará la validez del contrato.

...”

“ANEXO E**REQUISITOS QUE DEBERÁN CONTENER LAS SOLICITUDES DE REGISTRO, TRASPASO Y RECERTIFICACIÓN**

...

I. ...

II. Contenerse en máximo una página, sin considerar el contrato de administración de fondos para el retiro ni la información relativa al uso interno exclusivo de la Administradora;

III. a IV. ...

...”

ANEXO I**VALIDACIÓN Y ENTREGA DE FOLIO DE CERTIFICADO PARA TRASPASO**

Se deroga.

TRANSITORIOS

ARTÍCULO PRIMERO. Las presentes modificaciones y adiciones a las disposiciones de carácter general en materia de operaciones de los sistemas de ahorro para el retiro, entrarán en vigor al día hábil siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, con excepción de lo siguiente:

- I. La fracción IV bis del artículo 168 de las presentes modificaciones y adiciones, entrará en vigor a los 60 días hábiles posteriores a la publicación de las presentes modificaciones y adiciones.

Las modificaciones y acciones derogatorias relativas a la eliminación del Folio de Certificado para Traspaso, entrarán en vigor a los 180 días hábiles contados a partir del día hábil siguiente al de la publicación de las presentes modificaciones y adiciones;

- II. Los contratos de administración de fondos para el retiro podrán seguir utilizándose por separado de las Solicitudes de Registro y Traspaso, hasta el 31 de julio de 2020.

ARTÍCULO SEGUNDO. Con la entrada en vigor de las presentes disposiciones de carácter general, se derogan todas aquellas disposiciones que sean contrarias al presente ordenamiento.

ARTÍCULO TERCERO. Las Administradoras que cuenten con un modelo electrónico para generar un folio que sustituya el Folio de Estado de Cuenta y la imagen digitalizada del estado de cuenta en los trámites de Traspaso de conformidad con el artículo Octavo Transitorio de las Disposiciones de carácter general en materia de operaciones de los sistemas de ahorro para el retiro, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2015, con sus respectivas modificaciones y adiciones subsecuentes, que se deroga, podrán seguir operándolos hasta en tanto concluya la vigencia otorgada para tal efecto por la Comisión.

ARTÍCULO CUARTO. Las Empresas Operadoras deberán remitir a la Comisión las modificaciones y actualizaciones al Manual de Procedimientos Transaccionales, dentro de los 90 días hábiles posteriores a la publicación de las presentes disposiciones de carácter general en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, 7 de mayo de 2020.- El Presidente de la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro, **Abraham E. Vela Dib.**- Rúbrica.

MANUAL de Administración de Bienes Muebles y Manejo de Almacenes de la Casa de Moneda de México.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- HACIENDA.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.- Casa de Moneda de México.

ALEJANDRO RAMÍREZ SANDOVAL, Subdirector Corporativo Jurídico y de Seguridad de la Casa de Moneda de México, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 11, fracciones II y III de la Ley de la Casa de Moneda de México; 101, fracción I, de la Ley General de Bienes Nacionales; 19 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; numeral 6.1. del Manual de Organización de la Casa de Moneda de México; y

CONSIDERANDO

El último párrafo del artículo segundo del Acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación de fecha 21 de agosto de 2012, por el que se modifica el diverso de fecha 10 de agosto de 2010; y la jurisprudencia de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, publicada en el Semanario Judicial de la Federación y su Gaceta Décima Época, Libro 26, Enero de 2016, Tomo II, página 1512, Tesis: 2a./J. 152/2015 (10a.) registro número 2010889, en Materia Administrativa; esta Entidad, publica la normatividad interna que enseguida se indica, la cual puede verificarse completa en el portal web: www.gob.mx, en las siguientes direcciones electrónicas <http://normasapf.funcionpublica.gob.mx/NORMASAPF/> y www.dof.gob.mx/2020/SHCP/Manualde-Administracion.pdf

DENOMINACION DE LA NORMA: Manual de Administración de Bienes Muebles y Manejo de Almacenes de la Casa de Moneda de México.

EMISOR: Casa de Moneda de México.

FECHA DE EMISION: 01 de agosto 2005. Reformado el 12 de noviembre de 2019.

MATERIA: Administrativa.

TRANSITORIOS

Único.- El presente acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a 05 de febrero de 2020.- El Subdirector Corporativo Jurídico y de Seguridad,
Alejandro Ramírez Sandoval.- Rúbrica.

(R.- 495050)

SECRETARIA DE SALUD

ACUERDO por el que se modifica el diverso por el que se establece una estrategia para la reapertura de las actividades sociales, educativas y económicas, así como un sistema de semáforo por regiones para evaluar semanalmente el riesgo epidemiológico relacionado con la reapertura de actividades en cada entidad federativa, así como se establecen acciones extraordinarias, publicado el 14 de mayo de 2020.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- SALUD.- Secretaría de Salud.

JORGE CARLOS ALCOCER VARELA, Secretario de Salud, con fundamento en los artículos 4o, párrafo cuarto y 73, fracción XVI, Base 3a., de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 39 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 3o, fracciones I, II, III y XV, 4o. fracción III, 7o, fracciones I y XV, 13, apartado A, fracciones V, IX y X, 133, fracción IV, 134, fracciones II y XIV, 135, 141, 147 y 184 de la Ley General de Salud; Segundo, fracción V y Tercero del Decreto por el que se declaran acciones extraordinarias en las regiones afectadas de todo el territorio nacional en materia de salubridad general para combatir la enfermedad grave de atención prioritaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19), y

CONSIDERANDO

Que con fecha 14 de mayo de 2020, la Secretaría de Salud publicó en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo por el que se establece una estrategia para la reapertura de las actividades sociales, educativas y económicas, así como un sistema de semáforo por regiones para evaluar semanalmente el riesgo epidemiológico relacionado con la reapertura de actividades en cada entidad federativa, así como se establecen acciones extraordinarias, lo anterior, en atención a la emergencia sanitaria por la enfermedad causada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19) en nuestro país;

Que, sin perjuicio de que dicho Acuerdo ya establece una estrategia para la reapertura de las actividades sociales, educativas y económicas, se requiere que exista mayor precisión en las etapas, términos y procedimientos que deberán implementarse a efecto de que el retorno de la sociedad a sus actividades generales se dé en un entorno confiable que reduzca, en la mayor medida posible, los riesgos causados por la epidemia de COVID-19, y de esta manera se continúe con el abatimiento de la misma, para dar paso a la pronta recuperación económica, y

Que en atención a lo anterior, resulta necesario establecer un mecanismo que involucre a los sectores público, social y privado para retomar las actividades bajo protocolos de seguridad sanitaria, que garanticen tanto a sus trabajadores, como al público en general que se está cumpliendo con estándares que reducen los riesgos asociados al COVID-19, por lo que he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

ARTICULO UNICO.- Se modifican los numerales Segundo, fracción ii) y Cuarto del Acuerdo por el que se establece una estrategia para la reapertura de las actividades sociales, educativas y económicas, así como un sistema de semáforo por regiones para evaluar semanalmente el riesgo epidemiológico relacionado con la reapertura de actividades en cada entidad federativa, así como se establecen acciones extraordinarias, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 14 de mayo de 2020, para quedar como sigue:

“ARTICULO SEGUNDO.- [...]

i) [...]

ii) **Etapas 2.-** Abarca del 18 al 31 de mayo del 2020, y consiste en llevar a cabo acciones de aplicación general tendientes a la preparación para la reapertura de las actividades en general, como son: la elaboración de protocolos sanitarios para el reinicio seguro de actividades, capacitación de personal para seguridad en el ambiente laboral, readecuación de espacios y procesos productivos, así como la implementación de filtros de ingreso, sanitización e higiene del espacio laboral, entre otras que determine la Secretaría de Salud, y

iii) [...]

“ARTICULO CUARTO.- Se establece como acción extraordinaria que las actividades de la industria de la construcción, la minería y la referente a la fabricación de equipo de transporte, serán consideradas como actividades esenciales.

Las empresas que se dediquen a las actividades a que se refiere el párrafo anterior, podrán iniciar labores el 1 de junio de 2020, para lo cual deberán observar lo siguiente:

I. El periodo de preparación inicia el 18 de mayo de 2020.

Para efectos de lo anterior, las empresas o industrias dedicadas a las actividades consideradas como esenciales, deberán presentar protocolos de seguridad sanitaria acordes con los lineamientos generales que dispongan las secretarías de Salud, de Economía y del Trabajo y Previsión Social;

II. La presentación, aplicación y aprobación de los protocolos, a los que se refiere la fracción anterior podrá darse al mismo tiempo que se lleven a cabo las medidas de preparación para la entrada en operación de las empresas;

III. El plazo comprendido del 18 de mayo al 1 de junio de 2020, es el tiempo en el que se llevará a cabo el proceso de establecer los protocolos y mecanismos de seguridad sanitaria en las empresas de acuerdo con los lineamientos de seguridad sanitaria en el entorno laboral, que publique la Secretaría de Salud, en coordinación con las secretarías de Economía y del Trabajo y Previsión Social, así como con el Instituto Mexicano del Seguro Social;

IV. Si el proceso se logra concluir y se aprueba antes del 1 de junio de 2020, la empresa o industria correspondiente podrá dar inicio a sus operaciones, y

V. Se aclara que se trata de un acuerdo de buena voluntad; sin embargo, si no se cumple se procederá a la clausura de las empresas o industrias que pongan en riesgo la salud de sus trabajadores.

En el caso de las empresas de la industria automotriz y de autopartes dedicadas a la exportación, además de lo señalado en las fracciones anteriores, deberán aplicar los protocolos que se requieran en los países de su origen.”

TRANSITORIO

UNICO.- El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación y estará vigente hasta en tanto se declare terminada la emergencia sanitaria que la originó.

Dado en la Ciudad de México, a 15 de mayo de 2020.- El Secretario de Salud, **Jorge Carlos Alcocer Varela.-** Rúbrica.

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	Envolventes-Grados de protección proporcionados por los envolventes 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 desfaseamiento entre la tensión y corriente de calibración.
Autocontenido	sistema de medición que no incluye transformadores de corriente y de potencial.
Bit	unidad de medida de cantidad de información.
Burden	carga conectada en el secundario de un TC o un TP.
<i>b</i>	error máximo permisible expresado como porcentaje.
C.A.	corriente alterna.
C.C.	corriente continua.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CISPR	International Special Committee on Radio Interference, por sus palabras en inglés.
CIWT	inspección del código y revisión.
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
<i>c</i>	coeficiente de temperatura promedio.
°C	grados Celsius (también conocidos como grados centígrados).
<i>d</i>	factor de distorsión.
DFA	análisis de flujo metrológico de datos.
DP	demanda promedio del periodo cincominutal..
DNP	Protocolo para Red Distribuida (Distributed Network Protocol, por sus palabras en inglés).
<i>E</i>	energía.
E/S	entrada-salida.
ECM	Equipo combinado de medición.
EMC	compatibilidad electromagnética (Electromagnetic compatibility, por sus palabras en inglés).
E_{min}	energía mínima.
e_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, estampa 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 adelanto	± 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 adelanto	± 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)}	$U_{nom} \pm 10\%$	I_{nom}	1	± 0.2	± 0.1
			0.5 en atraso	± 0.4	± 0.2
Variación de frecuencia	$f_{nom} \pm 2\%$	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	$0.8U_{nom} \leq U < 0.9U_{nom}$	I_{nom}	1	± 0.6	± 0.3
	$1.1U_{nom} \leq U \leq 1.15U_{nom}$			+10 a – 100	
	$U < 0.8U_{nom}$				
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	$0.5 * I_{nom}$	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	$0.1 * I_{nom}$	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 ¹⁾	$f = 0.15$ 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. ⁹⁾	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), Sobre tensiones en líneas eléctricas de C.A. (10.5.7), Sobre-corriente de corta duración (10.5.10, 11.4.1), Tensión de impulso (10.5.11), Vibraciones (10.6.1), Impacto (10.6.2), Temperaturas extremas-calor seco (10.7.1), Temperaturas extremas-frío (10.7.2), Calor húmedo (10.7.3), Calor húmedo, cíclico (condensado) para clases de humedad H2 y H3 (10.7.4). El medidor debe cumplir los requerimientos de exactitud después de cada prueba con lo que demuestra su estabilidad 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.

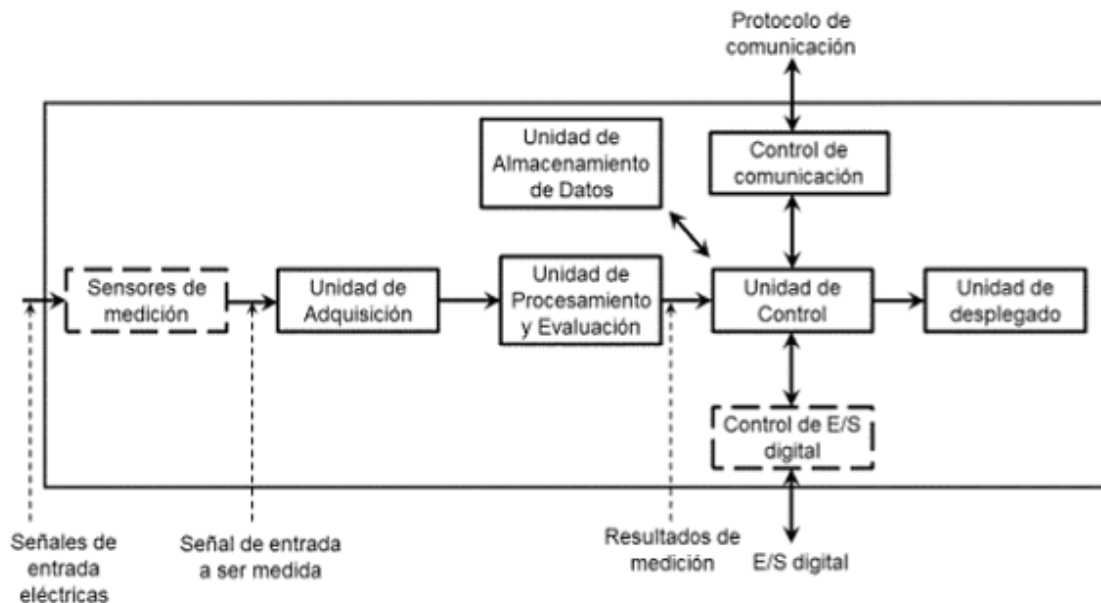


Figura A. Arquitectura general de medición

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.

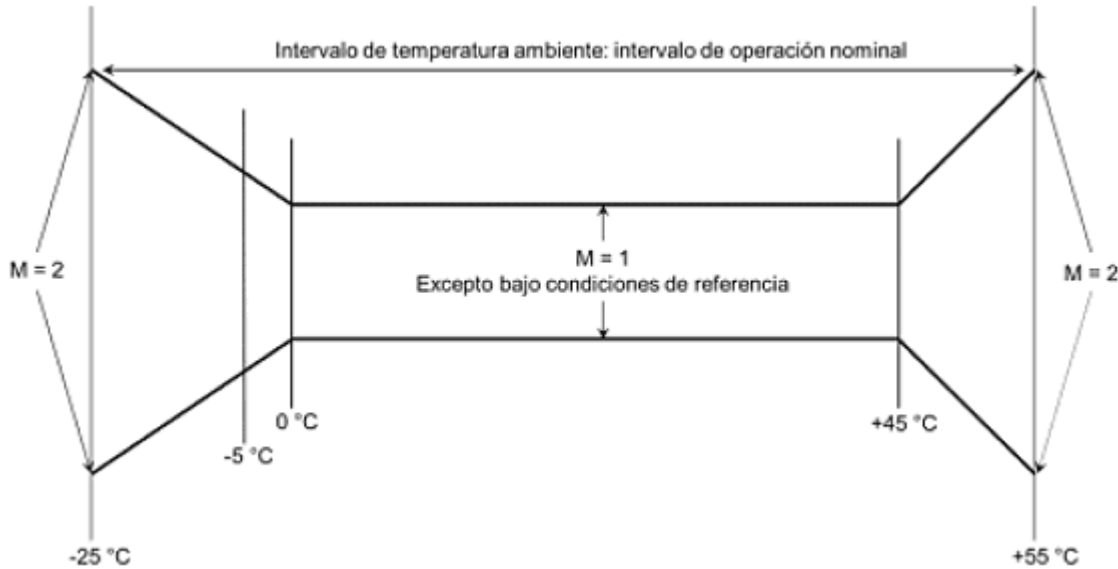


Figura B. Intervalos de temperatura ambiente

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:

- En ambientes de compatibilidad electromagnética G o H
- 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⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	---
Ferresonancia	---	---	✓	---	✓	✓	---
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 SF₆.
- 5) El número de impulsos debe ser al menos 100.
- 6) Aplica para todos los transformadores de medida inmersos en aceite. La prueba debe realizarse de acuerdo con la NMX-J-615-1-ANCE-2018.
- 7) La prueba visual dimensional incluye comprobación del marcado y dimensiones contra características de diseño y planos.
- 8) La prueba de error de relación de transformación se solicita como prueba de rutina y debe realizarse como se indica en 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°

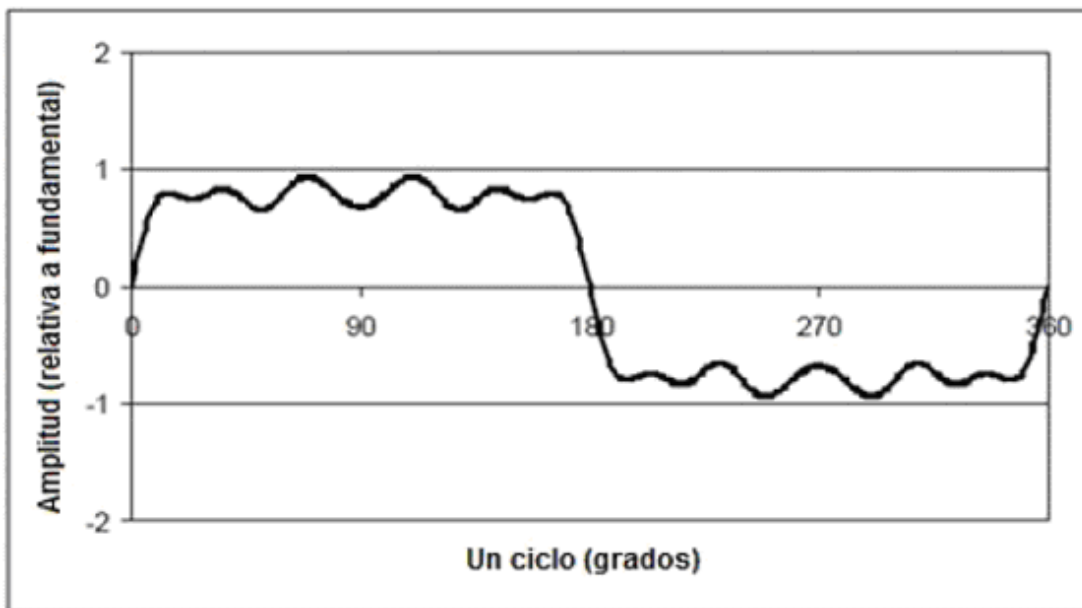


Figura D. Amplitud de corriente para la forma de onda cuadriforme

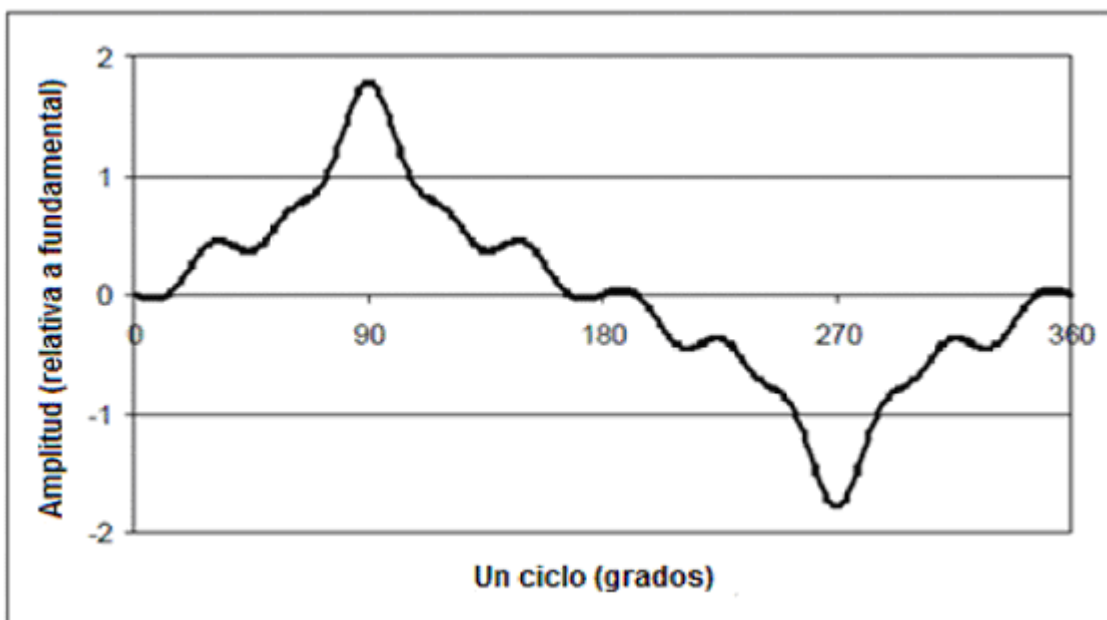


Figura E. Amplitud de corriente para la forma de onda pico.

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.

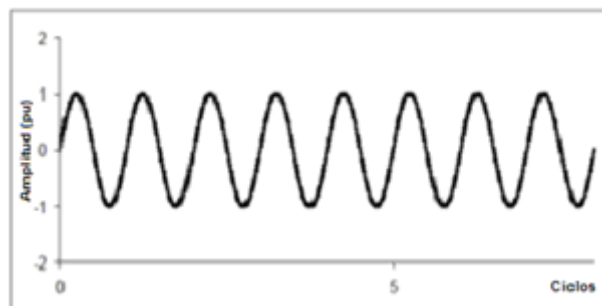


Figura F.1)-Corriente de prueba para el error intrínseco

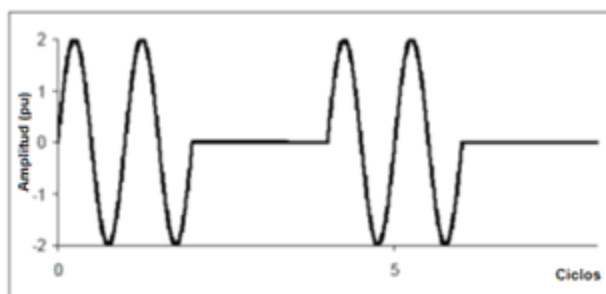


Figura F.2)-Corriente de prueba para subarmónicas 2 ciclos activada, 2 ciclos desactivada

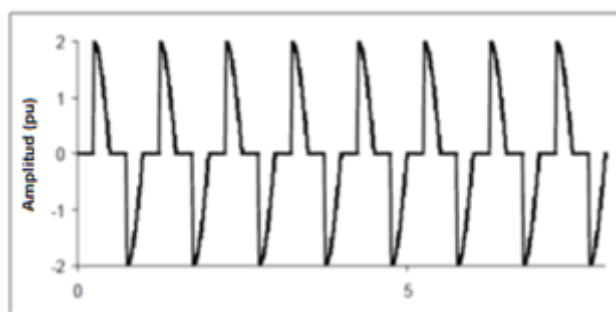


Figura F.3)-Corriente de prueba para armónicas, corriente cero durante los ángulos de fase de 0°-90° y 180°-270°

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

- a) 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.
- 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 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 $1.4 \cdot I_{max}$.
- c) 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.

- a) 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.
- b) 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.
- c) 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.

- a) 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

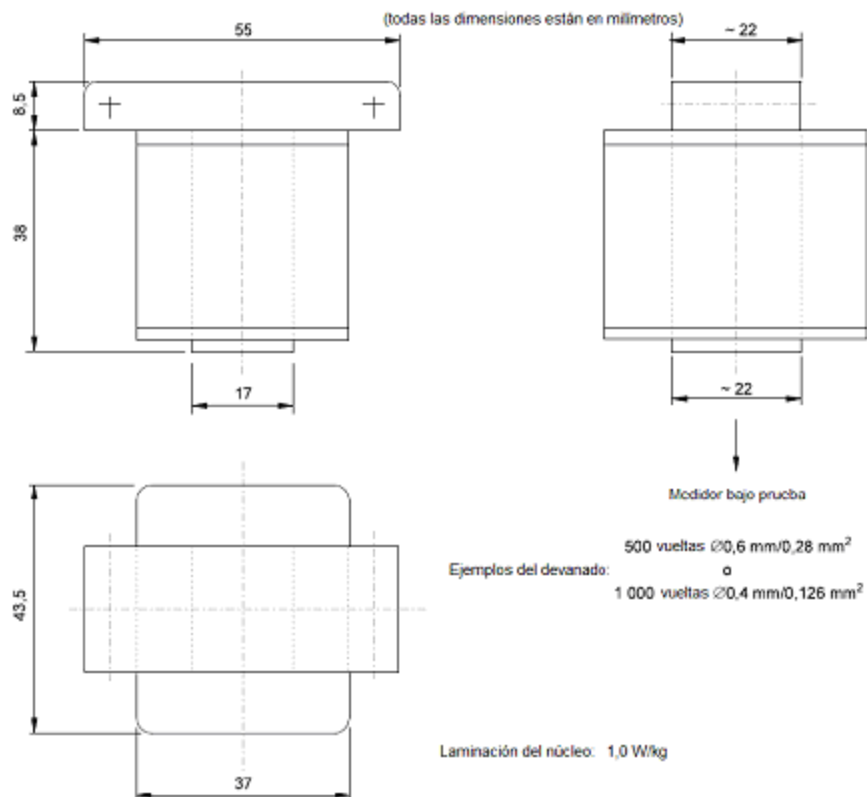


Figura G. Electromagneto para la prueba de campos magnéticos de origen externo.

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 $I = \frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$, 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).

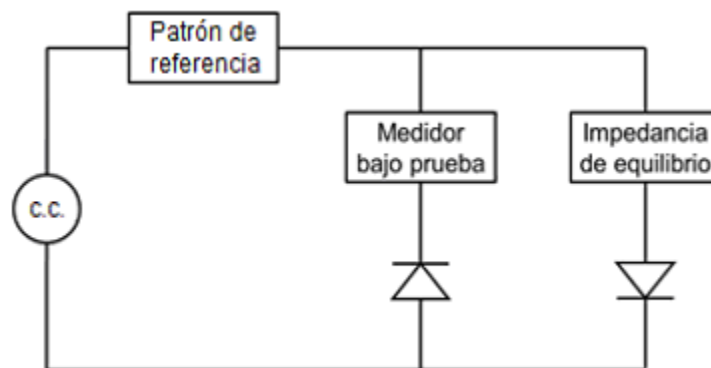


Figura H. Circuito de prueba de corriente propuesto para prueba de corriente continua e incluso armónica (sólo se muestra el circuito de corriente monofásico, la tensión se conecta normalmente)

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.

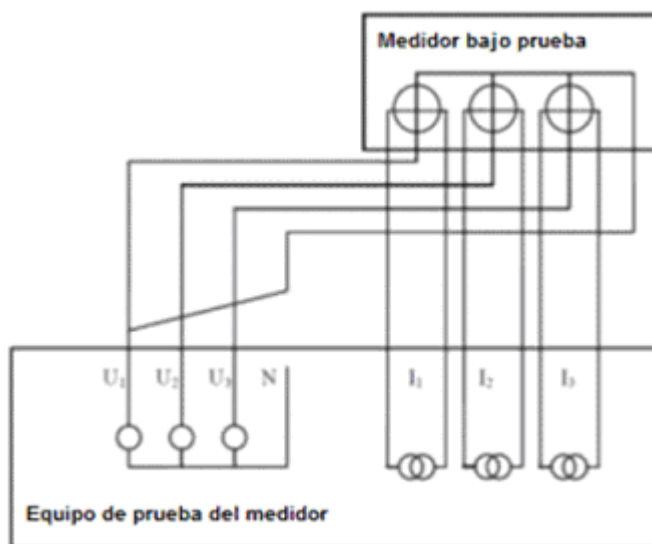


Figura I. Esquema para la prueba de falla a tierra

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 °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.
- 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 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
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	$23\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$
Humedad relativa	40 % a 60 %
Tensión de alimentación auxiliar	Tensión de alimentación nominal $\pm 1\text{ }%$
Fases	Disponibilidad de tres fases ^{a)}
Campo magnético continuo externo	$\leq 40\text{ A/m C.C.}$ $\leq 3\text{ A/m C.A. a } 60\text{ Hz}$
Componente de C.C. en tensión y corriente	Ninguno
Forma de onda	Senoidal
Frecuencia	$f_{\text{nom}} = 60\text{ Hz} \pm 0.5\text{ Hz}$
Valor de tensión	$U_{\text{din}} \pm 1\text{ }%$ ^{b)}
Parpadeo	$P_{\text{st}} < 0.1$ ^{b)}
Desbalance	100 % $\pm 0.5\text{ }%$ de U_{din} en todos los canales. A menos que se indique otra cosa, utilice los ángulos de fase de $0^{\circ} \pm 0.05^{\circ}$ (canal 1), $-120^{\circ} \pm 0.05^{\circ}$ (canal 2), $120^{\circ} \pm 0.05^{\circ}$ (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)} $f_{\text{nom}} = 60\text{ Hz}$	

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).

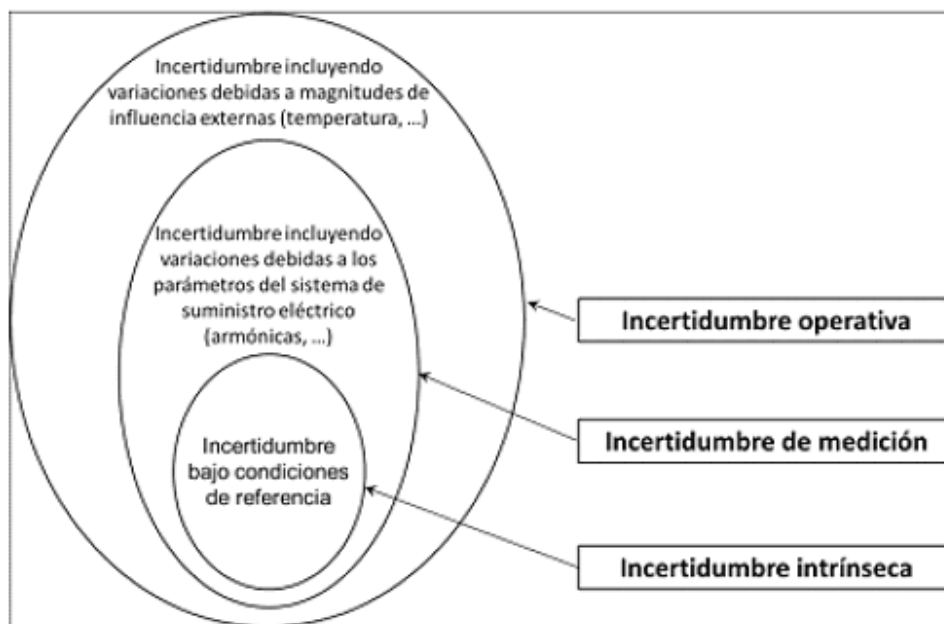


Figura J. Diferentes tipos de incertidumbre

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 $+55^\circ\text{C}$

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

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

Corriente de prueba	Angulo de fase	Tensión de prueba	Límite de error en 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).

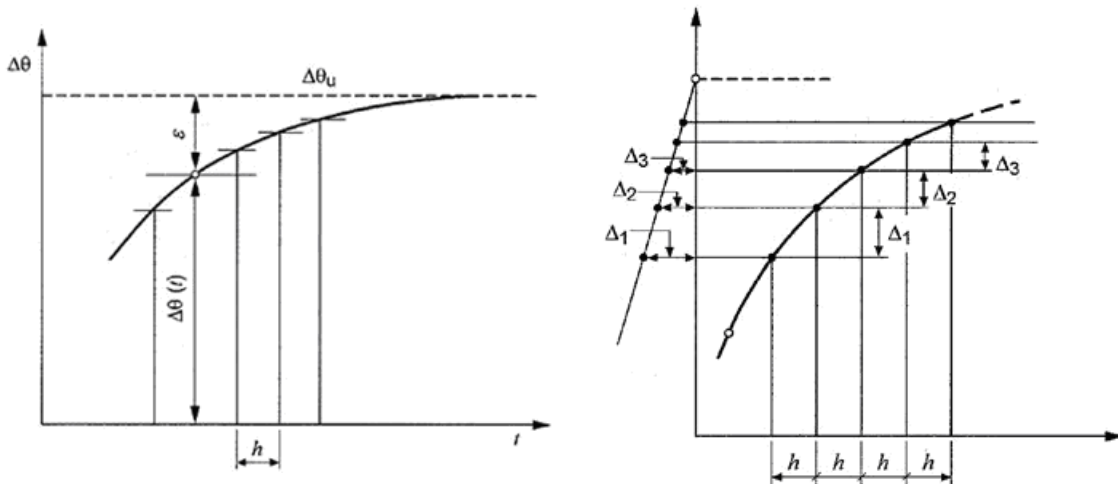


Figura A1.- Extrapolación gráfica hacia el valor en estado estable del incremento de temperatura

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:

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

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	$U_{desnega}$	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	%	Valor promedio estadístico resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
33	$I_{desnega10prom}$	Diario	%	
34	$U_{descero10prom}$	Diario	%	
35	$I_{descero10prom}$	Diario	%	
36	F_{10prom}	Diario	Hz	
37	$U_{desnega10max}$	Diario	%	Valor máximo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
38	$I_{desnega10max}$	Diario	%	
39	$U_{descero10max}$	Diario	%	
40	$I_{descero10max}$	Diario	%	
41	F_{10max}	Diario	Hz	
42	$U_{desnega10minimo}$	Diario	%	Valor mínimo resultado de un periodo de valoración diaria de los valores de agregación de los puntos DNP 27 a 31
43	$I_{desnega10minimo}$	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:

- a) 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) 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		

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.

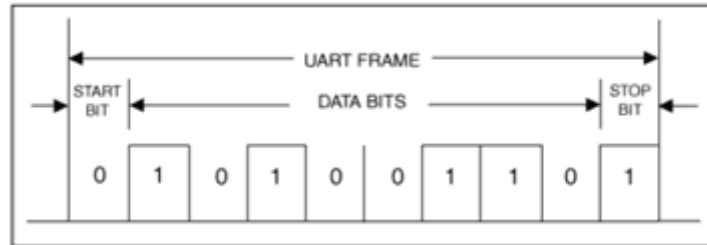
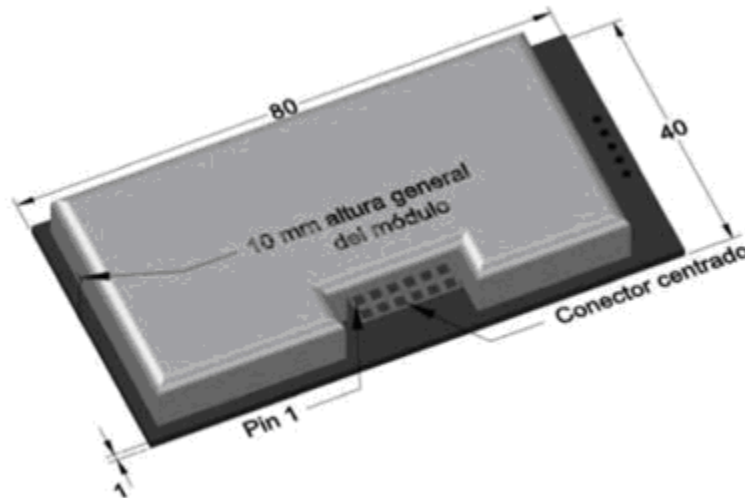


Figura J1-Capa 1, UART Puerto Físico en nivel TTL (Logical Transistor - Transistor).

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.

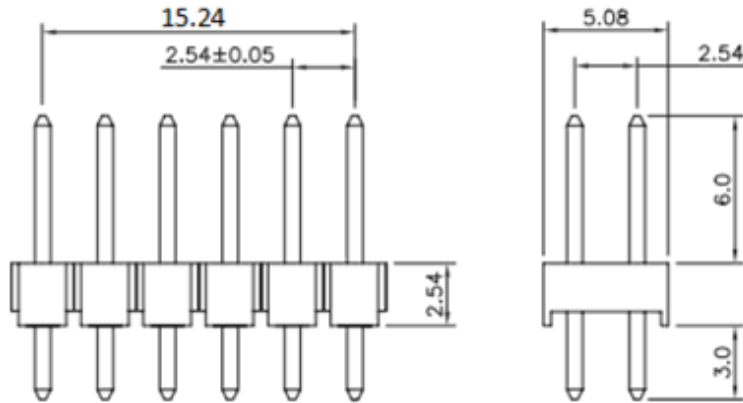


Figura J3- Características del conector universal de 12 pines en 2 filas de 6 pines.

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.

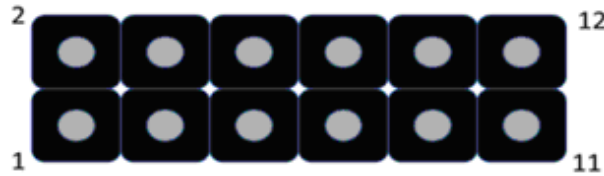


Figura J4 - Vista superior del conector

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.

BANCO DE MEXICO

TIPO de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.- "2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria".

TIPO DE CAMBIO PARA SOLVENTAR OBLIGACIONES DENOMINADAS EN MONEDA EXTRANJERA PAGADERAS EN LA REPÚBLICA MEXICANA

El Banco de México, con fundamento en los artículos 8o. de la Ley Monetaria de los Estados Unidos Mexicanos; 35 de la Ley del Banco de México, así como 8o. y 10 del Reglamento Interior del Banco de México, y según lo previsto en el Capítulo V del Título Tercero de su Circular 3/2012, informa que el tipo de cambio obtenido el día de hoy fue de \$24.2708 M.N. (veinticuatro pesos con dos mil setecientos ocho diezmilésimos moneda nacional) por un dólar de los EE.UU.A.

La equivalencia del peso mexicano con otras monedas extranjeras se calculará atendiendo a la cotización que rija para estas últimas contra el dólar de los EE.UU.A., en los mercados internacionales el día en que se haga el pago. Estas cotizaciones serán dadas a conocer, a solicitud de los interesados, por las instituciones de crédito del país.

Atentamente,

Ciudad de México, a 14 de mayo de 2020.- BANCO DE MÉXICO: La Directora de Disposiciones de Banca Central, **María Teresa Muñoz Arámburu**.- Rúbrica.- El Director de Operaciones Nacionales, **Juan Rafael García Padilla**.- Rúbrica.

TASAS de interés interbancarias de equilibrio.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.- "2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria".

TASAS DE INTERÉS INTERBANCARIAS DE EQUILIBRIO

El Banco de México, con fundamento en los artículos 8o. y 10 del Reglamento Interior del Banco de México y de conformidad con el procedimiento establecido en el Capítulo IV del Título Tercero de su Circular 3/2012, informa que las Tasas de Interés Interbancarias de Equilibrio en moneda nacional (TIIE) a plazos de 28 y 91 días obtenidas el día de hoy, fueron de 6.1772 y 6.0575 por ciento, respectivamente.

Las citadas Tasas de Interés se calcularon con base en las cotizaciones presentadas por las siguientes instituciones de banca múltiple: BBVA Bancomer, S.A., HSBC México S.A., Banco Nacional de México S.A., Banco Inbursa S.A., Banca Mifel S.A., Banco Credit Suisse (México), S.A. y Banco Azteca S.A.

Ciudad de México, a 14 de mayo de 2020.- BANCO DE MÉXICO: La Directora de Disposiciones de Banca Central, **María Teresa Muñoz Arámburu**.- Rúbrica.- El Director de Operaciones Nacionales, **Juan Rafael García Padilla**.- Rúbrica.

TASA de interés interbancaria de equilibrio de fondeo a un día hábil bancario.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.- "2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria".

TASA DE INTERÉS INTERBANCARIA DE EQUILIBRIO DE FONDEO A UN DÍA HÁBIL BANCARIO

El Banco de México, con fundamento en los artículos 8o. y 10 del Reglamento Interior del Banco de México y de conformidad con el procedimiento establecido en el Capítulo IV del Título Tercero de su Circular 3/2012, informa que la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) de Fondeo a un día hábil bancario en moneda nacional determinada el día de hoy, fue de 6.07 por ciento.

Ciudad de México, a 13 de mayo de 2020.- BANCO DE MÉXICO: La Directora de Disposiciones de Banca Central, **María Teresa Muñoz Arámburu**.- Rúbrica.- El Director de Operaciones Nacionales, **Juan Rafael García Padilla**.- Rúbrica.

INSTITUTO NACIONAL DE TRANSPARENCIA, ACCESO A LA INFORMACION Y PROTECCION DE DATOS PERSONALES

ACUERDO mediante el cual se modifican y adicionan los diversos ACT-EXT-PUB/20/03/2020.02, ACT-EXT-PUB/20/03/2020.04 y ACT-PUB/15/04/2020.02, en el sentido de ampliar sus efectos al 30 de mayo del año en curso inclusive, con motivo de la publicación en la edición vespertina del Diario Oficial de la Federación el 21 de abril de 2020 del acuerdo por el que se modifica el similar, en el cual se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado el 31 de marzo de 2020, emitido por la Secretaría de Salud.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales.

ACUERDO ACT-PUB/30/04/2020.02

ACUERDO MEDIANTE EL CUAL SE MODIFICAN Y ADICIONAN LOS DIVERSOS ACT-EXT-PUB/20/03/2020.02, ACT-EXT-PUB/20/03/2020.04 y ACT-PUB/15/04/2020.02, EN EL SENTIDO DE AMPLIAR SUS EFECTOS AL 30 DE MAYO DEL AÑO EN CURSO INCLUSIVE, CON MOTIVO DE LA PUBLICACIÓN EN LA EDICIÓN VESPERTINA DEL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN, EL 21 DE ABRIL DE 2020 DEL ACUERDO POR EL QUE SE MODIFICA EL SIMILAR, EN EL CUAL SE ESTABLECEN ACCIONES EXTRAORDINARIAS PARA ATENDER LA EMERGENCIA SANITARIA GENERADA POR EL VIRUS SARS-COV2, PUBLICADO EL 31 DE MARZO DE 2020, EMITIDO POR LA SECRETARÍA DE SALUD.

Con fundamento en lo dispuesto en los artículos 6o., apartado A, fracción VIII de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 7, 21, fracciones II, III, IV y XX, 29, fracción I y 31, fracción XII de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública; 3, fracción XI y 38 de la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares; 1, párrafos segundo y tercero, 3, fracción XVIII y 88 de la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados; 6, 8, 12, fracciones I, XXXIV, XXXV, XXXVI y XXXVII, 16, fracción VI, y 18, fracciones XII, XIV, XVI y XXVI del Estatuto Orgánico del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales; en relación con el artículo 28, párrafo segundo de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y conforme a los siguientes:

CONSIDERACIONES

- I. Que, mediante comunicado oficial, la Secretaría de Salud manifestó lo siguiente:
 - a) La enfermedad por Coronavirus (COVID-19), causada por un nuevo coronavirus (SARSCoV-2) está en circulación en el mundo desde el 31 de diciembre de 2019, el cual se transmite de persona a persona.
 - b) Se han identificado un número creciente de casos en diversos países durante este año, incluido México. La epidemia de COVID-19 fue declarada por la Organización Mundial de la Salud (OMS) como una Emergencia de Salud Pública de Importancia Internacional, el 30 de enero de 2020.
 - c) El 11 de marzo de 2020, la OMS declaró la epidemia de COVID-19 como pandemia.
 - d) El 14 de marzo de 2020, ante la propagación a nivel mundial del COVID-19, y con el objetivo de contribuir a preservar la salud de niñas, niños, adolescentes y jóvenes, así como del resto de la comunidad en todos los planteles educativos del país, las Secretarías de Salud y de Educación Pública del Gobierno de México presentaron, ante la autoridad educativa de cada uno de los estados de la República, las medidas de prevención y atención prioritarias y, en atención a las recomendaciones y medidas implementadas por la OMS para contener las afectaciones de este virus, informaron que el receso escolar comprenderá del lunes 23 de marzo al viernes 17 de abril.
- II. Que la OMS ha emitido una serie de recomendaciones y medidas para contener el contagio y las afectaciones del mencionado virus, entre las que destacan, aumentar las condiciones de higiene y disminuir al máximo las posibilidades de contacto entre personas.
- III. Que el pasado 20 de marzo del año en curso el Pleno de este Instituto, mediante Acuerdos ACT-EXT-PUB/20/03/2020.02 y ACT-EXT-PUB/20/03/2020.04, aprobó diversas medidas para garantizar los derechos de protección de datos personales y acceso a la información, ante la situación de contingencia generada por el denominado virus COVID-19 así como las medidas administrativas, preventivas y de actuación, para las personas servidoras públicas del instituto en relación con el referido virus.
- IV. Que el 24 de marzo del año en curso se publicó, en la versión vespertina del Diario Oficial de la Federación, el *Acuerdo por el que se establecen las medidas preventivas que se deberán implementar para la mitigación y control de los riesgos para la salud que implica la enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19) de la Secretaría de Salud.*

- V. Que el 25 de marzo del año en curso, este Pleno emitió el ACUERDO ACT-PUB/25/03/2020.14, por el cual se modificó y adicionó el diverso ACT-EXT-PUB/20/03/2020.02 en el sentido de suspender provisionalmente las sesiones del Pleno de este Instituto en concordancia con el Acuerdo de la Secretaría de Salud, mencionado en el punto anterior.
- VI. Que el 30 de marzo de 2020, el Consejo de Salubridad General publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Acuerdo por el que se declara como emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor, a la epidemia de enfermedad generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19), señalando que la Secretaría de Salud determinaría todas las acciones que resulten necesarias para atender dicha emergencia.
- VII. Que en dicho acuerdo el Consejo de Salubridad General manifestó que la Secretaría de Salud en las últimas horas ha señalado que el número de casos ha ido en aumento, por lo que ha recomendado que los habitantes del país permanezcan en sus casas, para contener la enfermedad causada por el COVID-19.
- VIII. Que el 31 de marzo de la presente anualidad, se publicó, en la edición vespertina del Diario Oficial de la Federación, el *Acuerdo por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2*, de la Secretaría de Salud, en el que expuso que no obstante que el Gobierno de México ha implementado una serie de acciones dirigidas a mitigar y controlar la enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19), **resulta necesario dictar medidas extraordinarias para atender la emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor generada por el mencionado virus.**
- IX. Que, en el acuerdo mencionado en el punto anterior, se determinó, en su artículo primero, fracciones I y IV, lo siguiente:

“ARTÍCULO PRIMERO.- *Se establece como acción extraordinaria, para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, que los sectores público, social y privado deberán implementar las siguientes medidas:*

I. Se ordena la suspensión inmediata, del 30 de marzo al 30 de abril de 2020, de las actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV2 en la comunidad, para disminuir la carga de enfermedad, sus complicaciones y la muerte por COVID-19 en la población residente en el territorio nacional;

...

IV. Se exhorta a toda la población residente en el territorio mexicano, incluida la que arrije al mismo procedente del extranjero y que no participa en actividades laborales esenciales, a cumplir resguardo domiciliario corresponsable del 30 de marzo al 30 de abril de 2020. Se entiende como resguardo domiciliario corresponsable a la limitación voluntaria de movilidad, permaneciendo en el domicilio particular o sitio distinto al espacio público, el mayor tiempo posible;”

- X. Que el mencionado acuerdo, en su artículo primero, pero en la fracción II, determinó que solamente podrán continuar en funcionamiento las actividades consideradas esenciales siguientes:
- a) Las que son directamente necesarias para atender la emergencia sanitaria, como son las actividades laborales de la rama médica, paramédica, administrativa y de apoyo en todo el Sistema Nacional de Salud. También los que participan en su abasto, servicios y proveeduría, entre las que destacan el sector farmacéutico, tanto en su producción como en su distribución (farmacias); la manufactura de insumos, equipamiento médico y tecnologías para la atención de la salud; los involucrados en la disposición adecuada de los residuos peligrosos biológicos-infecciosos (RPBI), así como la limpieza y sanitización de las unidades médicas en los diferentes niveles de atención;
 - b) Las involucradas en la seguridad pública y la protección ciudadana; en la defensa de la integridad y la soberanía nacionales; la procuración e impartición de justicia; así como la actividad legislativa en los niveles federal y estatal;
 - c) Las de los sectores fundamentales de la economía: financieros, el de recaudación tributaria, distribución y venta de energéticos, gasolineras y gas, generación y distribución de agua potable, industria de alimentos y bebidas no alcohólicas, mercados de alimentos, supermercados, tiendas de autoservicio, abarrotes y venta de alimentos preparados; servicios de transporte de pasajeros y de carga; producción agrícola, pesquera y pecuaria, agroindustria, industria química, productos de limpieza; ferreterías, servicios de mensajería, guardias en labores de seguridad privada; guarderías y estancias infantiles, asilos y estancias para personas adultas mayores, refugios y centros de atención a mujeres víctimas de violencia, sus

hijas e hijos; telecomunicaciones y medios de información; servicios privados de emergencia, servicios funerarios y de inhumación, servicios de almacenamiento y cadena de frío de insumos esenciales; logística (aeropuertos, puertos y ferrocarriles), así como actividades cuya suspensión pueda tener efectos irreversibles para su continuación;

- d) Las relacionadas directamente con la operación de los programas sociales del gobierno, y
 - e) Las necesarias para la conservación, mantenimiento y reparación de la infraestructura crítica que asegura la producción y distribución de servicios indispensables; a saber: agua potable, energía eléctrica, gas, petróleo, gasolina, turbosina, saneamiento básico, transporte público, infraestructura hospitalaria y médica, entre otros más que pudieran listarse en esta categoría;
- XI. Que, el 21 de abril de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el *Acuerdo por el que se modifica el similar por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado el 31 de marzo de 2020*, en cuyo Artículo Primero se estableció lo siguiente:

“Artículo Primero.- Se modifica la fracción I, del artículo Primero del Acuerdo por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de marzo de 2020, para quedar como sigue:

“ARTÍCULO PRIMERO. [...]

I. Se ordena la suspensión inmediata, del 30 de marzo al 30 de mayo de 2020, de las actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV2 en la comunidad, para disminuir la carga de enfermedad, sus complicaciones y la muerte por COVID-19 en la población residente en el territorio nacional;

II. a VIII. [...]

...”.

- XII. Que ante esta situación y considerando la contundente y notoria propagación a nivel mundial y nacional del COVID-19, resulta pertinente adoptar las medidas que permitan a este Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) cumplir en todo momento con su mandato constitucional de garantizar los derechos de protección de datos personales y de acceso a la información; pero también contribuir a preservar condiciones favorables para la salud de la ciudadanía en general, así como de la comunidad INAI, en estricto apego y respeto a las indicaciones de la autoridad sanitaria federal, entre las que se encuentra, la suspensión inmediata, del 30 de marzo al 30 de mayo de 2020, de las actividades no esenciales, de conformidad con lo establecido en el *ACUERDO por el que se modifica el similar por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado el 31 de marzo de 2020*, publicado en la edición vespertina del Diario Oficial de la Federación, el 21 de abril de 2020.

- XIII. Se reitera que, atendiendo a las condiciones de distanciamiento social y reducción de la actividad en los sectores público, privado y social que se derivan de la situación de emergencia sanitaria, este Instituto no pretende dejar a la ciudadanía sin la protección de los derechos fundamentales que tutela, por lo que se ha determinado mantener en operación aquellas actividades con las que se puede garantizar de manera esencial, los derechos de las personas respecto del acceso a la información y a la protección de datos personales, exclusivamente, las que son directamente necesarias, ineludibles o prioritarias, para atender y entender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2.

Por ello, se establecieron 3 micrositos en el sitio web oficial del Instituto, con las temáticas siguientes

- a. Transparencia proactiva con el cual se pone a disposición de la ciudadanía, de manera accesible, la información pública de utilidad sobre la pandemia de COVID-19.
- b. Datos personales seguros COVID 19: es un micrositio para brindar información clara y precisa a los titulares sobre el derecho a la protección de sus datos personales que, en su caso, serán tratados en instituciones públicas o privadas a fin de otorgarles el diagnóstico, atención y seguimiento sobre Coronavirus, COVID-19; así como proporcionar recomendaciones para los responsables y encargados del Sector Público y Privado, sobre el adecuado tratamiento de datos personales que deberán realizar en las diversas actividades requeridas para la atención de casos de COVID-19, de forma que se cumpla con los principios, deberes y obligaciones que el marco legal en materia de protección de datos personales establece.
- c. *#QuédateEnCasa* sugerencias de actividades para realizar durante la contingencia sanitaria.

- XIV.** Que la obligación de este Instituto de garantizar los derechos humanos de acceso a la información pública y de protección de los datos personales ante la emergencia sanitaria generada por el COVID-19, debe considerar las medidas diferenciadas tomadas por la autoridad sanitaria al distinguir entre actividades esenciales y no esenciales.
- XV.** Que, con fundamento en el artículo 73, fracción XVI, Bases 1ª, 2ª y 3ª, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el Consejo de Salubridad General y la Secretaría de Salud del Gobierno Federal como autoridades sanitarias en los casos de emergencias epidemiológicas graves o invasión de enfermedades exóticas:
- a)** Son parte del Poder Ejecutivo en forma inmediata y directa.
 - b)** Tienen un doble carácter de autoridades ejecutivas, tanto como autoridad de acción inmediata en el combate a la epidemia, como por pertenecer a la esfera del Poder Ejecutivo.
 - c)** Y las determinaciones de dichas autoridades sanitarias serán obedecidas por las autoridades administrativas del país.
- XVI.** Que en virtud del Acuerdo por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de marzo de 2020, es la esfera administrativa en la que recae el combate inmediato y directo de la epidemia y en dicho ámbito se desarrollan las "actividades esenciales", a las que alude el Artículo Primero, fracción II, incisos a) al e), del citado Acuerdo de la Secretaría de Salud, en el carácter de Consejo de Salubridad General.
- XVII.** Que delimitado el ámbito subjetivo de validez del Acuerdo referido y al considerar la concentración de la información relativa a la epidemia como generada y/o en posesión de aquellos Sujetos Obligados del Poder Ejecutivo federal que desarrollan las actividades esenciales y cuentan con los insumos informativos de vital importancia para la población en el contexto de la epidemia y en aras de robustecer los derechos a la salud y a la vida de las personas, el derecho de acceso a la información y el derecho de protección de datos personales, se vuelve imperioso en su reactivación para ejercerse por los particulares.
- XVIII.** Que para cumplir con lo anterior resulta necesario dejar sin efectos la suspensión de plazos y términos determinada por este Instituto, y reanudar los mismos en los procedimientos en materia de acceso a la información y protección de datos personales previstos en las Leyes y normativa aplicable, que rigen tanto a este Instituto como de los sujetos obligados que se encuentran en los supuestos mencionados en el Considerando X del presente Acuerdo y que se precisan en su anexo, esto es, a los que **realizan actividades esenciales en términos de los acuerdos supra indicados**, emitidos por la Secretaría de Salud; así como, en los procedimientos que se les instruyen en este Organismo Garante Nacional.
- XIX.** Que lo anterior encuentra apoyo en la Resolución No. 1/2020, adoptada por la Comisión Interamericana de Derechos Humanos, denominada PANDEMIA Y DERECHOS HUMANOS EN LAS AMÉRICAS, en la cual, en la parte resolutive recomendó:
- a. "Asegurar el derecho de acceso a la información pública en el marco de la emergencia generada por el COVID-19 y no establecer limitaciones generales basadas en razones de seguridad u orden público. Los órganos que garantizan este derecho y los sujetos obligados deben otorgar prioridad a las solicitudes de acceso a la información relacionadas con la emergencia de salud pública, así como informar proactivamente, en formatos abiertos y de manera accesible a todos los grupos en situación de vulnerabilidad, de forma desagregada sobre los impactos de la pandemia y los gastos de emergencia, desagregados de acuerdo con las mejores prácticas internacionales... y*
 - b. Proteger el derecho a la privacidad y los datos personales de la población, especialmente de la información personal sensible de los pacientes y personas sometidas a exámenes durante la pandemia. Los Estados, prestadores de salud, empresas y otros actores económicos involucrados en los esfuerzos de contención y tratamiento de la pandemia, deberán obtener el consentimiento al recabar y compartir datos sensibles de tales personas. Solo deben almacenar los datos personales recabados durante la emergencia con el fin limitado de combatir la pandemia, sin compartirlos con fines comerciales o de otra naturaleza. Las personas afectadas y pacientes conservarán el derecho a cancelación de sus datos sensibles."*
- XX.** Que no pasa desapercibido a este órgano garante que no en todos los casos será posible dar respuesta a las solicitudes de acceso a la información o a las solicitudes de ejercicio de derechos ARCO, pues su atención podría implicar situaciones de riesgo para el personal de las unidades administrativas correspondientes, al tener que desatender instrucciones que ha emitido el Gobierno Federal o las determinaciones que los propios sujetos obligados han establecido para implementar medidas, a fin de mitigar los riesgos que el COVID-19 representa para la salud, casos en los cuales, el sujeto obligado deberá hacer del conocimiento al particular dicha situación de manera fundada y motivada, en el menor tiempo posible, sin exceder los plazos que señale la Ley respectiva para atender las solicitudes, y estableciendo un tiempo razonable para su atención.

- XXI.** Que este órgano garante admitirá, dará trámite y resolverá los medios de impugnación, así como cualquier otro mecanismo legal o procedimiento, tendiente a verificar el cumplimiento de la Ley en dichas materias, relacionados con solicitudes de acceso a la información y de ejercicio de derechos ARCO sobre datos personales en posesión de sujetos obligados, incluyendo los procedimientos de investigación y verificación en el sector público en términos de la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados y demás normatividad aplicable; respecto de los sujetos obligados que se encuentran en los supuestos mencionados en el Considerando X del presente Acuerdo y que se precisan en su anexo.
- XXII.** De igual forma, en aras de tutelar de manera efectiva el derecho a la protección de los datos personales de los titulares, se deja sin efectos la suspensión de plazos y términos tratándose de los asuntos que se encuentren estrechamente relacionados con el tratamiento de datos personales en posesión de los particulares en el contexto de la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19), de conformidad con los procedimientos previstos en la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares y la normatividad que de ella deriva, en cuyo caso deberán considerarse como actividades directamente necesarias, ineludibles o prioritarias, aquellas que resulten convenientes para la atención, desahogo, sustanciación y, en su caso, resolución de los procedimientos correspondientes.
- XXIII.** Que mediante Acuerdo ACT-PUB/29/01/2020.06 fue aprobado el procedimiento de turno temporal de los medios de impugnación competencia del Instituto, establecidos en la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados, Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, en la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y en la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, en tanto sean designadas o designados y tomen protesta en términos de la normatividad aplicable los Comisionados o las Comisionadas que cubrirán las vacantes del Pleno del Instituto, con motivo de la conclusión del mandato de la Comisionada María Patricia Kurczyn Villalobos y del Comisionado Joel Salas Suárez.
- XXIV.** Que durante el periodo inhábil aprobado por el Pleno de este Instituto mediante los acuerdos ACT-EXT-PUB/20/03/2020.02, ACT-EXT-PUB/20/03/2020.04 y ACT-PUB/15/04/2020.02, han sido interpuestos de manera electrónica y recibidos a través de la Plataforma Nacional de Transparencia diversos recursos de revisión en materia de Acceso a la Información y Datos Personales, promovidos, entre otros, en contra de las resoluciones emitidas por los Sujetos Obligados que desempeñan Actividad Esenciales durante esta contingencia sanitaria; los cuales, a razón de este acuerdo, serán turnados atendiendo a las reglas establecidas en el Acuerdo ACT-PUB/29/01/2020.06, precisado en el considerando que antecede.

Por lo expuesto, en las consideraciones de hecho y de Derecho, el Pleno del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales, emite el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO. Se aprueban las modificaciones y adiciones a los diversos ACT-EXT-PUB/20/03/2020.02, ACT-EXT-PUB/20/03/2020.04 y ACT-PUB/15/04/2020.02, en el sentido de ampliar sus efectos al 30 de mayo del año en curso inclusive, con motivo de la publicación en la edición vespertina del Diario Oficial de la Federación, el 21 de abril de 2020 del *ACUERDO por el que se modifica el similar por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado el 31 de marzo de 2020.*

Se exhorta a los sujetos obligados que, atendiendo al interés público, transparenten de manera proactiva sus acciones durante de la emergencia sanitaria en particular las que estén relacionadas con la pandemia del virus SARS-CoV2 (COVID-19).

SEGUNDO. Se exceptúa de lo dispuesto en el acuerdo **PRIMERO** y, por lo tanto, se deja sin efectos la suspensión de plazos y términos determinada por este Instituto, respecto de los sujetos obligados que se ubican en el supuesto de la Consideración X del presente acuerdo y que se precisan en su anexo. En consecuencia, tratándose de dichos sujetos obligados, este órgano garante admitirá, dará trámite y resolverá los medios de impugnación interpuestos a través de la Plataforma Nacional de Transparencia o medio electrónico diverso así como cualquier otro mecanismo legal o procedimiento, tendiente a verificar el cumplimiento de la Ley en dichas materias, relacionados con solicitudes de acceso a la información y de ejercicio de derechos ARCO sobre datos personales en posesión de sujetos obligados, incluyendo los procedimientos de investigación y verificación en el sector público en términos de la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados y demás normatividad aplicable.

Tratándose de solicitudes de acceso a la información y de ejercicio de derechos ARCO, en los que la búsqueda, localización, recolección o cualquier otro procedimiento para la obtención de lo solicitado, implique situaciones de riesgo para el personal de las unidades administrativas correspondientes, al tener que

desatender instrucciones que ha emitido el Gobierno Federal o las determinaciones que los propios sujetos obligados han establecido para implementar medidas, a fin de mitigar los riesgos que el COVID-19 representa para la salud, ello deberá hacerse del conocimiento del solicitante, de manera fundada y motivada, en el menor tiempo posible, sin exceder los plazos que señale la Ley respectiva para atender las solicitudes, explicando los motivos, razones o circunstancias por los que no es posible proporcionar la información, dentro de los plazos legales, y estableciendo un tiempo razonable para su atención.

Estas respuestas podrán ser recurridas en el plazo legal establecido en las Leyes aplicables, a fin de que el Pleno de este Instituto determine lo que en Derecho corresponda, en un análisis realizado en cada caso en específico.

En los casos en que el cumplimiento de las resoluciones conlleve la realización de actividades de búsqueda, localización, recolección o cualquier otro procedimiento para la obtención de lo solicitado, que pudieren implicar situaciones de riesgo para el personal de las unidades administrativas correspondientes, al tener que desatender instrucciones que ha emitido el Gobierno Federal o las determinaciones que los propios sujetos obligados han establecido para implementar medidas, a fin de mitigar los riesgos que el COVID-19 representa para la salud, ello deberá hacerse del conocimiento de las partes y de la Dirección General de Cumplimientos y Responsabilidades de este Instituto, a efecto de que valore las circunstancias y determine lo que en Derecho corresponda.

En el caso de que las gestiones y acciones que tenga que efectuar el sujeto obligado para dar cumplimiento a una resolución del INAI, pudieren poner en riesgo la salud de persona alguna con motivo de la emergencia sanitaria generada por el virus COVID-19, ello deberá hacerse del conocimiento del Instituto, conforme al procedimiento previsto en el artículo 169 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, así como el resto de la normativa aplicable.

De igual forma, se aprueba dejar sin efectos la suspensión de plazos y términos tratándose de los asuntos que se encuentren estrechamente relacionados con el tratamiento de datos personales en posesión de sujetos obligados (respecto de los sujetos obligados que se ubiquen en el supuesto de la Consideración X del presente acuerdo y que se precisan en su anexo) y de los particulares en el contexto de la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19), de conformidad con los procedimientos previstos en la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares, la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados y la normatividad que de ellas deriva, en cuyo caso deberán considerarse como actividades directamente necesarias, ineludibles o prioritarias, aquellas que resulten convenientes para la atención, desahogo, sustanciación y, en su caso, resolución de los procedimientos correspondientes, a reserva de que las mismas pudieran poner en riesgo la salud de persona alguna, en cuyo caso deberá justificarse de manera fundada y motivada y hacerse del conocimiento de las partes.

En ese sentido, por lo que hace a las denuncias, consultas técnicas, procedimientos de protección de derechos, de imposición de sanciones, de investigación y verificación, medidas compensatorias, esquemas de autorregulación, todos del sector privado; así como las denuncias, consultas técnicas, procedimientos de investigación y verificación, evaluaciones de impacto en la protección de datos personales, auditorías voluntarias, medidas compensatorias, esquemas de mejores prácticas, todos del sector público; que se hayan recibido durante la suspensión de plazos, y que se relacionen estrechamente con el contexto de la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19), deberán tenerse por presentados y tramitarse conforme a los plazos legales aplicables a partir de la fecha en que entre en vigor el presente Acuerdo.

Estas determinaciones del Instituto no dejan sin efectos las medidas dictadas por los sujetos con motivo de la pandemia, ni implican una limitación para las que, atendiendo a sus circunstancias, deban implementar y sin perjuicio de lo dispuesto en el Acuerdo ACT-PUB/18/12/2019.12, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de enero de 2020.

TERCERO. El Instituto continuará desarrollando sus funciones esenciales, privilegiando que las actividades se realicen con el personal mínimo e indispensable, mediante la implementación de guardias presenciales en casos que por su naturaleza lo requieran y a través de la realización del trabajo desde sus hogares, reiterando la entrega de reportes quincenales a los titulares de las áreas a las que están adscritos; en los demás casos, con apoyo de las herramientas tecnológicas y de comunicaciones.

Se deben exceptuar de las guardias presenciales a quienes conforme a la medida V del Acuerdo por el que se modifica el similar por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, publicado el 31 de marzo de 2020, en el Diario Oficial de la Federación, deben de cumplir con el resguardo domiciliario de manera estricta como a toda persona mayor de 60 años de edad, estado de embarazo o puerperio inmediato, o con diagnóstico de hipertensión arterial, diabetes mellitus, enfermedad cardíaca o pulmonar crónicas, inmunosupresión (adquirida o provocada), insuficiencia renal o hepática, **independientemente de si su actividad laboral se considera esencial.**

CUARTO. Se instruye a la Dirección General de Asuntos Jurídicos para que realice las gestiones necesarias a efecto de que el presente Acuerdo se publique en el Diario Oficial de la Federación.

QUINTO. Se instruye a la Secretaría Técnica del Pleno para que, por conducto de la Dirección General de Atención al Pleno, realice las gestiones necesarias a efecto de que el presente Acuerdo se publique en el portal de internet del Instituto.

SEXTO. Se instruye a la Dirección General de Comunicación Social que realice las acciones necesarias para que se difunda por los medios que estime pertinentes el presente Acuerdo.

SÉPTIMO. El presente Acuerdo es una adenda a los diversos Acuerdos mediante los cuales se aprobaron diversas medidas para garantizar los derechos de protección de datos personales y acceso a la información, ante la situación de contingencia generada por el denominado virus COVID-19, así como las medidas administrativas, preventivas y de actuación, para las personas servidoras públicas de este Instituto en relación con el referido virus, identificados con las claves ACT-EXT-PUB/20/03/2020.02, ACT-EXT-PUB/20/03/2020.04 y ACT-PUB/15/04/2020.02.

OCTAVO. Se instruye a la Secretaría Ejecutiva y a la Secretaría de Acceso a la Información para que, por conducto de la Dirección General de Tecnologías de la Información y de las Direcciones Generales de Enlace con sujetos obligados, respectivamente, realicen los ajustes a los plazos y aquellos que sean necesarios en los diversos sistemas informáticos con que cuenta este Instituto con motivo de los alcances del presente Acuerdo, entre los que destacan de manera enunciativa mas no limitativa: el Sistema electrónico INFOMEX-Gobierno Federal y el sistema IFAI-PRODATOS, así como en la Plataforma Nacional de Transparencia, para hacer del conocimiento del público en general y en forma accesible, el contenido del presente Acuerdo.

NOVENO. Se instruye a la Secretaría Ejecutiva, para que por conducto de la Dirección General de Promoción y Vinculación con la Sociedad realice las acciones necesarias a efecto de que, a través del vínculo electrónico del Centro de Atención a la Sociedad (CAS) y el sistema TELINAI, se hagan de conocimiento al público en general y en forma accesible, el contenido del presente Acuerdo.

DÉCIMO. Se instruye a la Secretaría de Acceso a la Información para que realice las acciones necesarias a efecto de notificar el presente Acuerdo, a través de las Direcciones Generales de Enlace, a los sujetos obligados que corresponda.

DÉCIMO PRIMERO. Se instruye a Secretaria Ejecutiva del Sistema Nacional de Transparencia instrumente las acciones que resulten necesarias para notificar a los Organismos Garantes de Información de las Entidades Federativas el contenido del presente Acuerdo.

DÉCIMO SEGUNDO. El turno de los recursos de revisión interpuestos se efectuará de conformidad con lo previsto en el Acuerdo ACT-PUB/29/01/2020.06 ACUERDO MEDIANTE EL CUAL SE APRUEBA EL PROCEDIMIENTO DE TURNO TEMPORAL DE LOS MEDIOS DE IMPUGNACIÓN COMPETENCIA DEL INSTITUTO, ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE PROTECCIÓN DE DATOS PERSONALES EN POSESIÓN DE SUJETOS OBLIGADOS, LEY GENERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA, EN LA LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA Y EN LA LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA GUBERNAMENTAL.

Por lo que hace a los Sujetos Obligados que no se ubiquen en el supuesto del Considerando X del presente acuerdo y que no se precisan en el anexo del mismo, el procedimiento de turno de los recursos de revisión surtirá sus efectos en forma simultánea a la reanudación de plazos.

DÉCIMO TERCERO. Se instruye al Secretario Técnico del Pleno que, con fundamento en lo dispuesto en el artículo 45, fracción IV, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, expida certificación del presente Acuerdo, para agilizar su cumplimiento.

DÉCIMO CUARTO. El presente Acuerdo entrará en vigor al momento de su aprobación por el Pleno del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales, con excepción de lo dispuesto en el punto de acuerdo SEGUNDO, que entrará en vigor a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Así lo acordaron, por unanimidad de las Comisionadas y de los Comisionados del Pleno del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales, Oscar Mauricio Guerra Ford con voto particular, Blanca Lilia Ibarra Cadena, Rosendoevgueni Monterrey Chepov, Josefina Román Vergara y Francisco Javier Acuña Llamas, en sesión celebrada el treinta de abril de dos mil veinte, ante Hugo Alejandro Córdova Díaz, Secretario Técnico del Pleno.

El Comisionado Presidente, **Francisco Javier Acuña Llamas.**- Los Comisionados: **Oscar Mauricio Guerra Ford, Rosendoevgueni Monterrey Chepov, Blanca Lilia Ibarra Cadena, Josefina Román Vergara.**- El Secretario Técnico del Pleno, **Hugo Alejandro Córdova Díaz.**

VOTO PARTICULAR AL ACUERDO ACT-PUB/30/04/2020.02**VOTO PARTICULAR DEL COMISIONADO OSCAR MAURICIO GUERRA FORD AL ACUERDO ACT-PUB/30/04/2020.02 APROBADO EN LA SESIÓN ORDINARIA DEL PLENO DEL INSTITUTO NACIONAL DE TRANSPARENCIA, ACCESO A LA INFORMACIÓN Y PROTECCIÓN DE DATOS PERSONALES.**

Buenas tardes tengan ustedes señoras y señores comisionados, de igual forma a todas las personas que nos siguen de manera remota en esta segunda sesión virtual del Pleno del INAI.

En primer lugar, quiero señalar que estoy a favor, en lo general, del acuerdo que se propone, en virtud de estar convencido de la importancia que representa contar siempre con información y más aún, en estos tiempos de una situación extraordinaria y desafortunada derivada de la pandemia del coronavirus COVID-19.

Ahora bien, por lo que hace a los sujetos obligados a los que se les reanuden los plazos para la atención de solicitudes de acceso a la información, aquellos que estén en posibilidades físicas y materiales de atenderlas, deben tomar en cuenta que las solicitudes formuladas en estos momentos, no solo garantizan el propio derecho de acceso a la información, sino que están atendiendo a una necesidad superior de los solicitantes como es su derecho a la salud propia y de los miembros de toda la sociedad.

Sin embargo, presento un voto particular porque considero que lo más importante, en el contexto actual de crisis inédita por esta pandemia mundial, es que la información se vuelve un insumo fundamental para la toma de decisiones, y, por ende, acceder a la información que se genera por parte de los sujetos obligados involucrados en la atención de la enfermedad debe ser proporcionada de forma expedita y veraz.

Por eso, contar con información pública no tiene que transitar necesariamente por el camino procedimental del ejercicio del derecho de acceso a la información para tener que esperar los plazos de respuesta y sus posibles ampliaciones, así como los medios de impugnaciones y sanciones; si bien el derecho de acceso a la información puede y debe ser ejercido por quien así lo desee y el INAI siempre está listo para garantizarlo.

Sin embargo, es importante hacer un llamado a los sujetos obligados para que, tal y como lo marca el artículo 6o constitucional, se garantice el derecho de acceso a la información, el cual es un derecho humano, y atendiendo al interés público de toda la sociedad mexicana, lleven a cabo un verdadero ejercicio de rendición de cuentas extraordinario, transparentando de manera proactiva su actuación.

Recordemos que el derecho de acceso a la información no solo consiste en solicitar información sino también el de recibirla, por ende, lo más importante en estos momentos no es esperar a que las personas ejerzan su derecho, y esperen los plazos y trámites burocráticos, sino de manera proactiva se proporcione información de forma veraz, en tiempo real, coherente y consistente.

Otro aspecto a tomar en cuenta por los sujetos obligados es el establecimiento de mecanismos para lograr una comunicación más efectiva de esa información. Es importante que la publiquen en los sitios oficiales de Internet, pero también deben buscar los instrumentos de difusión necesarios para que ésta llegue a sectores vulnerables que no tienen acceso a Internet, y sepan cómo cuidar su salud y la de los que les rodean; por ejemplo, las conferencias de prensa sobre el informe diario del COVID debiesen transmitirse en cadena nacional, por televisión y radio, y no solo en algunas televisoras; se necesita que se traduzca la información a lenguas originarias y se haga llegar a radios comunitarias, así como en formatos de accesibilidad para personas con capacidades diferentes.

También sugiero transparentar, día a día, y publicar en el sitio de COVID 19, la ocupación hospitalaria y el número de camas disponibles, por hospital; para ello, propongo generar una aplicación que otorgue al usuario, en tiempo real y de acuerdo a su georreferenciación, la ubicación del hospital más cercano con disponibilidad para la atención del coronavirus.

Asimismo, es importante la creación de un micro sitio en Internet donde se transparente el ejercicio de recursos públicos para la atención de la emergencia sanitaria, y se pueda fiscalizar el gasto público realizado, por ejemplo, en la compra de insumos médicos, equipo hospitalario, adaptación de espacios para atención médica, etc. Ya en tiempos posteriores a la pandemia, se fiscalizarán totalmente estas compras y adquisiciones por las vías establecidas legalmente.

Me queda claro que, hoy en día, existe información publicada sobre el cuidado de la salud, la contención del contagio y medidas de apoyo gubernamental a la sociedad, lo cual sin duda ha contribuido a salvar vidas; sin embargo, es importante poner atención en las dudas que la ciudadanía constantemente plantea, por ejemplo, mayor información, y con más claridad, sobre el número de personas contagiadas; se explique la relación entre casos confirmados y las pruebas realizadas; las razones por las que se aplican o no pruebas; por qué hay datos de contagios en ciudades fronterizas que no corresponden a los de un país con el otro, por ejemplo, los casos en Tijuana con los presentados en San Diego, si se debe a la aplicación o no de pruebas; también se proporcionen datos sobre los casos de neumonía atípica del año anterior y se den cifras de este año, en caso de aumento, explicar por qué; aclarar si fallecimientos por neumonía atípica pudieran ser casos de COVID-19 o no; estructura de edades por casos y fallecimientos; porcentaje de personas con enfermedades crónico-degenerativas; y porque no se deben hacer comparaciones con situaciones lineales de otras latitudes o donde las acciones del gobierno han sido diversas, debido a la diferencia de población, de geografía, de circunstancias socioeconómicas, capacidad hospitalaria, etc; todas estas razones y motivos deben ser explicados de forma inmediata y con un lenguaje ciudadano que permita disipar esas dudas y evitar caer en la desinformación.

En ese sentido, el INAI debe cumplir con el papel que la constitución y la ley le dieron. Este Instituto se debe a la sociedad y, por ello, debe conminar a las autoridades a que cumplan con la obligación de publicar información de interés público de manera proactiva, con información veraz y oportuna; y también, que el Instituto este en todo momento presente en su acompañamiento a efecto de que la ciudadanía no tenga que esperar a que se le atienda una solicitud de acceso a la información sobre qué debe hacer en caso de que un miembro de su familia este contagiado, el nivel de ocupación de las camas de hospital para atención de la enfermedad o cualquier otra duda; ante esta situación extraordinaria, inédita, nunca antes vista en el mundo moderno, los sujetos obligados deben colocar en tiempo real toda la información que vayan generando relacionada con el COVID-19.

Debemos hacer de la información un compromiso de todos los actores de la sociedad, de instituciones públicas de todos los poderes y organismos autónomos, a efecto de proporcionar la información que detentan y con ello, además de informar, combatir las falsas noticias que generan confusión y ponen en riesgo la salud; debemos estar unidos como instituciones del Estado.

En tiempos posteriores habrá seguramente muchas solicitudes y evaluaciones, así como ejercicios de rendición de cuentas sobre la toma de decisiones, acciones llevadas a cabo, gastos realizados, etc; pero hoy es momento de sumar y otorgar información oportuna para salvar vidas; en este momento, debemos dejar de lado los plazos para brindar información, ya que la salud no tiene plazos, la vida de una persona no tiene plazos

Las instituciones de gobierno deben actuar sin mirar los plazos para estar a la altura de las circunstancias y atender las inquietudes ciudadanas, ante una situación que nadie esperaba, que nadie hubiera imaginado, pero como sociedad y gobierno todos debemos estar unidos para hacer lo que nos toca a cada quien.

Ejercicios de transparencia proactiva, es decir, brindar información por adelantado, permitiría no saturar de trabajo, en situaciones de emergencia, a las instituciones públicas con actividades prioritarias que, desde luego, todas sus capacidades, esfuerzos y trabajo están orientados a superar la crisis.

Por otra parte, el INAI y su servidor, estamos en la mejor actitud y disposición de colaborar con las autoridades para mejorar la calidad de la información y que la misma sea oportuna y de utilidad para la sociedad mexicana.

Así, mi voto es a favor, en lo general, con el objetivo de mejorar la calidad de la información puesta a disposición de las personas; sin embargo, realizo un voto particular, porque no considero que sea, bajo el mecanismo de eliminar la suspensión de plazos, para un número considerable de sujetos obligados, la mejor forma de informar de manera expedita, eficaz, veraz y oportuna a la ciudadanía. Como lo señalé, la transparencia proactiva y focalizada es la mejor forma de transmitir información en situaciones de crisis como la actual.

El Comisionado, **Oscar Mauricio Guerra Ford**.

ANEXO DEL ACUERDO ACT-PUB/30/04/2020.02

Clave	Sujeto obligado
02100	Oficina de la Presidencia de la República
00008	Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural
08100	Agencia de Servicios a la Comercialización y Desarrollo de Mercados Agropecuarios
08197	Comisión Nacional de Acuacultura y Pesca
08199	Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera
08610	Servicio Nacional de Inspección y Certificación de Semillas
08210	Servicio Nacional de Sanidad, Inocuidad y Calidad Agroalimentaria
00009	Secretaría de Comunicaciones y Transportes
09010	Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario (*)
09012	Agencia Federal de Aviación Civil
09001	Instituto Mexicano del Transporte (*)
09111	Servicios a la Navegación en el Espacio Aéreo Mexicano
11143	Radio Educación (*)
00015	Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano
00020	Secretaría de Bienestar
20999	Instituto Nacional de Desarrollo Social
20100	Instituto Nacional de la Economía Social
00010	Secretaría de Economía
20001	Coordinación Nacional de Becas para el Bienestar Benito Juárez
11006	XE-IPN Canal 11 (*)
00018	Secretaría de Energía
18100	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias
18191	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
00004	Secretaría de Gobernación
04016	Comisión Nacional de Búsqueda de Personas (*)
04002	Comisión Nacional para Prevenir y Erradicar la Violencia Contra las Mujeres (*)
04220	Coordinación General de la Comisión Mexicana de Ayuda a Refugiados
04004	Coordinación para la Atención Integral de la Migración en la Frontera Sur (*)
04111	Instituto Nacional de Migración
04006	Secretaría Ejecutiva del Sistema Nacional para la Protección Integral de Niñas, Niños y Adolescentes (*)
00006	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
06100	Comisión Nacional Bancaria y de Valores
06111	Comisión Nacional de Seguros y Fianzas
06121	Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro
06101	Servicio de Administración Tributaria
00007	Secretaría de la Defensa Nacional
00027	Secretaría de la Función Pública
00013	Secretaría de Marina
16211	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
16101	Comisión Nacional del Agua
16131	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
00005	Secretaría de Relaciones Exteriores
05001	Instituto de los Mexicanos en el Exterior (*)
00012	Secretaría de Salud
12001	Administración del Patrimonio de la Beneficencia Pública (*)
12002	Centro Nacional de Equidad de Género y Salud Reproductiva (*)
12003	Centro Nacional de Excelencia Tecnológica en Salud (*)
12004	Centro Nacional de la Transfusión Sanguínea (*)
12005	Centro Nacional de Programas Preventivos y Control de Enfermedades (*)
12006	Centro Nacional de Trasplantes (*)

12007	Comisión Nacional contra las Adicciones (*)
12008	Centro Nacional para la Prevención y el Control del VIH/SIDA (*)
12009	Centro Nacional para la Salud de la Infancia y la Adolescencia (*)
12151	Comisión Federal para la Protección contra Riesgos Sanitarios
42207	Comisión Nacional de Arbitraje Médico
12010	Comisión Nacional de Bioética (*)
12102	Comisión Nacional de Protección Social en Salud
12011	Servicios de Atención Psiquiátrica (*)
00028	Secretaría de Seguridad y Protección Ciudadana
04100	Centro Nacional de Inteligencia
04130	Centro Nacional de Prevención de Desastres
04003	Coordinación Nacional Antisecuestro (*)
28001	Guardia Nacional
04131	Policía Federal
36700	Prevención y Readaptación Social
22103	Secretariado Ejecutivo del Sistema Nacional de Seguridad Pública
36001	Servicio de Protección Federal
00014	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
14100	Junta Federal de Conciliación y Arbitraje
14111	Procuraduría Federal de la Defensa del Trabajo
02200	Consejería Jurídica del Ejecutivo Federal
18001	Comisión Nacional de Hidrocarburos
18111	Comisión Reguladora de Energía
04410	Consejo Nacional para Prevenir la Discriminación
07150	Instituto de Seguridad Social para las Fuerzas Armadas Mexicanas
06370	Comisión Nacional para la Protección y Defensa de los Usuarios de Servicios Financieros
06565	Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero
06747	Instituto para la Protección al Ahorro Bancario
06812	Instituto para Devolver al Pueblo lo Robado
00634	Consejo Nacional para el Desarrollo y la Inclusión de las Personas con Discapacidad
20410	Instituto Nacional de las Personas Adultas Mayores
16111	Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
11205	Centro Nacional de Control de Energía
18112	Centro Nacional de Control del Gas Natural
18470	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
18474	Instituto Mexicano del Petróleo
10315	Procuraduría Federal del Consumidor
08460	Productora Nacional de Biológicos Veterinarios
08003	Seguridad Alimentaria Mexicana
09085	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
09120	Camino y Puentes Federales de Ingresos y Servicios Conexos
09338	Servicio Postal Mexicano
09437	Telecomunicaciones de México
11321	Instituto Mexicano de la Radio
11311	Instituto Nacional de Lenguas Indígenas
12090	Centro Regional de Alta Especialidad de Chiapas
12195	Hospital General "Dr. Manuel Gea González"
12197	Hospital General de México "Dr. Eduardo Liceaga"
12200	Hospital Infantil de México Federico Gómez
12190	Hospital Juárez de México
12213	Hospital Regional de Alta Especialidad de Ciudad Victoria "Bicentenario 2010"
12214	Hospital Regional de Alta Especialidad de Ixtapaluca
12212	Hospital Regional de Alta Especialidad de la Península de Yucatán
12211	Hospital Regional de Alta Especialidad de Oaxaca

12210	Hospital Regional de Alta Especialidad del Bajío
12215	Instituto Nacional de Cancerología
12220	Instituto Nacional de Cardiología Ignacio Chávez
12226	Instituto Nacional de Ciencias Médicas y Nutrición Salvador Zubirán
12223	Instituto Nacional de Enfermedades Respiratorias Ismael Cosío Villegas
12012	Instituto Nacional de Geriátrica (*)
12370	Instituto Nacional de Medicina Genómica
12230	Instituto Nacional de Neurología y Neurocirugía Manuel Velasco Suárez
12245	Instituto Nacional de Pediatría
12250	Instituto Nacional de Perinatología Isidro Espinosa de los Reyes
12295	Instituto Nacional de Psiquiatría Ramón de la Fuente Muñiz
12329	Instituto Nacional de Rehabilitación Luis Guillermo Ibarra Ibarra
12270	Instituto Nacional de Salud Pública
12360	Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia
00633	Comisión Ejecutiva de Atención a Víctimas
00637	Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado
00641	Instituto Mexicano del Seguro Social
06104	Instituto Nacional de las Mujeres
00625	Instituto Nacional de los Pueblos Indígenas
06630	Notimex, Agencia de Noticias del Estado Mexicano
00632	Procuraduría de la Defensa del Contribuyente
04430	Sistema Público de Radiodifusión del Estado Mexicano
09176	Administración Portuaria Integral de Altamira, S.A. de C.V.
09183	Administración Portuaria Integral de Coatzacoalcos, S.A. de C.V.
09180	Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.
09169	Administración Portuaria Integral de Ensenada, S.A. de C.V.
09177	Administración Portuaria Integral de Guaymas, S.A. de C.V.
09178	Administración Portuaria Integral de Lázaro Cárdenas, S.A. de C.V.
09179	Administración Portuaria Integral de Manzanillo, S.A. de C.V.
09171	Administración Portuaria Integral de Mazatlán, S.A. de C.V.
09172	Administración Portuaria Integral de Progreso, S.A. de C.V.
09186	Administración Portuaria Integral de Puerto Madero, S.A. de C.V.
09173	Administración Portuaria Integral de Puerto Vallarta, S.A. de C.V.
09184	Administración Portuaria Integral de Salina Cruz, S.A. de C.V.
09181	Administración Portuaria Integral de Tampico, S.A. de C.V.
09174	Administración Portuaria Integral de Topolobampo, S.A. de C.V.
09175	Administración Portuaria Integral de Tuxpan, S.A. de C.V.
09182	Administración Portuaria Integral de Veracruz, S.A. de C.V.
09451	Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México, S.A. de C.V.
18200	Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.
20150	Diconsa, S.A. de C.V.
09189	Ferrocarril del Istmo de Tehuantepec, S.A. de C.V.
21372	FONATUR Tren Maya, S.A. de C.V.
09450	Grupo Aeroportuario de la Ciudad de México, S.A. de C.V.
12277	Laboratorios de Biológicos y Reactivos de México, S.A. de C.V.
20143	Liconsa, S.A. de C.V.
09448	Servicios Aeroportuarios de la Ciudad de México, S.A. de C.V.
11425	Televisión Metropolitana, S.A. de C.V.
06084	Agroasemex, S.A.
06800	Banco del Bienestar
06305	Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.
06320	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.
06325	Banco Nacional del Ejército, Fuerza Aérea y Armada, S.N.C.
06780	Nacional Financiera, S.N.C.

06820	Sociedad Hipotecaria Federal, S.N.C.
18164	Comisión Federal de Electricidad
18572	Petróleos Mexicanos
18575	Pemex Exploración y Producción
18571	Pemex Fertilizantes
18570	Pemex Logística
18679	Pemex Transformación Industrial
04200	Tribunal Federal de Conciliación y Arbitraje
06571	Fondo de Capitalización e Inversión del Sector Rural
06600	Fondo de Garantía y Fomento para la Agricultura, Ganadería y Avicultura
06601	Fondo de Garantía y Fomento para las Actividades Pesqueras (*)
06602	Fondo Especial de Asistencia Técnica y Garantía para Créditos Agropecuarios (*)
06603	Fondo Especial para Financiamientos Agropecuarios (*)
15002	Fideicomiso de apoyo a los propietarios rurales en Chiapas (FIAPAR)
10002	Fideicomiso de Fomento Industrial LANFI
06012	Fideicomiso para coadyuvar al desarrollo de las entidades federativas y municipios (FIDEM)
61200	Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
06321	Fideicomiso 1936 Fondo Nacional de Infraestructura
06324	Fideicomiso Fondo de Apoyo a Municipios
18169	Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica
18002	Fideicomiso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
12103	Fideicomiso del Sistema de Protección Social en Salud
16103	Mandato del Túnel Emisor Oriente (TEO)
18113	Fideicomiso de la Comisión Reguladora de Energía
06566	Fondo de la Financiera Rural
06572	Fondo de inversión de capital en Agronegocios (FICA Sureste 2)
06573	Fondo de inversión de capital en Agronegocios (FICA)
06574	Fondo de inversión de capital en Agronegocios 2 (FICA 2)
06575	Fondo de inversión de capital en Agronegocios 3 (FICA 3)
06576	Fondo de inversión de capital en Agronegocios Activa (FICA Activa)
06577	Fondo de inversión de capital en Agronegocios Agropyme
06578	Fondo de Inversión de Capital en Agronegocios Infraestructura
09460	Fideicomiso para el desarrollo del nuevo Aeropuerto Internacional de la Ciudad del México
18471	Fideicomiso para el apoyo a la investigación científica y desarrollo tecnológico del Instituto de Investigaciones Eléctricas
07152	Fideicomiso de administración y operación del ISSFAM
16112	Fondo de investigación científica y desarrollo tecnológico del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
18674	Fideicomiso para apoyo a la investigación científica y desarrollo tecnológico
00643	Fideicomiso de beneficios sociales (FIBESO)
00644	Fideicomiso de investigación en salud
12330	Fideiprotesis
06790	Fondo para la participación de riesgos 11480
06791	Fondo para la participación de riesgos en fianzas
18681	Contrato específico abierto para la construcción y suministro de remolcadores, chalanes y embarcaciones multipropósito para la flota menor de Pemex Refinación
09005	Fideicomiso del fondo de cobertura social de telecomunicaciones
09006	Fideicomiso E-México
15005	Fideicomiso para el desarrollo de la región Sur-Sureste (Fidesur)
15006	Fideicomiso para el desarrollo regional Noreste (Fidenor-Este)
10001	Fideicomiso para promover el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales de la industria energética

10003	Fideicomiso del Programa Nacional Financiero al Microempresario
10212	México Emprende
18010	Fondo de servicio universal eléctrico
18011	Fondo para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía
04009	Fideicomiso para el cumplimiento de obligaciones en materia de los derechos humanos
06051	Fondo Metropolitano
06005	9/11 de la recaudación por concepto de las cuotas establecidas en el artículo 2ºA. Fracción II de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios
06007	El 0.136 por ciento de la RFP
06010	Fideicomiso 2003 "Fondo de Desastres Naturales"
06011	Fideicomiso fondo de estabilización de los ingresos presupuestarios
06014	Fideicomiso para la Infraestructura en los Estados (FIES)
06017	Fondo Aportaciones para Servicio de Salud (FASSA)
06021	Fondo de Aportaciones para el Fortalecimiento de las Entidades Federativas (FAFEF)
06022	Fondo de Aportaciones para el Fortalecimiento de los Municipios y de las Demarcaciones Territoriales del Distrito Federal (FORTAMUN)
06023	Fondo de Aportaciones para la Infraestructura Social (FAIS)
06024	Fondo de Aportaciones para la Seguridad Pública de los Estados y del Distrito Federal (FASP)
06026	Fondo de apoyo en infraestructura y productividad
06027	Fondo de apoyo para infraestructura y seguridad
06030	Fondo de compensación al régimen de pequeños contribuyentes y del régimen de los intermedios
06033	Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF)
06034	Fondo de extracción de hidrocarburos
06035	Fondo de fiscalización y recaudación
06036	Fondo de fomento municipal
06039	Fondo de reconstrucción de Entidades Federativas
06040	Fondo general de participaciones
06041	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios
06042	Impuesto sobre la renta participable
06043	La transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
06921	Fideicomiso para el Fondo Regional (FIFONREGIÓN)
06922	Fideicomiso para la Evaluación de los Fondos de Aportaciones Federales (FIDEFAF)
07002	Fideicomiso público de administración y pago de equipo militar
05006	Mandato para el establecimiento del Fondo de Contingencia de las RME'S
05103	Mandato para la Estrategia de Fortalecimiento para la Atención a Mexicanos en Estados Unidos
04013	Fondo de Desastres Naturales
04014	Fondo para la prevención de desastres naturales
06103	Fideicomiso para administrar la contraprestación del artículo 16 de la Ley Aduanera
64405	Almacenadora Sur, S.A.
06738	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales.

* Sujetos obligados indirectos.

HUGO ALEJANDRO CÓRDOVA DÍAZ, EN MI CARÁCTER DE SECRETARIO TÉCNICO DEL PLENO DEL INSTITUTO NACIONAL DE TRANSPARENCIA, ACCESO A LA INFORMACIÓN Y PROTECCIÓN DE DATOS PERSONALES, CON FUNDAMENTO EN ARTÍCULO 45, FRACCIÓN IV, DE LA LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA, ASÍ COMO EN LO ORDENADO EN EL PUNTO DE ACUERDO **DÉCIMO TERCERO, DEL ACUERDO** ACT-PUB/30/04/2020.02, **CERTIFICO**: QUE EL PRESENTE DOCUMENTO ES FIEL Y EXACTA REPRODUCCIÓN DEL CITADO ACUERDO ACT-PUB/30/04/2020.02, APROBADO EN LA SESIÓN ORDINARIA DEL PLENO DE ESTE INSTITUTO, CELEBRADA EL TREINTA DE ABRIL DE DOS MIL VEINTE, EL VOTO PARTICULAR DEL COMISIONADO **OSCAR MAURICIO GUERRA FORD**, ASÍ COMO EL ANEXO DEL ACUERDO REFERIDO; MISMO QUE SE EXPIDE EN UN TOTAL DE 29 FOJAS ÚTILES.- MÉXICO, CIUDAD DE MÉXICO, A SEIS DE MAYO DE DOS MIL VEINTE.- Rúbrica.

(R.- 494959)

INDICE
PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE ENERGIA

Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

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

NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA, Secretaria de Energía, con fundamento en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1°, párrafo segundo, 2°, fracción I, 12, 14, 26, 33, fracciones I, V, XXVIII, XXIX y XXXI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, 4, 5, 6, fracciones I a VII, 7, 11, fracción I, y 132 de la Ley de la Industria Eléctrica; 4, 13, 14, fracciones IV, XII, XVI y XVII y 79, fracción II, de la Ley de Transición Energética; 5, fracción III, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3 y 5 fracciones XXIII, XXIV, XXV, y XXVI del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Que el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establece que corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que este sea integral y sustentable, que fortalezca la Soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante la competitividad, el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, protegidos por la propia ley fundamental. Asimismo, dicho artículo en su párrafo quinto establece que **el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan;**

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, señala que, **corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, funciones que de conformidad con el artículo 28, párrafo cuarto del mismo instrumento, son consideradas entre otras, como áreas estratégicas del Estado mexicano;**

Que el artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica dispone que la industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista; que el sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria; que las actividades de la industria eléctrica son de interés público y que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas, en las cuales el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la presente Ley.

Que el artículo 7 de la Ley de la Industria Eléctrica señala que las actividades de la industria eléctrica son de jurisdicción federal y que las autoridades administrativas y jurisdiccionales proveerán lo necesario para que no se interrumpan dichas actividades.

Que el artículo 90 de la referida Ley Fundamental, establece que la Administración Pública Federal será centralizada y paraestatal conforme a la Ley Orgánica que expida el Congreso, **que distribuirá los negocios del orden administrativo de la Federación que estarán a cargo de las Secretarías de Estado** y definirá las bases generales de creación de las entidades paraestatales y la intervención del Ejecutivo Federal en su operación; en concordancia con lo anterior, la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, establece las bases de organización de la Administración Pública Federal, centralizada y paraestatal, **otorgando a la Secretaría de Energía en su artículo 33, fracciones I y V, la facultad para establecer, conducir y coordinar la política energética del país**, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia y **llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables;** por su parte el artículo 11, fracción I de la Ley de la Industria Eléctrica también faculta a la Secretaría de Energía para **establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica y en su fracción XLIII para interpretar para efectos administrativos a la referida Ley, en el ámbito de sus facultades;** además, la Ley de Transición Energética, en su artículo 14, fracción XII, la faculta para **suscribir convenios y acuerdos**

de coordinación con los gobiernos de las entidades federativas y, en su caso, de los municipios, con el objeto de, en el ámbito de sus respectivas competencias establecer bases de participación para instrumentar las disposiciones que emita el Ejecutivo Federal en los temas federales, competencia de la Secretaría;

Que de conformidad con el artículo 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, **el Poder Ejecutivo contará con el órgano regulador coordinado en materia energética denominado Comisión Reguladora de Energía**; que el segundo párrafo del artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética establece que, **en el desempeño de sus funciones**, los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética **deberán coordinarse con la Secretaría de Energía y demás dependencias**, conforme los mecanismos que establece la propia Ley, **a fin de que sus actos y resoluciones se emitan de conformidad con las políticas públicas del Ejecutivo Federal**.

Que el Transitorio Décimo Sexto, inciso b) 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 el 20 de diciembre de 2013, **previó la creación del Centro Nacional de Control de Energía como un Organismo público descentralizado encargado del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, de operar el Mercado Eléctrico Mayorista, del acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución**, así como las demás facultades que se determinen en otros instrumentos normativos;

Que el artículo 3, fracción X de la Ley de la Industria Eléctrica, define la **Confiabilidad** como la habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la Comisión Reguladora de Energía; por su parte la fracción XLI dispone que la **Seguridad de Despacho** es la condición operativa en la cual se pueden mantener la Calidad y Continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto plazo, frente a la falla de un elemento o múltiples elementos del mismo, conforme a los criterios respectivos que emita la Comisión Reguladora de Energía; en relación a lo anterior, las fracciones II y XI de dicho artículo establecen, respectivamente, las definiciones de **Calidad**, como el grado en el que las características y condiciones del Suministro Eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la Comisión Reguladora de Energía con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales; y de **Continuidad**, como la satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con una frecuencia y duración de interrupciones menor a lo establecido en los criterios respectivos que emita la Comisión Reguladora de Energía;

Que el artículo 3, fracciones XXXI y XLIII de la Ley de la Industria Eléctrica, contemplan como **Productos Asociados** a los productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre los que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado, y a los **Servicios Conexos** como los vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado, respectivamente. Por otra parte, la fracción LII del referido precepto, define al **Suministro Eléctrico** como el conjunto de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y el consumo de energía eléctrica de los Usuarios Finales, regulado cuando corresponda por la Comisión Reguladora de Energía y que comprende: a) Representación de los Usuarios Finales en el Mercado Eléctrico Mayorista; b) Adquisición de la energía eléctrica y Productos Asociados, así como la celebración de Contratos de Cobertura Eléctrica, para satisfacer dicha demanda y consumo; c) Enajenación de la energía eléctrica para su entrega en los Centros de Carga de los Usuarios Finales, y d) Facturación, cobranza y atención a los Usuarios Finales;

Que la **Transmisión y la Distribución son parte de los Productos Asociados** definidos en Considerando previo, mismos que pueden ser objeto del Suministro Eléctrico, de contratos de Cobertura Eléctrica u otras transacciones que se pueden llevar a cabo dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, y también como establecido en Considerandos previos, **forman parte de las actividades estratégicas del Estado y que**, de acuerdo con el artículo 30, fracciones I y II de la Ley de la Industria Eléctrica, se establece que el Estado **será responsable de la prestación de dicho servicio**, siendo los particulares, con quienes el Estado contrate, solidariamente responsables en la prestación del servicio, en el ámbito del objeto de su participación, y que las asociaciones y contratos se deberán sujetar a la regulación tarifaria y a las condiciones de prestación de los servicios que expida la Comisión Reguladora de Energía;

Que el artículo 5 de la Ley de la **Comisión Federal de Electricidad** dispone que, esa empresa productiva del Estado, **tiene por objeto prestar el servicio de Transmisión y Distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano**, por lo que su participación en el cumplimiento de la Política que establece la Secretaría de Energía en materia de eficiencia, Confiabilidad, seguridad, Continuidad, Calidad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional es fundamental, en virtud de que sus empresas productivas subsidiarias de Trasmisión y Distribución ejercen el control físico de la Red Nacional de Transmisión y como Distribuidor, ejerciendo el control físico de las Redes Generales de Distribución, al tener la responsabilidad de prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica en el país y además, porque en sus empresas productivas subsidiarias de Generación recae la mayor participación en la suficiencia de oferta de energía eléctrica;

Que el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, en su fracción XXI define al **Distribuidor** como los organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica; y en su fracción LIV define al **Transportista** como los organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica;

Que el artículo 4 de la Ley de la Industria Eléctrica, establece que el **Suministro Eléctrico es un servicio de interés público y que las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional son de utilidad pública y se sujetarán a obligaciones de servicio público y universal** en términos de dicha Ley y de las disposiciones aplicables, a fin de lograr el cabal cumplimiento de los objetivos establecidos en ese ordenamiento legal, por lo que **son consideradas obligaciones de servicio público y universal**, entre otras, las siguientes:

- **Otorgar acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios;**
- **Ofrecer y prestar el Suministro Eléctrico a todo aquél que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;**
- **Cumplir con las obligaciones en materia de Energías Limpias y reducción de emisiones contaminantes** que al efecto se establezcan en las disposiciones aplicables, y
- **Ofrecer energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos** al Mercado Eléctrico Mayorista basado en los costos de producción conforme a las Reglas del Mercado y entregar dichos productos al Sistema Eléctrico Nacional **cuando sea técnicamente factible, sujeto a las instrucciones del Centro Nacional de Control de Energía.**

Que el acceso abierto no indebidamente discriminatorio implica que un interesado en interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional debe de recibir el mismo trato que cualquier otro que se encuentre en las mismas condiciones, es decir, no se le dará prioridad en la contratación, confirmación o asignación de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional bajo criterios distintos a los que se establezcan en las disposiciones jurídicas aplicables; en ese sentido, el artículo 33 de la Ley de la Industria Eléctrica, dispone que **los Transportistas y los Distribuidores están obligados a interconectar a la Red Nacional de Transmisión las Centrales Eléctricas cuyos representantes lo soliciten y a conectar a las Redes Generales de Distribución a los Centros de Carga cuyos representantes lo soliciten, en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible**; en otras palabras, se deberá considerar un trato diferenciado a cada solicitante de Interconexión o Conexión, **cuando las condiciones de infraestructura así lo requieran**, de tal forma que permitan la Interconexión o Conexión sin afectar la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional. Para lo anterior, de conformidad con el artículo 33 de la Ley de la Industria Eléctrica, párrafo segundo, fracciones I, II, y III, **el Centro Nacional de Control de Energía está obligado**, al menos a:

- **Definir las especificaciones técnicas generales requeridas para realizar las interconexiones y conexiones;**
- **Definir las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión**, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, e
- **Instruir a los Transportistas o a los Distribuidores la celebración del contrato de interconexión o conexión**, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, una vez definidas las características específicas de la infraestructura requerida o determinada la exención de éstas. Las Reglas del Mercado especificarán los plazos máximos para que el representante solicite la celebración de dicho contrato con base en las características específicas de la infraestructura requerida;

Que, al respecto, el artículo 12 de la Ley de la Industria Eléctrica, en materia de acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como de la prestación de los servicios en dichas redes, entre otras, establece las siguientes facultades relevantes para la Comisión Reguladora de Energía:

- Establecer las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, así como las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico, y resolver sobre su modificación;
- Expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán la transmisión y la distribución;
- Autorizar los modelos de contrato que celebre el Centro Nacional de Control de Energía con los Participantes del Mercado, así como los modelos de convenio que se requieran entre el Centro Nacional de Control de Energía, los Transportistas y los Distribuidores;
- Expedir modelos de contrato de interconexión de Centrales Eléctricas, conexión de Centros de Carga, y los demás que se requieran;
- Emitir opinión respecto de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que sean sometidos por el Centro Nacional de Control de Energía o por los Distribuidores y solicitar cambios a las mismas;
- Autorizar las especificaciones técnicas generales que proponga el Centro Nacional de Control de Energía, requeridas para la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y la conexión de nuevos Centros de Carga, y autorizar los cobros para la realización de estudios de las características específicas de la infraestructura requerida y para los otros componentes del proceso de interconexión y conexión;
- Emitir los términos y condiciones y expedir las metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones que los interesados deberán realizar para la construcción de obras, ampliaciones y modificaciones de transmisión y distribución cuando los costos no se recuperen a través de la regulación tarifaria, y aprobar los modelos de convenio correspondientes;
- Expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en línea con la Política que emita la Secretaría de Energía en estas materias;
- Dictar o ejecutar las medidas necesarias para proteger los intereses del público en relación con la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico, y solicitar a otras autoridades, en el ámbito de su competencia, la aplicación de medidas de seguridad adicionales o necesarias;

Que el artículo 15 de la Ley de la Industria Eléctrica señala que, en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, el Estado ejercerá el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional a través del Centro Nacional de Control de Energía, quien determinará los elementos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución y las operaciones de los mismos que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista; las demás operaciones de estas redes podrán ser realizadas por los Transportistas o Distribuidores, sujetándose a la coordinación del Centro Nacional de Control de Energía, quien determinará la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los Transportistas y Distribuidores, a fin de ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional;

Que en congruencia con el Considerando anterior, el artículo 16 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que las instrucciones que el Centro Nacional de Control de Energía emita en el ejercicio del Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional son obligatorias para todos los Integrantes de la Industria Eléctrica y que, para ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como para conducir la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el Centro Nacional de Control de Energía se auxiliará de la relación que establezca con los Transportistas y Distribuidores, así como con los Participantes del Mercado, a través de convenios y contratos, de conformidad con los artículos 26, 38, 98 y 100 de la Ley de la Industria Eléctrica;

Que, además, en concordancia con lo anterior, el artículo 37 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica señala que el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica se sujetará a las disposiciones administrativas de carácter general que emita la Comisión Reguladora de Energía en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional y que la prestación de dicho servicio público se realizará observando el correcto funcionamiento e integridad de

los equipos y dispositivos de sus redes. Asimismo, establece que el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica deberá prestarse bajo parámetros aceptables de: i. Tensión; ii. Disponibilidad de los elementos de las redes; iii. Interrupciones del Suministro Eléctrico; iv. Componentes armónicos; v. Pérdidas de energía, y vi. Cualquier otro aspecto técnico que la Comisión considere necesario. Para efectos de lo anterior, al definir los parámetros que se determinen como aceptables, la Comisión deberá tomar en cuenta los aspectos económicos asociados;

Que el artículo 5, párrafo primero, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que **el Gobierno Federal, los Generadores, los Transportistas, los Distribuidores, los Comercializadores, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el Centro Nacional de Control de Energía**, en el ámbito de sus competencias y responsabilidades, **ejecutarán los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.**

Que de conformidad con el artículo 6 de la Ley de la Industria Eléctrica, **el Estado establecerá y ejecutará la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la Secretaría de Energía y de la Comisión Reguladora de Energía**, en el ámbito de sus respectivas competencias, **teniendo como objetivos**, los siguientes:

- **Garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;**
- **Promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad;**
- **Impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria eléctrica;**
- **Propiciar la expansión eficiente de la industria eléctrica, respetando los derechos humanos de las comunidades y pueblos;**
- **Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional;**
- **Apoyar la universalización del Suministro Eléctrico, y**
- **Proteger los intereses de los Usuarios Finales.**

Que las actividades para atender los objetivos anteriores están reguladas en el artículo 132 de la Ley de la Industria Eléctrica, el cual dispone que **la Secretaría de Energía establecerá la política en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos**, de igual forma regulará, supervisará y ejecutará el proceso de estandarización y normalización en materia de seguridad de las instalaciones de los Usuarios Finales; que **la Comisión Reguladora de Energía expedirá y aplicará la regulación necesaria** en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional; que **el Centro Nacional de Control de Energía podrá emitir especificaciones técnicas en dichas materias** con la autorización de la Comisión Reguladora de Energía; también determina que **los Integrantes de la Industria Eléctrica no podrán aplicar especificaciones técnicas de referencia distintas a la regulación, estandarización y normalización que emitan o autoricen las autoridades competentes**; y que **la política y la regulación a que se refiere este artículo serán de observancia obligatoria en la planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional**;

Que el artículo 28 de la Ley de la Industria Eléctrica, dispone que **las obligaciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad se establecerán en las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica** y las demás disposiciones que al efecto emita la Comisión Reguladora de Energía, asimismo prevé que **los Transportistas y los Distribuidores no tendrán responsabilidad por los costos que ocurran en el Mercado Eléctrico Mayorista como resultado de caso fortuito o fuerza mayor**; en tal virtud, **los Transportistas y Distribuidores tendrán derecho a que se reconozca la totalidad de los costos eficientes en que incurran, y por lo tanto, la Comisión Reguladora de Energía en el ámbito de sus facultades deberá así establecerlo en las disposiciones legales que resulten aplicables**;

Que el artículo 101 de la Ley de la Industria Eléctrica prevé que, con base en criterios **de Seguridad de Despacho y eficiencia económica**, el Centro Nacional de Control de Energía, determinará la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas, de la Demanda Controlable y de los programas de importación y exportación. Dicha asignación y despacho se ejecutarán independientemente de la propiedad o representación de las Centrales Eléctricas, la Demanda Controlable u ofertas de importación y exportación, así como a las condiciones operativas de las Redes de Transmisión y Distribución. Igualmente, se deberá tomar en cuenta las condiciones operativas de las Redes de Transmisión y Distribución, para efectos de la no indebida discriminación;

Que el artículo 108, fracciones II, III, IV, XIII, XVII y XXII, de la Ley de la Industria Eléctrica **faculta al Centro Nacional de Control de Energía para determinar los actos necesarios para mantener la Seguridad de Despacho, Confiabilidad, Calidad y Continuidad del Sistema Eléctrico Nacional y que deben realizar los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores**, sujeto a la regulación y supervisión de la Comisión Reguladora de Energía, lo anterior en estricto apego a la Política que emite la Secretaría de Energía en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos, así como a la regulación de éstos que emite la Comisión Reguladora de Energía; para llevar a cabo los procesos de revisión, ajuste, actualización y emisión de las Disposiciones Operativas del Mercado conforme lo establezca la Comisión Reguladora de Energía; operar el Mercado Eléctrico mayorista en condiciones que promuevan la competencia, eficiencia y no indebida discriminación; determinar los elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista; someter a la autorización de la Comisión Reguladora de Energía las especificaciones generales requeridas para la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y la conexión de nuevos Centros de carga, así como las demás especificaciones técnicas generales que se requieran, así como evaluar la conveniencia técnica de que las Redes Particulares se integren a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución;

Que el artículo 109 de la Ley de la Industria Eléctrica dispone que **el Centro Nacional de Control de Energía desarrollará prioritariamente sus actividades para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad**.

Que el Transitorio Segundo de la Ley de la Industria Eléctrica, establece que con la salvedad de lo referido en el párrafo segundo del mismo Transitorio, abrogó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de diciembre de 1975 y en el último párrafo del transitorio referido, estableció que **los permisos y contratos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica continuarían rigiéndose en los términos establecidos en esta última Ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, y en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la Ley de la Industria Eléctrica y sus transitorios**.

Que el artículo 1 de la Ley de Transición Energética, señala que dicho ordenamiento tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos y en su artículo 2 establece que, para tales efectos, el objeto de esta Ley comprende, entre otros:

- **Prever el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica** con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones;
- **Facilitar el cumplimiento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética** establecidos en esta Ley **de una manera económicamente viable**;
- **Incorporar las externalidades en la evaluación de los costos asociados a la operación y expansión de la Industria Eléctrica**, incluidos aquellos sobre la salud y el medio ambiente;
- **Establecer mecanismos de promoción de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes**;
- **Reducir, bajo condiciones de viabilidad económica, la generación de emisiones contaminantes en la generación de energía eléctrica, y**
- **Apoyar el objetivo de la Ley General de Cambio Climático**, relacionado con las metas de reducción de emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero y de generación de electricidad provenientes de fuentes de Energía Limpia;

Que el artículo 3, fracción XIX, de la Ley de Transición Energética establece que las **Externalidades** son los **impactos positivos o negativos** que genera la provisión de un bien o servicio **y que afectan o que pudieran afectar a una tercera persona y éstas ocurren cuando el costo pagado por un bien o servicio es diferente del costo total de los daños y beneficios en términos económicos, sociales, ambientales y a la salud, que involucran su producción y consumo**;

Que el artículo 4, de la Ley de Transición Energética dispone que **la Secretaría de Energía promoverá que la generación eléctrica proveniente de fuentes de Energía Limpia** alcance los niveles establecidos en la Ley General de Cambio Climático para la Industria Eléctrica y que para ello deberá considerar el mayor impulso a la Eficiencia Energética y a la generación con Energías Limpias **que pueda ser soportado de manera sustentable bajo las condiciones económicas y del mercado eléctrico en el país**, conforme al cumplimiento de los objetivos en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional que fija la Secretaría de Energía de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, en su artículo 132 antes referido;

Que el artículo 13, párrafo segundo, de la Ley de Transición Energética determina que, para la **regulación de las Energías Limpias**, la Secretaría de Energía tendrá las facultades que se le otorguen en la Ley de la Industria Eléctrica y demás legislación aplicable;

Que el artículo 14, fracciones IV, XVI y XVII, de la Ley de Transición Energética establece que corresponde a la **Secretaría de Energía promover el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de generación y Aprovechamiento de Energías Limpias** y el Aprovechamiento sustentable de la energía, que México haya adquirido y cuyo cumplimiento esté relacionado directamente con esta Ley, **en condiciones de viabilidad económica y sin menoscabo de la competitividad; promover, en condiciones de sustentabilidad económica, la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que redunden en un beneficio sistémico y faciliten la interconexión de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional, infraestructura que deberá realizarse siempre que no se contraponga con los principios relacionados con la confiabilidad establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica**, y asegurar la congruencia entre la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, el Programa Especial de la Transición Energética, el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y los demás instrumentos de planeación del sector energía, respectivamente;

Que el artículo 16, fracciones III y V, de la Ley de Transición Energética disponen que **corresponde al Centro Nacional de Control de Energía adoptar las tecnologías y procedimientos necesarios para garantizar el uso óptimo de las Energías Limpias, asegurando la estabilidad y seguridad de la red de transmisión en condiciones de viabilidad económica**, y transmitir la información que corresponda a la Secretaría de Energía para que se programen y ejecuten las obras necesarias para incorporar las Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional, respectivamente, conforme al cumplimiento de los objetivos en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional que fija la Secretaría de Energía conforme lo dispone el artículo 132 de la Ley de la Industria Eléctrica;

Que el artículo 27, fracción III, de la Ley de Transición Energética establece que la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios constituye el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazo en materia de obligaciones de Energías Limpias, Aprovechamiento sustentable de la energía y mejora en la productividad energética en su caso, de **reducción económicamente viable de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, cuyo tercer objetivo es reducir, bajo criterios de viabilidad económica, la dependencia del país respecto de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía**, lo que implica que la Secretaría puede definir cuándo es económicamente viable, considerado todos los costos para integrar las Energías Limpias;

Que el artículo 30 de la Ley de Transición Energética dispone que, **para promover la Confiabilidad, Continuidad y estabilidad en la transmisión y distribución de la energía eléctrica proveniente de las Energías Limpias, el Centro Nacional de Control de Energía contará con el apoyo del Servicio Meteorológico Nacional**. Al respecto, el artículo 31 señala que ese Servicio Meteorológico aportará sus capacidades **para la predicción de las variables climatológicas que influyan sobre la oferta de Energías Limpias y su variabilidad, con la periodicidad necesaria para incorporarlas a la oferta de energía eléctrica en el despacho del Mercado Eléctrico Mayorista**, para lo cual se contará con el apoyo del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias; todo lo cual deberá ser considerado en la elaboración de la Política en materia de eficiencia, Confiabilidad, seguridad, Continuidad, Calidad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional que emite la Secretaría de Energía, para lo cual establecerá el factor de desempeño del clima que incida la generación de Energías Limpias;

Que los artículos 37 y 38, fracciones I y II, de la Ley de Transición Energética establecen que **el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes tiene como objetivo apoyar la modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico**, la provisión de servicios adicionales a través de sus redes, de la Energía Limpia y la Generación Limpia Distribuida, permitiendo una mayor interacción entre los dispositivos de los usuarios finales y el

sistema eléctrico; para lo cual deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que podrán considerar el uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la Confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, así como la optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;

Que el 28 de febrero de 2017 la Secretaría de Energía, por conducto de la Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, publicó en el Diario Oficial de la Federación el Aviso por el que se da a conocer la Política de Confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía, con la finalidad de cumplir las disposiciones que han quedado señaladas, sin embargo, se identifica que la atención a la Confiabilidad corresponde sólo al mercado de balance de potencia, por lo que ese Aviso resulta claramente insuficiente en términos de lo que establecen la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Transición Energética y sus reglamentos, por lo que es necesario reconocer e incluir de manera integral los objetivos y obligaciones que contemplan dichas disposiciones;

Que el Aviso por el que se da a conocer la Política de Confiabilidad publicado el 28 de febrero de 2017 por la Secretaría de Energía, estuvo acotada sólo a (i) el límite superior aceptable de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional; (ii) el valor de la energía no suministrada; (iii) el valor eficiente de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el valor de la energía no suministrada y el costo de capacidad de la tecnología de generación en referencia; y (iv) valores indicativos de las reservas de planeación mínimas y valores indicativos de las reservas eficientes de planeación en cada sistema interconectado en cada año. Valores que fueron necesarios para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia, el establecimiento del Mercado para el Balance de Potencia y de las Subastas de energía eléctrica desarrolladas por el Centro Nacional de Control de Energía, pero insuficientes para una adecuada política de Confiabilidad que esté relacionada con la Seguridad de Despacho, en términos de la Continuidad, Calidad y seguridad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional o que esté relacionada con la Seguridad de Despacho, para satisfacer la demanda eléctrica bajo condiciones de Calidad y Continuidad, **manteniendo las características y condiciones de las variables eléctricas que cumplan los requerimientos técnicos** que aseguren el correcto desempeño e integridad de las instalaciones de los Usuarios Finales y satisfaciendo la demanda eléctrica, y en cualquier caso, cumpliendo los requerimientos de Calidad y seguridad óptimos para el correcto desempeño del Sistema Eléctrico Nacional establecidos en los artículos 12 fracción XXXVII y XLII, 28, 68 fracción VI, 132, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica;

Que uno de los principios de la Política Energética Nacional considera la **construcción de la transición energética de manera soberana y acelerada, mediante una política integral para la utilización de las Energías Renovables, sustentada en la evolución productiva y tecnológica, y en un aumento ordenado de la generación con Energía Limpia conectada y no conectada al Sistema Eléctrico Nacional; que debe tomar en consideración la política en materia de** Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional **que emita la Secretaría de Energía** de conformidad con el artículo 132 de la Ley de la Industria Eléctrica;

Que la generación de energía eléctrica debe estar supeditada a la Política Energética Nacional y específicamente a la política de Confiabilidad. Por ello, el incremento de Capacidad Instalada y la instalación de nuevas Centrales Eléctricas deben considerar los objetivos del sector público de acuerdo con la demanda y consumo de energía eléctrica estimados, y a la planeación de la oferta para su satisfacción oportuna y suficiente; más allá de sólo considerar posibilidades de recursos y disponibilidades tecnológicas en el mercado.

Que en los principios establecidos en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019 - 2033 (PRODESEN) se estableció que se debe **aumentar la generación eléctrica con Energías Limpias, y cumplir con los compromisos internacionales en relación con el cambio climático**. Asimismo, se estableció que la electricidad es un **servicio público necesario que debe cumplir con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional**. Teniendo como principio hacer un uso racional y sostenible de todos los recursos energéticos y tecnologías disponibles para el desarrollo nacional e integrar de manera ordenada, sostenible y confiable las Energías Limpias, en la matriz energética nacional, para con ello promover la generación y uso de Energías Limpias que contribuyan a la reducción de Gases de Efecto Invernadero y la recuperación de los ecosistemas.

Que en la Política de Transición Energética señalada en el PRODESEN se establece:

- La incorporación de Energías Limpias en el sistema energético nacional en el marco integral de energías primarias, tecnologías y sistemas de producción y uso de energía, integrándolas de manera racional y económicamente viable, según las necesidades de demanda y el potencial de generación de energía;
- La incorporación de Energías Limpias debe ser consistente con criterios de integralidad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, así como del aumento del costo-beneficio en relación con los lugares de generación y demanda de energía;
- Todos los participantes de Centrales Eléctricas con base en Energías Limpias deben asegurar la disponibilidad e inversiones necesarias para proveer los Servicios Conexos requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional para su eventual incorporación a la Red Eléctrica: reservas rodantes, no rodante, operativa, reactiva y suplementaria; regulación de frecuencia, regulación y control de voltaje, arranque de emergencia y arranque negro, y
- Las Centrales Eléctricas síncronas y asíncronas interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional deben participar permanentemente en el control primario de frecuencia y la respuesta de potencia activa al control primario de la frecuencia, se ajustará a los criterios de requerimientos que establezca el Centro Nacional de Control de Energía para mantener la Confiabilidad y cumplir con la calidad de frecuencia, el control de la capacidad de transmisión por los principales enlaces interregionales de transmisión, la estabilidad del sistema y los recursos de generación necesarios para compensar la intermitencia en el Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con los criterios que establezca la Comisión Reguladora de Energía, con base en la presente Política;

Que el dinamismo que en el mundo ha cobrado la generación de Energías Limpias ha hecho necesaria la revisión y establecimiento de políticas y normatividad requeridas para la mejor forma de incorporar este tipo de energías en los distintos sistemas eléctricos del mundo, de tal forma que se cumpla cabalmente el principio de Confiabilidad en el suministro de energía; las experiencias más recientes y las mejores prácticas alcanzadas en el ámbito internacional, son lecciones que se deben tomar en consideración para garantizar la viabilidad y los beneficios esperados de las Energías Limpias para enfrentar, con el mayor grado de eficiencia, el cambio climático;

Que derivado de sus compromisos internacionales en materia de incorporación de Energías Limpias a la matriz energética, distintos países se enfrentan a la problemática de incorporar Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente a los Sistemas Eléctricos, de manera confiable y segura. Por ello, distintas naciones se encuentran modificando sus marcos jurídicos que permitan una transición energética ordenada, sin afectar la Confiabilidad y Continuidad de sus respectivos sistemas eléctricos;

Que en la operación de la Sistema Eléctrico Nacional se observa que, por el efecto de la nubosidad en la irradiación, las rampas ascendentes y descendentes en las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas, y los cambios en la velocidad por ráfagas de viento en las Centrales Eléctricas Eólicas, se ha requerido de diversos Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista que han sido suministrados por las unidades de Centrales Eléctricas a base de combustibles fósiles (ciclos combinados, termoeléctricas convencionales, carboeléctricas, turbogases, etc.) e hidráulicas principalmente de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que deben ser reconocidos;

Que promover la existencia y desarrollo de Servicios Conexos, resulta esencial para la gestión de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, facilitar el suministro ordenado de electricidad y garantizar que éste sea de Calidad;

Que, para garantizar y facilitar los futuros retos tecnológicos, es necesario reconocer Servicios Conexos para permitir a los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional y al conjunto del sector eléctrico, una innovación tecnológica sin afectar la flexibilidad, operatividad, sustentabilidad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

Que la inclusión y no discriminación en el mercado de Servicios Conexos, debiera ser maximizada para beneficiar a los usuarios finales al menor costo, es decir, que la infraestructura actual existente de Centrales Eléctricas con inercia rotatoria que es necesaria para la operación confiable del Sistema, puede fungir como Servicio Conexos. La infraestructura de gran escala de generación existente en el Sector presenta una inercia que es necesaria y pudiera fungir como parte de su operación, sin embargo, este servicio no está remunerado al proveedor del servicio. La nueva política de Confiabilidad incluye la utilización de la generación de las Centrales Eléctricas existentes, de manera que las eficiencias puedan ser internalizadas para su posible repercusión en el precio al Usuario Final;

Que esta Política pretende mejorar las necesidades incrementales de satisfacción de la demanda energética de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, aumentando la habilidad del Sistema Eléctrico Nacional de solucionar Estados Operativos de Alerta y Emergencia presentes en el servicio de Suministro de energía, por restricciones operativas de generación (niveles insuficientes de Reserva Operativa), transmisión, transformación y diseño, que están asociadas con limitaciones de estabilidad angular, de voltaje y de frecuencia; caracterizadas por límites máximos y mínimos; provocados por sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión, así como las afectaciones en la tensión, la frecuencia y el factor de potencia, presentes cuando superan los rangos establecidos, y las interrupciones del servicio, reduciendo su frecuencia y duración;

Que la presente Política contempla de manera más ordenada la penetración de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, fotovoltaicas y eólicas, previendo que los Estados Operativos de Alerta y Emergencia se reduzcan a un mínimo de acuerdo a las experiencias internacionales, disminuyendo en lo posible las salidas forzadas asociadas a la generación, particularmente peligrosas en las rampas de salida y puesta del sol, así como en las horas críticas del Sistema Eléctrico Nacional y que exponen a daños financieros al Sistema Eléctrico Nacional, así como a los Usuarios Finales. Dicho fortalecimiento se realizará a través de la optimización de los elementos que conforman el Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto, y

Que el artículo 5 fracciones XXIII, XXIV y XXVI del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, publicado el 31 de octubre de 2014 en el Diario Oficial de la Federación, establecen que su titular tendrá como facultades indelegables establecer, conducir y coordinar la política energética del país; ejercer los derechos de la Nación respecto del aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, transmitir, distribuir, comercializar, y abastecer de energía eléctrica; así como las demás que con tal carácter se establezcan por ley; por lo que he tenido a bien emitir el siguiente:

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE LA POLÍTICA DE CONFIABILIDAD, SEGURIDAD, CONTINUIDAD Y CALIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite la política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

TRANSITORIOS

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

SEGUNDO.- Se abroga el Aviso por el que se da a conocer la política de confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de febrero de 2017.

TERCERO.- Con arreglo en la presente Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional la Comisión Reguladora de Energía y el Centro Nacional de Control de Energía, en el ámbito de sus facultades y competencias, deberán llevar a cabo las adecuaciones correspondientes a las Reglas de Mercado y a 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, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica”* y las que resulten necesarias en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

En tanto no se realicen las adecuaciones señaladas en el párrafo anterior para la aplicación de la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, serán aplicables las vigentes antes de la entrada en vigor del presente Acuerdo, en tanto no se opongan a lo previsto en la presente Política, quedando a cargo de la Secretaría de Energía resolver sobre cualquier duda respecto de la disposición aplicable que se suscite en caso de conflicto.

CUARTO.- La interpretación para efectos administrativos del presente Acuerdo, así como lo relativo a la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, corresponde a la Secretaría de Energía.

Ciudad de México, a 11 de mayo de 2020.- La Secretaria de Energía, **Norma Rocío Nahle García.-** Rúbrica.

Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional**INTRODUCCIÓN**

El presente instrumento tiene como propósito, de manera enunciativa más no limitativa, dar cumplimiento a lo dispuesto por los artículos 1, párrafo segundo, y 132 de la Ley de la Industria Eléctrica, relativos a “promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios” y establecer “la política en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos”; ordenamientos que, en concordancia con los artículos 1o., 25, 27 párrafo sexto y 28 párrafos cuarto y quinto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, constituyen la base para que el Estado, en ejercicio de sus facultades, procure garantizar el suministro eléctrico, lo cual sólo puede materializarse, si se atiende el objetivo de la Confiabilidad que aquí se establece.

Por lo anterior, se establecen líneas de política que todos los Integrantes de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía, el Centro Nacional de Control de Energía, los gobiernos de las entidades federativas y sus municipios, organismos constitucionales autónomos, unidades administrativas y órganos administrativos desconcentrados de la Secretaría de Energía e instituciones de investigación, deberán seguir para garantizar el Suministro Eléctrico confiable.

Este documento pretende cubrir los aspectos más importantes del Suministro Eléctrico, basándose en la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, como elemento preponderante y por encima de los otros objetos a que hace referencia el artículo 132 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Capítulo I.**SITUACIÓN ACTUAL DE LA CONFIABILIDAD, SEGURIDAD, CONTINUIDAD Y CALIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

El 28 de febrero de 2017, la Secretaría de Energía (SENER), por conducto de la Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, publicó en el Diario Oficial de la Federación el *Aviso por el que se da a conocer la Política de Confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía*, con la finalidad de cumplir las disposiciones Constitucionales y Legales en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), sin embargo, se identificó que la atención a la Confiabilidad corresponde sólo al mercado de balance de potencia, por lo que ese Aviso resulta claramente insuficiente en términos de lo que establecen la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Ley de Transición Energética (LTE) y sus reglamentos, por lo que es necesario reconocer e incluir de manera integral los objetivos y obligaciones que contemplan dichas disposiciones.

Lo anterior en virtud de que ese Aviso estuvo acotado sólo a:

- A. El límite superior aceptable de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el SEN;
- B. El Valor de la Energía No Suministrada (VENS);
- C. El valor eficiente de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el SEN, tomando en cuenta el VENS y el costo de capacidad de la tecnología de generación en referencia; y
- D. Los valores indicativos de las reservas de planeación mínimas y valores indicativos de las reservas eficientes de planeación en cada sistema interconectado en cada año.

Valores que fueron necesarios para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia, el establecimiento del Mercado para el Balance de Potencia y de las Subastas de energía eléctrica desarrolladas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), pero insuficientes para una adecuada política de Confiabilidad que esté relacionada con la Seguridad de Despacho, en términos de la Continuidad, Calidad y seguridad de la operación del SEN o que esté relacionada con la Seguridad de Despacho, para satisfacer la demanda eléctrica bajo condiciones de Calidad y Continuidad, **manteniendo las características y condiciones de las variables eléctricas que cumplan los requerimientos técnicos** que aseguren el correcto desempeño e integridad de las instalaciones de los Usuarios Finales y satisfaciendo la demanda eléctrica, y en cualquier caso, cumpliendo los requerimientos de Calidad y seguridad óptimos para el correcto desempeño del SEN establecidos en los artículos 12 fracción XXXVII y XLII, 28, 68 fracción VI y 132, segundo párrafo, de la LIE.

Que uno de los principios de la Política Energética Nacional considera la **construcción de la transición energética de manera soberana y progresiva, mediante una política integral para la utilización de las Energías Renovables, sustentada en la evolución productiva y tecnológica, y en un aumento ordenado de la generación con Energía Limpia conectada y no conectada al SEN; que debe tomar en consideración la política en materia de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el SEN que emita la SENER** de conformidad con el artículo 132 de la LIE.

Capítulo II.

SEGURIDAD ENERGÉTICA

Esta Política constituye un elemento indispensable para fortalecer la seguridad energética del país, derivada del modelo de mercado que impuso la Reforma Energética de 2013, en virtud de que corresponde a la migración de una estructura de monopolio estatal a un entorno de competencia, en el cual la garantía del funcionamiento eficiente del SEN dejó de ser responsabilidad de la CFE, para convertirse en un esquema de obligaciones diversas, aplicable a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica, involucrados en la cadena de valor de la energía eléctrica en México.

Esta Política contribuirá en la Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad del SEN, considerando **la evolución productiva y tecnológica, así como el aumento ordenado de la generación con Energía Limpia Intermitente conectada y no conectada al SEN, supervisada por el Estado, a través de la SENER.**

Capítulo III.

MARCO CONSTITUCIONAL

En la elaboración de la presente Política se ha considerado la **obligación que tiene el Estado de promover, respetar, proteger y garantizar los derechos humanos, de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad**, consagrada en el artículo 1 de la CPEUM.

Es de destacar que, el artículo 2 de la CPEUM **reconoce a los pueblos y comunidades indígenas la autonomía para el uso y disfrute preferente de los recursos naturales de los lugares que habitan y ocupan las comunidades, con excepción de aquellos que corresponden a las áreas estratégicas.**

Así como del artículo 25 de la CPEUM que establece la **Rectoría del Estado en cuanto al desarrollo nacional, a fin de garantizar que sea integral y sustentable, que fortalezca la Soberanía de la Nación y su régimen democrático y que mediante la competitividad, el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales**, protegidos por la propia Constitución.

También del deber que tiene el Estado de **organizar un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional que imprima solidez, dinamismo, competitividad, permanencia y equidad al crecimiento de la economía para la independencia y la democratización política, social y cultural de la nación**, conforme lo dispone el artículo 26 de nuestra Carta Magna.

Además del artículo 27 de la CPEUM, el cual prevé que corresponde exclusivamente a la Nación la **planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.**

Adicionalmente del artículo 28 de la normativa que nos ocupa, establece que estarán a cargo del sector público de manera exclusiva las **áreas estratégicas** que indica, dentro de las cuales se encuentra el **servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica**, la cual es de jurisdicción federal y corresponde a esta Dependencia su ejecución.

En ese sentido, a efecto de que el Estado se encuentre en posibilidad de cumplir con el mandato constitucional con relación al acceso al suministro eléctrico, con una perspectiva integral a los derechos humanos, así como en beneficio de los más vulnerables, como son los pueblos y comunidades indígenas, es necesario contar con una adecuada Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el SEN, ya que de ello dependerá, en gran medida, el adecuado suministro eléctrico.

Capítulo IV.

MARCO LEGAL

Los artículos 3 de la LIE y 2 de su Reglamento, disponen lo que debe entenderse por distintas definiciones aplicables a la industria eléctrica, mismas que se toman en cuenta para emitir el presente instrumento.

Asimismo, en los artículos 2, 4, 7, de la LIE señala lo referente a **la regulación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN**, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), **actividades de la industria eléctrica, así como lo referente al Suministro Eléctrico.** En dichas disposiciones, se establece que:

- A. La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN, así como la operación del MEM;**

- B. **El sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria;**
- C. **Las actividades de la industria eléctrica son de interés público y que la planeación y el control del SEN, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas, en las cuales el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la presente Ley;**
- D. **Las actividades de la industria eléctrica son de jurisdicción federal y que las autoridades administrativas y jurisdiccionales proveerán lo necesario para que no se interrumpan dichas actividades, y**
- E. **El Suministro Eléctrico es un servicio de interés público y que las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del SEN son de utilidad pública y se sujetarán a obligaciones de servicio público y universal en términos de dicha Ley y de las disposiciones aplicables, a fin de lograr el cabal cumplimiento de los objetivos establecidos en ese ordenamiento legal, por lo que incluye lo que debe considerarse como obligaciones de servicio público y universal.**

Respecto de las actividades anteriores:

- El artículo 5 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad dispone que, esa empresa productiva de Estado **tiene por objeto prestar el servicio de Transmisión y Distribución de energía eléctrica, sus empresas productivas subsidiarias de Transmisión y Distribución ejercen el control físico de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y como Distribuidor, ejerciendo el control físico de las Redes Generales de Distribución (RGD).**
- La LOAPF, establece las bases de organización de la Administración Pública Federal, centralizada y paraestatal, **otorgando a la SENER en su artículo 33, fracciones I y V, la facultad para establecer, conducir y coordinar la política energética del país,** así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia y **llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables.**
- El artículo 11, fracción I de la LIE también faculta a la SENER para **establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica y en su fracción XLIII para interpretar para efectos administrativos a la referida Ley, en el ámbito de sus facultades y la LTE, en su artículo 14, fracción XII, la faculta para suscribir convenios y acuerdos de coordinación con los gobiernos de las entidades federativas y, en su caso, de los municipios, con el objeto de, en el ámbito de sus respectivas competencias establecer bases de participación para instrumentar las disposiciones que emita el Ejecutivo Federal en los temas federales, competencia de la Secretaría.**
- El artículo 14, fracciones IV, XVI y XVII, de la LTE establece que corresponde a la **SENER promover el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de generación y Aprovechamiento de Energías Limpias y el Aprovechamiento sustentable de la energía, que México haya adquirido y cuyo cumplimiento esté relacionado directamente con esta Ley, en condiciones de viabilidad económica y sin menoscabo de la competitividad; promover, en condiciones de sustentabilidad económica, la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que redunden en un beneficio sistémico y faciliten la interconexión de Energías Limpias al SEN, infraestructura que deberá realizarse siempre que no se contraponga con los principios relacionados con la confiabilidad establecidos en la LIE, y asegurar la congruencia entre la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, el Programa Especial de la Transición Energética, el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y los demás instrumentos de planeación del sector energía, respectivamente.**
- El artículo 16, fracciones III y V, de la misma ley anterior, disponen que **corresponde al CENACE adoptar las tecnologías y procedimientos necesarios para garantizar el uso óptimo de las Energías Limpias, asegurando la estabilidad y seguridad de la red de transmisión en condiciones de viabilidad económica, y transmitir la información que corresponda a la SENER para que se programen y ejecuten las obras necesarias para incorporar las Energías Limpias al SEN, respectivamente, conforme al cumplimiento de los objetivos en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN que fija la SENER conforme lo dispone el artículo 132 de la LIE.**

- Los artículos 37 y 38, fracciones I y II, de la LTE, establecen que **el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico**, la provisión de servicios adicionales a través de sus redes, de la Energía Limpia y la Generación Limpia Distribuida, permitiendo una mayor interacción entre los dispositivos de los usuarios finales y el sistema eléctrico.
- El segundo párrafo del artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética establece que, **en el desempeño de sus funciones**, los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética **deberán coordinarse con la SENER y demás dependencias**, conforme los mecanismos que establece la propia Ley, **a fin de que sus actos y resoluciones se emitan de conformidad con las políticas públicas del Ejecutivo Federal**.
- Que **el acceso abierto no indebidamente discriminatorio implica que un interesado en interconectarse al SEN debe de recibir el mismo trato que cualquier otro que se encuentre en las mismas condiciones, es decir, no se le dará prioridad en la contratación, confirmación o asignación de la capacidad del SEN bajo criterios distintos a los que se establezcan en las disposiciones jurídicas aplicables**; en ese sentido, el artículo 33 de la LIE, dispone que **los Transportistas y los Distribuidores están obligados a interconectar** a la RNT las Centrales Eléctricas cuyos representantes lo soliciten y a conectar a las RGD a los Centros de Carga cuyos representantes lo soliciten, **en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible**; en otras palabras, se deberá considerar un trato diferenciado a cada solicitante de Interconexión o Conexión, **cundo las condiciones de infraestructura así lo requieran**, de tal forma que permitan la Interconexión o Conexión sin afectar la integridad y el Funcionamiento Eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- Para lo anterior, de conformidad con el artículo 33 de la LIE, párrafo segundo, fracciones I, II, y III, **el CENACE está obligado**, al menos a:
 - a) **Definir las especificaciones técnicas generales requeridas para realizar las interconexiones y conexiones**;
 - b) **Definir las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión**, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, y
 - c) **Instruir a los Transportistas o a los Distribuidores la celebración del contrato de interconexión o conexión**, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, una vez definidas las características específicas de la infraestructura requerida o determinada la exención de éstas. Las Reglas del Mercado especificarán los plazos máximos para que el representante solicite la celebración de dicho contrato con base en las características específicas de la infraestructura requerida;

Que en congruencia con lo anterior:

El artículo 5, párrafo primero, de la LIE establece que **el Gobierno Federal, los Generadores, los Transportistas, los Distribuidores, los Comercializadores, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el CENACE**, en el ámbito de sus competencias y responsabilidades, **ejecutarán los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el Funcionamiento Eficiente del SEN**.

El artículo 6 de la LIE, señala que el **Estado establecerá y ejecutará la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la SENER y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)**, en el ámbito de sus respectivas competencias, **teniendo como objetivos** los siguientes:

- A. **Garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN;**
- B. **Promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad;**
- C. **Impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria eléctrica;**
- D. **Propiciar la expansión eficiente de la industria eléctrica, respetando los derechos humanos de las comunidades y pueblos;**
- E. **Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional;**
- F. **Apoyar la universalización del Suministro Eléctrico, y**
- G. **Proteger los intereses de los Usuarios Finales.**

Las actividades para atender los objetivos anteriores están reguladas en el artículo 132 de la LIE, el cual dispone que **la SENER establecerá la política en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el SEN, incluyendo los criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos**, de igual forma regulará, supervisará y ejecutará el proceso de estandarización y normalización en materia de seguridad de las instalaciones de los Usuarios Finales; que **la CRE expedirá y aplicará la regulación necesaria** en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN; que **el CENACE podrá emitir especificaciones técnicas en dichas materias** con la autorización de la CRE; también determina que **los Integrantes de la Industria Eléctrica no podrán aplicar especificaciones técnicas de referencia distintas a la regulación, estandarización y normalización que emitan o autoricen las autoridades competentes**; y que la política y la regulación a que se refiere este artículo serán de observancia obligatoria en la planeación y operación del SEN.

Al respecto, el artículo 28 de la LIE, dispone que **las obligaciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad se establecerán en las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica** y las demás disposiciones que al efecto emita la CRE, asimismo prevé que **los Transportistas y los Distribuidores no tendrán responsabilidad por los costos que ocurran en el MEM como resultado de caso fortuito o fuerza mayor**; en tal virtud, **los Transportistas y Distribuidores tendrán derecho a que se reconozca la totalidad de los costos eficientes en que incurran, y por lo tanto, la CRE en el ámbito de sus facultades deberá así establecerlo en las disposiciones legales que resulten aplicables**.

Por su parte, el artículo 101 de la LIE prevé que, con base en criterios **de Seguridad de Despacho y eficiencia económica**, el CENACE determinará la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas, de la Demanda Controlable y de los programas de importación y exportación. Dicha asignación y despacho se ejecutarán independientemente de la propiedad o representación de las Centrales Eléctricas, la Demanda Controlable u ofertas de importación y exportación, así como a las condiciones operativas de las Redes de Transmisión y Distribución. Igualmente, se deberá tomar en cuenta las condiciones operativas de las Redes de Transmisión y Distribución, para efectos de la no indebida discriminación.

Asimismo, los artículos 16 y 109 de la LIE disponen que **el CENACE desarrollará prioritariamente sus actividades para garantizar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad** y que **las instrucciones que ese Centro emita en el ejercicio del Control Operativo del SEN son obligatorias para todos los Integrantes de la Industria Eléctrica** y que, para ejercer el Control Operativo del SEN, así como para conducir la operación del MEM, el CENACE se auxiliará de la relación que establezca con los Transportistas y Distribuidores, así como con los Participantes del Mercado, a través de convenios y contratos, de conformidad con los artículos 26, 38, 98 y 100 de la LIE.

Además, el Transitorio Segundo de la LIE, declara la abrogación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de diciembre de 1975 y señala que **los permisos y contratos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica continuarán rigiéndose en los términos establecidos en esta última Ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, y en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la LIE y sus transitorios**.

Capítulo V.

DISPOSICIONES GENERALES

1. Objetivo

- 1.1. El objetivo de la presente Política es establecer lineamientos generales que permitan a las autoridades competentes dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 132 de la LIE, a efecto de garantizar el suministro eléctrico, bajo el principio de Confiabilidad, según se define en ese mismo ordenamiento, en su artículo 3, párrafo primero, fracción X, a fin de operar, regular y supervisar el Funcionamiento Eficiente del SEN, en concordancia con los artículos 1, 25, 27 y 28 de la CPEUM y demás disposiciones citadas en los considerandos de la emisión de este instrumento.
- 1.2. Establecer una Política de Confiabilidad que contribuya a una planeación y operación racional e integral del SEN conforme a los objetivos nacionales;
 - 1.2.1. Visión de conjunto del SEN. Generación, Transmisión, Distribución, Suministro, Consumo final. Suministro de combustibles;
 - 1.2.2. Tomar como base la demanda y consumo por Gerencia de Control Regional y Sistema;

- 1.2.3. Transición Energética Soberana e incorporación ordenada de las Energías Limpias y Generación Distribuida;
- 1.2.4. Fortalecimiento de la planificación estratégica de CFE y sus empresas productivas del Estado, sus empresas filiales y subsidiarias, para promover la planificación integral del SEN y garantizar el carácter de servicio de interés público y universal del Suministro Eléctrico;
- 1.2.5. Ordenar el otorgamiento de permisos de generación, contratos de interconexión de Centrales Eléctricas, compraventa por los Generadores Exentos, compraventa por los Usuarios de Suministro Básico con Demanda Controlable y los demás que se requieran a la planeación del SEN y la política de Confiabilidad;
- 1.2.6. Concepto integral de Confiabilidad: Suficiencia y Seguridad de Despacho (Calidad y Continuidad);
- 1.2.7. Precisar las facultades del CENACE respecto de sus capacidades operativas para aplicar la presente Política;
- 1.2.8. Establecer las líneas de política que los Integrantes de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora Energía, el CENACE, los gobiernos de las entidades federativas y sus municipios, organismos constitucionales autónomos, unidades administrativas y órganos administrativos desconcentrados de la SENER, e instituciones de investigación deben cumplir para garantizar el Suministro Eléctrico confiable, y
- 1.2.9. Establecer nuevos Servicios Conexos requeridos para garantizar la Confiabilidad, Calidad, Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico, y dar cumplimiento a lo previsto en esta Política.

2. Alcance

- 2.1. La presente *Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional*, será de observancia obligatoria en la planeación y control operativo en el SEN, para la SENER, la CRE y el CENACE en el ámbito de sus respectivas competencias y en lo aplicable a las Empresas Productivas del Estado, organismos descentralizados del sector energético y los demás Integrantes de la Industria Eléctrica, de conformidad con lo establecido en la LIE y las disposiciones legales que de la misma se desprendan.
- 2.2. Las Bases del Mercado Eléctrico y Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) y demás regulaciones emitidas por la CRE; las Disposiciones Operativas del Mercado que rigen al MEM que emite el CENACE; así como la regulación para la incorporación de la Generación Distribuida al SEN y las demás operaciones realizadas por los Transportistas o Distribuidores; que estén relacionadas con actividades que se deriven de esta Política, deberán cumplir con los principios, lineamientos y disposiciones de este instrumento.

3. Sujetos Obligados y obligaciones particulares

Atendiendo los lineamientos establecidos en la presente Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el SEN:

- 3.1. La **CRE** actualizará, expedirá y aplicará la regulación necesaria, y otorgará los Permisos previstos en la LIE, dando cumplimiento a la política energética que establece, conduce y coordina la SENER, para mantener el balance adecuado del Suministro Eléctrico, la Transmisión y la Distribución en el territorio nacional, así como el Control Operativo del SEN;
- 3.2. El **CENACE** deberá realizar Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga e instruir la suscripción de Contratos de Interconexión y Conexión; elaborar la propuesta de planeación de la RNT y las RGD del MEM, ejercer el Control Operativo del SEN y la operación del MEM;
- 3.3. El **CENACE** actualizará, elaborará y aplicará Lineamientos de Confiabilidad para la planeación y operación del SEN, con la participación de los Transportistas y Distribuidores, con la aprobación de la SENER;
- 3.4. El **CENACE** actualizará, elaborará, aplicará y emitirá Disposiciones Operativas del Mercado;
- 3.5. El **CENACE** podrá actualizar, elaborar y emitir especificaciones técnicas, con la autorización de la CRE e informará de dicho cumplimiento a la SENER;

- 3.6. El **CENACE** solicitará al Servicio Meteorológico Nacional sus capacidades de predicción de las variables climatológicas, para la planeación operativa de corto plazo, que pueda incidir sobre la oferta de Energías Limpias y su variabilidad; con la oportunidad necesaria para anticipar sus efectos sobre la generación eléctrica y, por consiguiente, garantizar un despacho seguro del MEM;
- 3.7. El **CENACE** deberá optimizar el uso eficiente y racional del agua disponible para generación eléctrica, para lo cual se auxiliará de la información que solicite a la Comisión Nacional del Agua y participará en los mecanismos de administración del recurso hídrico que disponga dicha Comisión;
- 3.8. Con la finalidad de fortalecer permanentemente la prestación del servicio público de Suministro de Energía Eléctrica, así como garantizar el diseño y ejecución de la expansión del SEN, mediante la optimización de los costos y asegurando la Confiabilidad, la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)**, en su carácter de Transportista y Distribuidor, tendrá una participación proactiva con base en las mejores prácticas operativas, para:
- 3.8.1. La prestación del Servicio Público de Transmisión y de Distribución deberá realizarse bajo principios que garanticen la Confiabilidad de las instalaciones, elementos y equipos que componen la RNT y las RGD, así como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales.
- 3.8.2. Mantener la disponibilidad de las instalaciones, elementos y equipos que componen la RNT y las RGD, que garanticen la Confiabilidad del Suministro Eléctrico.
- 3.8.3. Definir e implementar protocolos, para el Control Físico de sus instalaciones, elementos, equipos y esquemas de protecciones, y contribuir en el restablecimiento del SEN, coordinados por el CENACE, a fin de reducir los tiempos de restablecimiento y ofrecer un servicio de Calidad al Usuario Final.
- 3.8.4. La elaboración de los Lineamientos y Criterios de Confiabilidad para la planeación y operación del SEN.
- 3.8.5. Elaborar la propuesta de planeación de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y los elementos de las RGD.
- 3.9. El **Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias** llevará a cabo estudios e investigaciones necesarias para la ejecución de esta Política, a solicitud de la SENER, y
- 3.10. Las especificaciones técnicas de referencia en materia de regulación, estandarización y normalización que emiten o autorizan las autoridades competentes, y las DACG que emita la CRE, deberán ser aplicadas por los **Integrantes de la Industria Eléctrica**.

4. Definiciones

Para los efectos de la presente Política, además de las definiciones previstas en la LIE, su Reglamento y la LTE, se entenderá en singular o plural por:

4.1. Arranque Emergencia (Arranque negro)

Acción de una Unidad de Central Eléctrica que tiene la capacidad de iniciar su operación de forma autónoma para alcanzar velocidad síncrona y permanecer energizada sin interconexión al Sistema Eléctrico de Potencia suministrando servicios auxiliares, con la capacidad de energizar la barra y la red eléctrica adyacentes para dar soporte de control de frecuencia, voltaje, potencia activa y reactiva para el restablecimiento del Sistema Eléctrico de Potencia.

4.2. Capacidad de respaldo por variabilidad de Centrales Eléctricas con Energías Limpia Intermitente.

Capacidad en MW en las unidades de Centrales Eléctricas necesaria por la variabilidad de la potencia activa en las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente fotovoltaica y eólica, por el efecto de la nubosidad en la irradiación solar y cambios en la velocidad del viento.

4.3. Central Eléctrica Flexible

Centrales Eléctricas que por sus características de diseño proveen la capacidad de adaptarse a las condiciones dinámicas del SEN, derivadas, entre otras, de la variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes, de la naturaleza demanda y fallas de Centrales Eléctricas y elementos de transmisión, bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho. De manera enunciativa más no limitativa se enuncian algunas características:

- Alta eficiencia de Arranque/Paro, para minimizar los costos, esfuerzos mecánicos y fatigas.
- Alta Eficiencia ante cualquier punto de despacho. Procesos térmicos flexibles en las Centrales Eléctricas a fin de proporcionar una respuesta eficiente ante los cambios de la demanda.
- Rangos amplios de operación en Centrales Hidroeléctricas.
- Operación a cargas mínimas que permitan rampas rápidas para alcanzar la Capacidad máxima de la unidad de Central Eléctrica.
- Tiempos mínimos de arranque para alcanzar la Capacidad máxima de la unidad de Central Eléctrica.
- Mínimo tiempo fuera de operación entre paro/arranque.
- Bajas emisiones de Gases Efecto Invernadero.
- Operación Cíclica.
- Capacidad de extender los tiempos de paro por semanas o meses, preservando la capacidad de arranque rápido.
- Flexibilidad de arranque remoto.
- Arranque Emergencia (Arranque Negro)
- Soporte de voltaje.
- Soporte de energía inercial.
- Soporte de Regulación Primaria y Secundaria.
- Soporte a la razón de cambio de la frecuencia ante pérdida súbita de grandes bloques de generación.

4.4. Condensador síncrono

Es una unidad eléctrica rotativa o unidad de Central Eléctrica síncrona que funciona con la acción de un sistema de excitación sin el acoplamiento hacia una turbina por lo que no es capaz de producir potencia activa, contribuye a la inercia total del sistema, al control del voltaje, aumenta los márgenes de estabilidad transitoria ante fallas y contribuye a los niveles de cortocircuito.

4.5. Congestión de Transmisión

Evento que ocurre en los Sistemas Eléctricos de Potencia, cuando las transacciones programadas de energía eléctrica en el Mercado o derivado de las condiciones de balance carga-generación en Tiempo Real, resultan en flujos de potencia activa sobre un elemento de transmisión, transformación o Compuerta que exceden la máxima capacidad de transporte de potencia activa definida para la Confiabilidad del SEN.

4.6. Criterios de Confiabilidad

Los criterios de Confiabilidad que establezca la CRE a través del Código de Red o de cualquier otro instrumento.

4.7. Curva de demanda

Representación gráfica para estimar el efecto y dar seguimiento del comportamiento de un conjunto de los usuarios de energía eléctrica por nodo, zona, región o sistema, en los procesos de: planeación operativa, planeación de largo plazo, Mercado del Día en Adelanto, Mercado en Tiempo Real (MTR), Mercado de una Hora en Adelanto y Control Operativo del SEN.

4.8. Energía Inercial (Inercia)

La energía almacenada en la masa giratoria en los elementos rotativos sincronizados al Sistema Eléctrico como son las unidades de Centrales Eléctricas, Condensador Síncrono, volantes de inercia y los motores.

La Inercia de una unidad de Central Eléctrica, Condensador Síncrono, volante de inercia y motor eléctrico síncronos, se refiere a la oposición de estos a los cambios en su velocidad de rotación (frecuencia del Sistema Eléctrico). Cuando existe un desbalance carga-generación en el Sistema Eléctrico, los elementos rotativos usan su energía inercial para reemplazar la falta de energía causada por el desbalance antes de la acción de la Regulación Primaria y Secundaria.

4.9. Energía Limpia Intermitente

Se refiere a las fuentes de energía renovables, como el sol o el viento, que presentan una serie de características, como la variabilidad temporal y geográfica, y cuya naturaleza intermitente las hace operar siempre que esté disponible el recurso que la sustenta, exigiendo mayor Flexibilidad Operativa al resto del sistema. Entre estas fuentes de energías podemos mencionar a la energía solar, capturada del sol mediante la radiación solar y la energía eólica, nutrida por la fuerza mecánica del viento.

4.10. Energía No Suministrada (ENS)

Es la energía (en MWh) demandada que no puede entregarse al usuario final, debido a diversas condiciones operativas en la red eléctrica que pueden presentarse como consecuencia de, entre otras, insuficiencia en la Reserva Operativa, toma de decisiones en el Control Operativo o por disturbios en la RNT y las RGD.

4.11. Estabilidad

La estabilidad en el SEN se relaciona con la capacidad de responder y mantener las variables eléctricas dentro de sus rangos operativos ante eventos fortuitos, manuales o automáticos en estado cuasi-estacionario, dinámico y transitorio que surgen en la operación del sistema.

4.12. Flexibilidad Operativa

Se refiere a la capacidad de los elementos que integran el SEN de ajustarse y adaptarse a múltiples condiciones de carga-generación para asegurar la suficiencia y la Seguridad de Despacho, a través de Centrales Eléctricas flexibles, herramientas de control, monitoreo y comunicación avanzadas para asegurar la interoperabilidad, y tecnologías inteligentes de CA y CD en la RNT y las RGD.

4.13. Funcionamiento Eficiente del Sistema Eléctrico Nacional

Es el funcionamiento correcto de todos los elementos que componen el SEN para proveer el Suministro Eléctrico a todos los Usuarios Finales, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el SEN.

4.14. Generación Distribuida Limpia Confiable

Se refiere al Generador Exento con Capacidad Instalada menor a 500 kW con Energía Limpia Intermitente interconectada al SEN que utilizan inversores inteligentes o turbinas eólicas con la capacidad de regular frecuencia y voltaje, y disponen con la capacidad de establecer monitoreo, comunicación y control desde los Centros de Control de Distribución y del CENACE.

4.15. Indisponibilidad de unidad de Central Eléctrica

Capacidad en MW o MVA_r de una unidad de Central Eléctrica que se encuentra inhabilitada total o parcialmente para ofertar energía eléctrica, Potencia y Servicios Conexos, ya sea por: licencia por falla o mantenimiento en la unidad de Central Eléctrica; derrateo por falla o mantenimiento de equipos propios de la unidad de Central Eléctrica o elementos de interconexión de la propia unidad a la RNT o las RGD; suministro de combustibles; degradación por nivel de embalses; derrateo por temperatura ambiente; variabilidad del viento e irradiación solar.

4.16. Integridad del Sistema Eléctrico Nacional

Se refiere a establecer el equilibrio entre la Confiabilidad, Calidad, Continuidad, seguridad, eficiencia y sustentabilidad para que el Estado ejerza la planeación y el control del SEN, así como el Servicios Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, las cuales son áreas estratégicas del Estado mexicano. Asimismo, se permita que los servicios de generación y comercialización se presten en un régimen de libre competencia, sin menoscabo del fortalecimiento y la soberanía del Estado en materia de electricidad.

4.17. Nuevos Servicios Conexos

Son servicios vinculados a la operación del SEN y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, y que complementan a los Servicios Conexos señalados actualmente en la LIE. Estos servicios son proporcionados por los Integrantes de la Industria Eléctrica para asegurar la suficiencia y la Seguridad de Despacho en el SEN. De manera enunciativa más no limitativa se enuncian algunos Servicios Conexos:

- Seguimiento de rampas por seguimiento a la demanda, efecto de la irradiación, nubosidad y ráfagas de viento.
- Control de voltaje de unidades de Centrales Eléctricas síncronas y asíncronas cuando no oferten energía eléctrica y Potencia.
- Arranque negro (Arranque Emergencia).
- Energía Inercial de Centrales Eléctricas síncronas cuando no oferten energía eléctrica y Potencia.
- Flexibilidad operativa de elementos de Transmisión y de unidades de Centrales Eléctricas.
- Cobertura de la variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, fotovoltaica y eólicas, y Centros de Carga Especiales.

4.18. Operación en isla

Se presenta cuando la interconexión de una unidad de Central Eléctrica se separa eléctricamente del sistema interconectado al que pertenece ante un evento fortuito o controlado y la unidad se mantiene rodando a velocidad síncrona alimentando los servicios auxiliares, para posibilitar la rápida interconexión cuando las condiciones del SEN lo permitan.

4.19. Rampa

La tasa de cambio en MW/min a la que una unidad de Central Eléctrica, Recurso de Demanda Controlable o enlace síncrono o asíncrono con otros sistemas, cambia su potencia activa entregada al SEN.

4.20. Regulación

La capacidad de los elementos de control de frecuencia y voltaje de mantener estas variables eléctricas dentro de los límites operativos.

4.21. Regulación de Voltaje con unidad de Central Eléctrica o Condensador Síncrono sin producción de potencia activa (condensador síncrono, generador eólico e inversor fotovoltaico inteligente)

La capacidad de la unidad de Central Eléctrica Síncrona y Asíncrona, y del Condensador Síncrono para controlar desviaciones de voltaje (diferencia entre el voltaje de referencia y real) en estado cuasi-estable o transitorio como respuesta ante cambios en el Sistema Eléctrico de Potencia al ocurrir una perturbación, acción de control manual o automática. Con el propósito de coadyuvar a garantizar la Confiabilidad, mantener el voltaje dentro de un rango operativo, optimizar la potencia reactiva y reducir pérdidas en la red eléctrica.

4.22. Regulación Primaria

Acción de control automática y descentralizada mediante la actuación de los gobernadores de velocidad de las turbinas de las Centrales Eléctricas Síncronas, así como la acción del Controlador de Planta de las Centrales Eléctricas Asíncronas sobre las turbinas eólicas e inversores como respuesta a variaciones de frecuencia respecto a 60 Hz.

4.23. Regulación Secundaria

Acción de control automática y centralizada, que se efectúa a través del Control Automático de Generación programada para restablecer la frecuencia del Sistema lo más próximo de su valor objetivo (60 Hz) después de un desbalance de potencia activa y/o mantener los intercambios de potencia activa programados entre regiones.

4.24. Regulación Terciaria (Reserva Suplementaria)

Capacidad en MW que en el Control Operativo puede ser redespachada de forma manual la generación de unidades de Central Eléctrica sincronizada o desconectada del SEN, desconexión de carga interrumpible o reducción del consumo de los Recursos de Demanda Controlable para restablecer los márgenes de Reserva Primaria y Secundaria para cubrir los requerimientos de la Reserva Operativa. La Regulación Terciaria puede estar compuesta de Reserva Rodante y No Rodante.

4.25. Reserva de Regulación Secundaria

Capacidad en MW disponible en Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar o disminuir su generación o consumo a partir de una condición inicial, que cuenten con la infraestructura para operar en modo de Regulación Secundaria y estén funcionando dentro del Control Automático de Generación.

4.26. Reserva Operativa

Capacidad de generación por encima de la demanda del Sistema requerida para proporcionar regulación de frecuencia, corrección del error del pronóstico de la demanda, variabilidad de la generación intermitente, y salidas forzadas de unidades de Centrales Eléctricas y elementos de la RNT. Consiste en Reserva Rodante y No Rodante.

4.27. Reserva Primaria

Rango de potencia activa en el que los gobernadores de velocidad de las Centrales Eléctricas Síncronas y los Controladores de Planta de Centrales Eléctricas Asíncronas pueden actuar de manera automática para subir o bajar generación en respuesta a desviaciones de frecuencia.

4.28. Reserva Rodante

Reserva Operativa conectada en línea que puede ser utilizada inmediatamente después de la ocurrencia de una contingencia en el Sistema.

4.29. Reserva No Rodante

Reserva Operativa no conectada en línea que puede ser utilizada rápidamente después de la ocurrencia de una contingencia en el Sistema.

4.30. Seguridad

El conjunto de mecanismos, características o servicios que presta el SEN con la función prevenir y soportar perturbaciones repentinas, por la ocurrencia de contingencias en los equipos y elementos del SEN.

4.31. Suficiencia

Es la capacidad de potencia activa necesaria para garantizar que el Control Operativo en el SEN se brinda en condiciones de Confiabilidad, Calidad, Continuidad y Seguridad, asegurando el Suministro Eléctrico.

4.32. Variabilidad

Es el cambio en el estado cuasi-estacionario de las variables eléctricas de ángulo, voltaje y frecuencia del Sistema Eléctrico de Potencia debido a la variabilidad de la potencia activa y reactiva en las Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes por el efecto de la nubosidad en la irradiación solar y cambios en la velocidad del viento; la naturaleza del comportamiento de los usuarios en el uso de la energía eléctrica y los eventos fortuitos de salidas de unidades de Centrales Eléctricas, elementos de transmisión, transformación y compensación.

Capítulo VI.**DIMENSIONES DE LA POLÍTICA DE CONFIABILIDAD, SEGURIDAD, CONTINUIDAD Y CALIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL****5. Planeación**

- 5.1.** La planeación y el control del SEN, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas del Estado Mexicano. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad por lo que a través de esta Política se busca la seguridad e independencia energética, para mitigar los riesgos producidos por la importación de combustibles, aprovechando todos los recursos para la generación de electricidad.
- 5.2.** De conformidad con la legislación vigente, corresponde a la SENER establecer, conducir y coordinar la Política Energética, por lo que todas las dependencias y entidades de los distintos niveles de gobierno, ya sea federal, estatal o municipal y poderes de la federación, así como organismos constitucionales autónomos, unidades administrativas y órganos administrativos desconcentrados de la SENER, así como Participantes del Mercado e interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica, sólo podrán ejecutar actividades y elaborar propuestas de planeación que tengan impacto en el Control Operativo y planeación del SEN, siempre que dichas propuestas y actividades de planeación sean enviadas a la SENER, a más tardar, en junio del año previo a la publicación del PRODESEN, para su análisis técnico y económico por CENACE y probable incorporación en la formulación y propuesta de los programas de ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM, que serán sometidos a su aprobación a la SENER, para su posterior incorporación, en su caso, a la planeación del SEN, al amparo de convenios y acuerdos de coordinación que suscriban con la SENER.
- 5.3.** La Confiabilidad es el principio rector de las actividades de la CRE y el CENACE, en el ámbito de sus atribuciones, para que se atienda de forma destacada en cada uno de los trámites o procedimientos que realizan dichos organismos.
- 5.4.** La CFE, como empresa productiva del Estado, propondrá a la SENER proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para promover el Servicio Público y universal de Suministro Eléctrico. Dichos proyectos serán evaluados y considerados en: Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) y Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD.
- 5.5.** Las Reglas del Mercado establecerán los criterios para que el CENACE emita la determinación de las características específicas de la infraestructura requerida, con el propósito de mantener o mejorar la Confiabilidad en el SEN.
- 5.6.** Con el objeto de mantener la certidumbre en la planeación del SEN, los Permisos de Generación modificados y nuevos, así como los Contratos de Interconexión por suscribir o modificación por prórroga, deberán contemplar en su expedición y suscripción, la terminación anticipada del Permiso o rescisión del Contrato de Interconexión, respecto de que perderán su vigencia si no cumplen con los términos establecidos en los mismos, para llevar a cabo las obras de interconexión o por no iniciar las actividades objeto del permiso, de acuerdo a los plazos para el inicio y terminación de obra, así como la Operación Comercial, que al efecto se establezcan en el título respectivo, incluyendo el otorgamiento de la prórroga en términos de Ley, la cual no podrá otorgarse en más de una ocasión ni por un plazo mayor al permitido por la Ley Federal de procedimiento Administrativo.
- 5.7.** Obtener un dictamen de viabilidad de interconexión emitido por el CENACE es la base para la planeación y funcionamiento eficiente del SEN y considerando que la CRE cuenta con atribuciones para requerir al solicitante la presentación de información y documentación necesaria para resolver sobre las solicitudes de Permisos de Generación, por temas de Confiabilidad, podrá requerir, entre otros, un dictamen de viabilidad de interconexión emitido por el CENACE.
- 5.8.** En los casos en que la CRE autorice una cesión, gravamen, transferencia o enajenación de los derechos y obligaciones de Permisos de Generación, no se podrán modificar los plazos establecidos en el permiso original para el inicio y terminación de obra, ni la fecha de entrada en operación comercial. Asimismo, las disposiciones que emita la CRE, para la emisión de Permisos, deberán establecer que los Permissionarios propuestos deberá demostrar capacidad técnica y financiera, previo a su otorgamiento y durante el ejercicio de dicho Permiso, so pena de que se les dé por terminado el mismo en caso de incumplimiento.

- 5.9.** La Interconexión o Modificación Técnica de unidades de Centrales Eléctricas y de Centrales Eléctricas de abasto aislado, debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar la Confiabilidad, Seguridad, Calidad y Continuidad del SEN.
- 5.10.** La Conexión o Modificación Técnica de Centros de Carga no debe afectar negativamente la Confiabilidad, Seguridad, Calidad y Continuidad del SEN.
- 5.11.** El CENACE formulará, elaborará y propondrá estudios de Confiabilidad, para lo cual podrá solicitar información y coordinarse con los demás Integrantes de la Industria Eléctrica y los demás Sujetos Obligados, para que las solicitudes de información sean atendidas de manera oportuna.
- 5.12.** El CENACE evaluará la viabilidad de las solicitudes estudios de Interconexión en función de:
 - 5.12.1.** La demanda y consumo de la zona, región o Sistema, relacionada con dicha solicitud;
 - 5.12.2.** El estado del punto solicitado de Interconexión, zona, región o Sistema, en donde no deberá existir congestión de transmisión o transformación;
 - 5.12.3.** La dispersión geográfica en la penetración de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente por zona, región y Sistema;
 - 5.12.4.** Las limitaciones técnicas con la penetración de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente por Subestación Eléctrica, zona, región y Sistema;
 - 5.12.5.** Las características climatológicas de cada punto de interconexión, por zona, región y Sistema;
 - 5.12.6.** El espaciamiento entre las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente por Subestación Eléctrica, zona, región y Sistema;
 - 5.12.7.** La capacidad de Regulación Primaria, regulación de voltaje y nivel de corto circuito por zona, región y Sistema;
 - 5.12.8.** El efecto en la Confiabilidad por el desplazamiento en el despacho de las Centrales Eléctricas Convencionales por la incorporación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente;
 - 5.12.9.** El estado de la zona, región o sistema de la disponibilidad del margen de Reserva Operativo;
 - 5.12.10.** El margen de reserva operativo;
 - 5.12.11.** El margen de capacidad de respaldo para compensar el rango de variación característico de la Generación por Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, así como su indisponibilidad; con la generación convencional síncrona, y
 - 5.12.12.** Uso eficiente integral de la infraestructura de Generación, incluyendo generación con Centrales Eléctricas Flexibles, así como Transmisión y Distribución.
- 5.13.** Una vez evaluada la viabilidad de la solicitud de interconexión el CENACE podrá emitir un dictamen de viabilidad de interconexión. Por razones de Confiabilidad antes enumeradas y sobre la base de la evaluación de la viabilidad, el CENACE podrá rechazar las solicitudes de Estudios de Interconexión, sin que ello represente un incumplimiento al acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD.
- 5.14.** El CENACE podrá instruir a los Transportistas o Distribuidores la celebración de Contratos de Interconexión o Conexión, respecto de los proyectos que den cumplimiento a esta Política, previa realización de los estudios correspondientes por parte del CENACE.
- 5.15.** En la evaluación y en su caso, otorgamiento de Permisos de Generación que realiza la CRE, se deberá tomar en cuenta la información de los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, el PRODESEN y el dictamen de viabilidad de interconexión emitido por el CENACE, con la finalidad de propiciar una integración ordenada de recursos de generación eléctrica.
- 5.16.** El CENACE, en la elaboración de los pronósticos de demanda y consumo que se incorporan en el PRODESEN deberá considerar las nuevas formas de diversidad de la demanda como lo son la Generación Distribuida, electro-movilidad, eficiencia energética, derivados de la Transición Energética.

- 5.17. En los programas de ampliación y modernización de la RNT y de elementos de las RGD, que proponga el CENACE y autorice la SENER, participarán los Transportistas y Distribuidores.
- 5.18. En los programas ampliación y modernización de la RNT y de elementos de las RGD que correspondan al MEM, deberán establecerse los límites a alcanzar a nivel zona, región y Sistema, de incorporación de Energías Limpias Intermitentes y Generación Distribuida, debiendo, en cualquier caso, ser consistentes con esta Política.
- 5.19. Para la planeación y operación racional e integral del SEN, en la publicación del PRODESEN se establecerán los límites de penetración por zona, región y sistema de la Generación Distribuida con Energías Limpias intermitentes, mismos que deberán respetar los Generadores Exentos y los Integrantes de la Industria Eléctrica.
- 5.20. Por razones de Confiabilidad, los proyectos de abasto aislado que se pretendan interconectar al SEN o realizar una Modificación Técnica, deberán cumplir con los requerimientos de ambos Estudios de Interconexión y de Conexión, para determinar las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión y Obras de Refuerzo.
- 5.21. El Abasto Aislado que sea interconectado a la RNT y RGD, se deberá incorporar bajo condiciones de cumplimiento a esta Política. Los servicios conexos necesarios para esta forma de interconexión deberán ser incorporados en la Metodología de Cálculo de las Tarifas.
- 5.22. La CRE, deberá emitir las disposiciones legales que resulten aplicables, para promover que todos los Permissionarios de Generación deban de cumplir con todos los objetivos de la presente Política, a efecto de mantenerse interconectados al SEN.
- 5.23. De conformidad con la LIE, la SENER podrá definir proyectos estratégicos de Centrales Eléctricas cuyo desarrollo e implementación resultan necesarios para cumplir con la Política Energética Nacional y que deberá considerarse su prelación en la Interconexión en la RNT o las RGD de manera preferente, así como solicitar al CENACE la elaboración de los Estudios con las premisas que emita la SENER, para definir las Obras de Interconexión y Obras de Refuerzo.
- 5.24. Para estudios de planeación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) la ENS es la energía eléctrica que no se suministra por falta de recursos de generación, transmisión, transformación o compensación, es un indicador que sirve para determinar la incorporación de Centrales Eléctricas y de elementos de transmisión, transformación y compensación para garantizar el Suministro Eléctrico en el horizonte de planeación de 15 años.

6. Suficiencia

6.1. Reservas: Operativa y de Planeación Operativa

El balance de potencia activa del SEN debe mantenerse de manera continua, de tal forma que la potencia activa generada sea igual a la consumida en todo momento. Cualquier desviación de este equilibrio ocasionará una desviación de la frecuencia del Sistema. Para corregir dichas desviaciones y mantener la frecuencia lo más próximo al valor nominal (60 Hz), la generación de potencia activa de las unidades de Centrales Eléctricas conectadas a la red eléctrica se controlará de manera que en todo momento se tenga la capacidad de regular el balance de producción y consumo de energía, y consecuentemente la frecuencia del Sistema durante la operación en tiempo real. Las acciones de control de generación comprenden la Regulación Primaria, la Regulación Secundaria y la Regulación Terciaria.

- 6.1.1. El CENACE elaborará y actualizará a través de estudios de Confiabilidad un programa anual para la operación de las Centrales Eléctricas.
- 6.1.2. El CENACE formulará y propondrá a la aprobación de la SENER y la emisión de la CRE los requerimientos de Reservas Operativa y de Planeación Operativa a través de estudios de Confiabilidad para garantizar el Suministro Eléctrico para cualquier hora/día/mes del año.
- 6.1.3. El CENACE, a través de la elaboración de estudios de Confiabilidad debe asegurar que la Reserva Operativa está distribuida a lo largo de todo el SEN y puede ser utilizada en el momento que se le requiera con el fin de que haya Suficiencia en todas las regiones, respetando los límites de transmisión de las Compuertas, así como manteniendo el balance carga y generación.

- 6.1.4.** El CENACE debe proponer a través de estudios de Confiabilidad el porcentaje de Reserva Rodante que compone a la Reserva Operativa.
- 6.1.5.** El CENACE, a través de la elaboración de estudios de Confiabilidad, deberá proponer el porcentaje de Reserva Rodante que compone la Reserva Primaria, Secundaria y Terciaria.
- 6.1.6.** El CENACE, a través de la elaboración de estudios de Confiabilidad, deberá proponer el porcentaje asociado a la variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente.
- 6.1.7.** Para determinar las Reservas Operativa y de Planeación Operativa, el CENACE, a través de la elaboración de estudios de Confiabilidad, formulará y propondrá a la SENER y la CRE, el intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia con que participarán las unidades de Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas, para la Regulación Primaria, Secundaria y Terciaria, y sus respectivas Reservas. La CRE, en su caso, emitirá los valores propuestos por el CENACE. Para la elaboración de los estudios referidos en este numeral, se considerarán, de manera enunciativa, más no limitativa, los siguientes aspectos:
 - 6.1.7.1.** La demanda y consumo de la zona, región o Sistema, por tipo de día, estación del año y periodo intradía;
 - 6.1.7.2.** La Indisponibilidad de las unidades de Central Eléctrica;
 - 6.1.7.3.** El programa de mantenimiento de los elementos de transmisión, transformación y compensación que tengan impacto en los límites operativos de las Compuertas o evacuación de capacidad en MW en las unidades de Central Eléctrica;
 - 6.1.7.4.** La variabilidad horaria y estacional de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente;
 - 6.1.7.5.** La tasa de salida forzada de unidades de Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas;
 - 6.1.7.6.** La capacidad de respaldo en las unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable, para compensar el rango de variación característico de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, así como su indisponibilidad; con las Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas;
 - 6.1.7.7.** Uso eficiente integral de la infraestructura de Generación, incluyendo Centrales Eléctricas Flexibles, así como Transmisión y Distribución, y
 - 6.1.7.8.** La reserva de Regulación Primaria y Secundaria para bajar generación debe prever la evolución de la demanda (conforme y no-conforme) intradía y la variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente por rampas ascendentes de las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y efecto de ráfagas de viento en las Centrales Eléctricas Eólicas.
- 6.1.8.** Para que el CENACE emita las instrucciones del Control Operativo del SEN relacionadas con la Suficiencia, las unidades de Central Eléctrica deben proporcionar de manera enunciativa más no limitativa cumpliendo la normativa y regulación aplicable a Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el SEN y el MEM: los estados de los equipos de interconexión (interruptores y cuchillas); estados del modo de control para la participación en la regulación de frecuencia, regulador automático de tensión, sistema estabilizador de potencia, regulador automático de velocidad y sistema de excitación; las mediciones de potencia activa y reactiva (MW y MVAR) brutas y netas, y la medición de voltaje (kV), de cada unidad de Central Eléctrica y de la propia Central Eléctrica; los estados, mediciones y acumuladores necesarios para el funcionamiento correcto del Control Automático de Generación.

- 6.2. Regulación Primaria:** Acción de control automática y descentralizada que mantiene el balance entre generación y demanda de potencia activa de un Sistema Eléctrico mediante la actuación de los gobernadores de velocidad de las turbinas de las Centrales Eléctricas Síncronas, así como del Controlador de Planta de las Centrales Eléctricas Asíncronas, como respuesta a variaciones de frecuencia.
- 6.2.1.** El propósito es mantener el balance entre la generación y el consumo de potencia activa en el SEN. La Regulación Primaria se basa en la acción de los gobernadores de velocidad (controladores o reguladores primarios) de las unidades de Centrales Eléctricas Síncronas y los Controladores de Planta de las Centrales Eléctricas Asíncronas al ocurrir desviaciones de frecuencia. Después de la ocurrencia de un desbalance de potencia, la acción conjunta de las unidades de Centrales Eléctricas restablece el balance y lleva la frecuencia del Sistema a un valor de estado estable, pero sin retornarla a su valor nominal.
- 6.2.2. Reserva Primaria:** La reserva de Regulación Primaria mínima puede variar por tipo de día, estación del año y periodo intradía. Además, debe estar distribuida físicamente entre las distintas Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas y regiones del SEN. La mínima reserva de Regulación Primaria requerida debe ser igual al valor de referencia (intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia) definido por el CENACE.
- 6.2.3.** Todas las unidades de Centrales Eléctricas conectadas y entregando potencia activa al SEN deben operar participando en la Regulación Primaria (en modo libre). Las unidades de Centrales Eléctricas, participando en la Regulación Primaria, deben ajustar su producción siguiendo los cambios de frecuencia del Sistema y en los tiempos de actuación establecidos por el CENACE. Para aquellas Centrales Eléctricas Eólicas, Fotovoltaicas y Cogeneración Eficiente con fecha de entrada en operación, que tengan Contrato de Interconexión sin estar en operación y con Estudio de Instalaciones entregado previo a la publicación del Código de Red del 08 de abril de 2016 en el DOF, les aplicará después de 18 meses de publicada la presente Política.
- 6.2.4.** La CRE podrá emitir criterios para eximir a las Centrales Eléctricas y a los Recursos de Demanda Controlable de las obligaciones de participación en Servicios Conexos, con base a estudios de Confiabilidad que formule y proponga el CENACE.
- 6.2.5.** El CENACE podrá determinar excepciones en la participación de Regulación Primaria por suficiencia y Seguridad de Despacho con base a los criterios que emita la CRE.
- 6.3. Regulación Secundaria:** Se efectúa a través del Control Automático de Generación.
- 6.3.1. Reserva Secundaria:** margen de variación de potencia activa con que cuenta el Control Automático de Generación para automáticamente y centralizada subir o bajar generación, partiendo de su punto de funcionamiento. El margen de potencia activa en cada sentido es la Reserva Secundaria para subir y bajar generación. Debe disponerse en todo momento de Reserva Secundaria suficiente para cubrir la incertidumbre y variaciones esperadas de la demanda, la variabilidad de la Generación por Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente y las pérdidas previsibles de generación, y para restablecer la reserva de Regulación Primaria mínima.
- 6.3.2.** La desviación instantánea de potencia activa por los intercambios y la desviación de frecuencia del Sistema o región deben mantenerse muy próximo a cero el mayor tiempo posible.
- 6.3.3.** Para controlar la desviación de potencia en los intercambios y la desviación de frecuencia, la Regulación Secundaria debe ser accionada desde el CENACE mediante un controlador automático de generación que operará continuamente en línea, este se debe tener alta disponibilidad y confiabilidad.
- 6.3.4.** La responsabilidad por la disponibilidad y operación del Control Automático de Generación en el SEN recae en el CENACE.

- 6.3.5.** En caso de que la oferta de Reserva Secundaria como Servicio Conexo del MEM no satisfaga los requerimientos del SEN por Confiabilidad, el CENACE podrá asignar Reserva Secundaria en unidades de Central Eléctrica que no hayan ofertado el Servicio Conexo, **por lo que dichas unidades no serán sujetas a compensaciones relacionadas con costos de oportunidad o de Garantía de Suficiencia de Suministro.**
- 6.3.6.** El valor de referencia para la participación de la Regulación Secundaria será determinado por el CENACE a través de estudios de Confiabilidad que dependen de:
- 6.3.6.1.** La demanda y consumo de la zona, región o Sistema, por tipo de día, estación del año y periodo intradía;
 - 6.3.6.2.** La tasa de salida forzada de unidades de Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas;
 - 6.3.6.3.** La capacidad de respaldo para compensar el rango de variación característico de la Generación por Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, así como su indisponibilidad; con la generación convencional síncrona;
 - 6.3.6.4.** Uso eficiente integral de la infraestructura de Generación, incluyendo generación flexible, así como Transmisión y Distribución;
 - 6.3.6.5.** La reserva de Regulación Secundaria para bajar generación debe prever la evolución de la curva de demanda y la variabilidad de la Generación con Energía Limpia Intermitente por rampas ascendentes de las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y efecto de ráfagas de viento en las Centrales Eléctricas Eólicas, y
 - 6.3.6.6.** El cálculo del valor de referencia en cada Sistema independiente debe realizarse para tener suficiente reserva de Regulación Secundaria para cumplir con su obligación de balancear continuamente su generación, demanda, variación de Generación por Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente e intercambios programados.
- 6.4. Regulación Terciaria:** Consiste en el redespacho manual de generación, de carga interrumpible o Demanda Controlable para restablecer los márgenes de reserva secundaria para el Control Operativo.
- 6.4.1. Reserva Terciaria:** potencia disponible en el Sistema que puede ser utilizada para efectuar el control de Regulación Terciaria. Reserva Operativa destinada a la Regulación Terciaria.
- 6.4.2.** Los tiempos de actuación y el monto de la Regulación Terciaria serán definidos por CENACE, considerando:
- 6.4.2.1.** La selección de la reserva de Regulación Terciaria efectivamente disponible no debe considerarse la capacidad indisponible por paros o mantenimientos de unidades de Centrales Eléctricas, por restricciones de suministro de combustible o ambientales, o por las restricciones en la red eléctrica;
 - 6.4.2.2.** La reserva de regulación terciaria debe poder ser utilizada en un tiempo máximo establecido por el CENACE para el restablecimiento del margen de Reserva Secundaria;
 - 6.4.2.3.** Los recursos de carga interrumpible y Demanda Controlable que puedan ser controlados por el CENACE pueden considerarse para de la Reserva Terciaria;
 - 6.4.2.4.** Cada Sistema independiente debe tener acceso a suficiente Reserva Operativa para restablecer la Reserva Secundaria empleada después de ocurrido un evento de desviación de frecuencia;

6.4.2.5. El CENACE activará la Reserva Terciaria inmediatamente en caso de que no haya suficiente Reserva Secundaria disponible, con el fin de liberar de nuevo y restablecer el margen de Reserva Secundaria, y

6.4.2.6. Entre las acciones posibles de Regulación Terciaria se tiene la redistribución de la generación conectada a la red (reserva rodante), la conexión rápida de generación (reserva no rodante), la desconexión de generación, la reprogramación de intercambios entre regiones y el control de cargas interrumpibles y Demanda Controlable.

6.5. RESERVA DE PLANEACIÓN

6.5.1. Es la cantidad de potencia activa requerida para asegurar que se cuenta con la suficiencia en las Centrales Eléctricas para garantizar la Confiabilidad, Seguridad, Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico en cada región de los sistemas que componen el SEN ante:

- Desviaciones del pronóstico de la demanda y consumo;
- Programas de mantenimiento de unidades de Centrales Eléctricas;
- Derrateo por efecto de la temperatura en las unidades de Centrales Eléctricas;
- Derrateo por nivel de embalses por temporada de estiaje;
- Falla de unidades de Centrales Eléctricas;
- Falla de líneas de transmisión inter-regiones e intra-regiones del SEN;
- Variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente;
- Baja aportación en los grandes embalses (ciclos hidrológicos por efecto del Niño y Niña);
- Retrasos en los programas de entrada en operación de unidades de Centrales Eléctricas o elementos de la RNT;
- Falta de suministro de combustibles fósiles (gas natural, combustóleo, diésel, coque, carbón);
- Declinación de campos geotérmicos;
- Desastres naturales, y
- Desgaste por antigüedad de las unidades de Centrales Eléctricas.

6.5.2. La Reserva de Planeación utilizada para los estudios de planeación del SEN, para los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, los programas de ampliación y modernización de la RNT y los elementos de la RGD que correspondan al MEM, y de la RGD que no correspondan al MEM, debe considerar la Reserva de Planeación Eficiente en términos de Margen de Reserva.

6.5.3. El valor de Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (%) y el valor de la Energía No Suministrada (dólares por MWh) serán utilizados para los estudios de planeación del SEN, para los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, los programas de ampliación y modernización de la RNT y los elementos de la RGD que correspondan al MEM, y de la RGD que no correspondan al MEM.

6.5.4. El CENACE con estudios de Confiabilidad, determinará y propondrá a la SENER la Reserva de Planeación Mínima y Eficiente en términos de Margen de Reserva, considerados para los programas indicativos para la incorporación y retiro de unidades de Centrales Eléctricas, ampliación y modernización de la RNT y los elementos de la RGD que correspondan al MEM, así como el Reserva de Planeación Mínima y Eficiente en términos de Requisito de Potencia para el Mercado de Balance de Potencia, en función de:

- Los requerimientos de Centrales Eléctricas Síncronas incluyendo su Flexibilidad;
- La sustitución y retiro de unidades de Centrales Eléctricas;
- La Variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente;

- La estacionalidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente;
 - La estacionalidad de las Centrales Eléctricas con bio combustibles;
 - Estacionalidad de los niveles de los grandes embalses;
 - La tasa de salida forzada de las unidades de Centrales Eléctricas;
 - Declinación de campos geotérmicos;
 - Derrateo por temperatura de unidades de Centrales Eléctricas;
 - Derrateo debido al desgaste por antigüedad de unidades de Centrales Eléctricas;
 - Los programas de mantenimiento de unidades de Centrales Eléctricas;
 - La incorporación de la Generación Distribuida;
 - Los pronósticos de demanda y consumo;
 - Las variables macroeconómicas que proporcione la SENER;
 - Los límites operativos de los elementos de transmisión y transformación de la RNT;
 - Los proyectos instruidos por la SENER derivados de los programas de ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD del MEM, y
 - Los Criterios de Confiabilidad que emita la CRE con base a esta Política.
- 6.5.5.** En la planeación del SEN se determinará anualmente la Reserva de Planeación requerida en términos de Margen de Reserva y Requisito de Potencia para atender el Suministro Eléctrico en las diferentes zonas y regiones del SEN.
- 6.6.** Dimensiones de variabilidad de la generación y demanda eléctrica, así como capacidad y disponibilidad de la Red, que inciden en la variación de la Reserva Operativa, Planeación Operativa y Planeación.
- 6.6.1.** Los que afectan la generación:
- Pronóstico de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazos de las Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes;
 - Variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes en Tiempo Real;
 - La estacionalidad de las Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes en Tiempo Real;
 - Suministro de Combustible;
 - Tasa de salida forzada de las unidades de Central Eléctrica;
 - Programas de mantenimiento de unidades de Centrales Eléctricas;
 - Estacionalidad de los niveles de los grandes embalses;
 - Derrateo por temperatura de unidades de Centrales Eléctricas;
 - Derrateo debido al desgaste por antigüedad de unidades de Centrales Eléctricas, y
 - Las fallas de elementos de transmisión, transformación y compensación que embotellan capacidad de generación.
- 6.6.2.** En relación con la variación de los periodos de demanda a lo largo del año:
- Eventos climatológicos (Niño, Niña, Huracanes, tormentas tropicales e invernales, frentes fríos);
 - Variables macroeconómicas;
 - Economía mundial;

- Ciclos Agrícolas;
- Generación Distribuida;
- Electro-movilidad;
- Centro de Cargas Especiales, y
- Retrasos en los programas de entrada en operación de elementos de la RNT y las RGD instruidos, que limitan la capacidad de transferencia por Congestión o sobrecarga de elementos de la RNT y Desviaciones en los pronósticos de demanda y consumo.

6.6.3. En relación con la incorporación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitentes a la Red:

- Pronóstico de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazos de las Centrales Eléctricas con Energías Limpias intermitentes;
- Variabilidad e incertidumbre de las Centrales Eléctricas con Energías Limpia Intermitente;
- Eventos Climatológicos, y
- La variación en la producción de energía por los cambios en las estaciones del año (traslación, rotación e inclinación de la tierra).

6.6.4. Los que resultan de la capacidad y disponibilidad de la RNT y RGD:

- Las fallas de elementos de transmisión, transformación y compensación que embotellan capacidad de Generación;
- Retraso en la entrada en operación de elementos de transmisión, transformación y compensación que embotellan capacidad de Generación;
- Mantenimiento de elementos de transmisión, transformación y compensación que embotellan capacidad de generación, y
- Límites establecidos físicos en los elementos de la RNT y las RGD que determinen los Transportistas y Distribuidores.

6.7. Energía No Suministrada.

6.7.1. Para el cálculo de los indicadores de Confiabilidad por el criterio de Energía No Suministrada (ENS) se deberá tomar en cuenta la naturaleza fortuita de la disponibilidad de las unidades de Centrales Eléctricas, de los elementos de transmisión, transformación y compensación que forman parte del SEN, así como la naturaleza variable de la demanda, dentro de los escenarios y el horizonte de planeación.

6.7.2. Se definen como indicadores de Confiabilidad de la Probabilidad de Energía No Suministrada para el SEN:

- **Valor máximo aceptable (PENS Máxima) 0.2178%**
- **Valor eficiente (PENS Eficiente) 0.0315%**

6.7.3. El valor de PENS Eficiente será la referencia para la planeación de SEN, y deberá ser utilizado en los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, los programas de ampliación y modernización de la RNT y los elementos de la RGD que correspondan al MEM, y de la RGD que no correspondan al MEM.

6.7.4. Para calcular el impacto económico, el valor de la Energía No Suministrada (VENS) se establece en 2,600 dólares por MWh, valor que puede tener particularidades por sector, el periodo de la demanda y su impacto en el Producto Interno Bruto (PIB).

6.7.5. La SENER en el PRODESEN podrá proponer nuevos VENS tomando en cuenta los sectores agrícola, industrial y de servicios, por zona, región y Sistema.

- 6.8. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de cada sistema interconectado son los siguientes:

Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPm-MR) ^{a/}	En términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP) ^{a/}
Nacional	13%	7.7%
Baja California ^{b/}	15%	8.6%
Baja California Sur ^{b/}	15%	13.8%

^{a/} Los valores indicativos de las reservas de planeación mínimas toman como referencia el Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN de las DACG que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN: Código de Red, emitido por la CRE, el 8 de abril de 2016. Los VIRPm-MR y VIRPm-RP de cada sistema interconectado no tienen efecto en los estudios de planeación del SEN. El VIRPm-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia.

^{b/} Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional.

- 6.9. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en cada sistema interconectado son los siguientes:

Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPe-MR)	En términos de Requisito de Potencia (VIRPe-RP) ^{f/}
Nacional*	21.3%	15.3%
Baja California ^{d/}	20.9%	16.4%
Baja California Sur ^{d/}	35.0% ^{e/}	32.7%

^{d/} Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional.

^{e/} Se toma en cuenta el criterio de reserva de la capacidad total de las cuatro unidades mayores para atender la demanda del sistema.

^{f/} El VIRPe-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia.

7. Seguridad de Despacho

- 7.1. La Seguridad de Despacho tiene prelación sobre eficiencia económica. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en:

7.1.1.1. La LIE, el artículo 4, párrafo segundo, fracción II, establece que es obligación de servicio público ofrecer y prestar el Suministro Eléctrico a todo aquél que lo solicite, **cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad**. Así como el artículo 101, que dispone que, **con base a criterios de Seguridad de Despacho y eficiencia económica, el CENACE determinará la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas;**

7.1.1.2. La LTE, artículo 16, fracción II y III señalan específicamente que el CENACE **incluirá en la RNT a las energías limpias asegurando la estabilidad y seguridad de la red en condiciones de viabilidad económica** y 2, fracciones II y VI, 3, fracción XII, 4, 10 fracción V, 14, fracciones IV y XVI, 27, fracción III, 29 fracción VI, 34, fracciones II, III y segundo párrafo, 37, 55 fracción III y 64, 65, fracción III, disponen que la **generación de energías limpias y cumplimiento de sus metas** (reducción de emisiones y consumo) y **eficiencia energética** debe hacerse **bajo condiciones de viabilidad económica y en condiciones de sustentabilidad económica**.

- 7.1.2.** El CENACE determinará los actos necesarios para mantener la Seguridad de Despacho en cumplimiento de los objetivos de Seguridad, Calidad y Continuidad de la presente Política y las disposiciones en la materia que emita la CRE, como son:
- 7.1.2.1.** Revisión, actualización y emisión de Disposiciones Operativas del Mercado,
 - 7.1.2.2.** Elaborar, actualizar y emitir procedimientos para el Control Operativo del SEN,
 - 7.1.2.3.** Determinar estrategias operativas sustentadas en la definición de límites y márgenes operativos con la inclusión de Esquemas de Acción Remedial y Protección de Sistema, y la variación de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, para garantizar la operación del SEN en condiciones de Seguridad, Calidad y Continuidad.
 - 7.1.2.4.** Evaluar la Seguridad del SEN en tiempo real, identificando las variables eléctricas y eventos que presenten situaciones de riesgo en la operación de este. De manera específica, el CENACE debe buscar la integridad del SEN y proteger los elementos que lo componen de daños significativos que pongan en riesgo la operación.
 - 7.1.2.5.** Mediante estudios de Planeación Operativa del SEN, identificar los Estados Operativos y los criterios de Seguridad, Calidad y Continuidad que se deben cumplir en los campos de:
 - 7.1.2.5.1.** Estado Estacionario
 - 7.1.2.5.2.** Estabilidad Angular
 - 7.1.2.5.3.** Estabilidad de Voltaje
 - 7.1.2.5.4.** Estabilidad de Frecuencia
 - 7.1.2.5.5.** Estabilidad de Pequeña Señal
 - 7.1.2.6.** Determinar los límites operativos del SEN para el horizonte de la Planeación Operativa, para garantizar la operación de la SEN en condiciones de Seguridad, Calidad y Continuidad.
 - 7.1.2.7.** Por declaratoria de Estados Operativos de Alerta y Emergencia, el CENACE podrá realizar reducciones programadas en las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad (AUGC) y en el MTR ante eventos de rachas de viento y nubosidad.
 - 7.1.2.8.** En el periodo de incremento de la generación por Centrales Eléctricas Fotovoltaicas por el inicio de la irradiación, podrá solicitar reducciones en las rampas de crecimiento de la generación de este tipo de Centrales Eléctricas.
 - 7.1.2.9.** El CENACE podrá solicitar reducciones y ajustes en las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas durante las horas previas al inicio de la declinación de la generación por la puesta del sol, para reducir la rampa de decremento de la generación solar. Las acciones operativas podrán ser por Central Eléctrica, región, zona y Sistema.
 - 7.1.2.10.** Ante una condición de Estado Operativo de Alerta o Emergencia sin recursos de control para la congestión de líneas de transmisión o de regulación de la frecuencia, teniendo sincronizadas las Centrales Eléctricas síncronas mínimas permisibles y generando a los valores mínimos por diseño, el CENACE en tiempo real podrá reducir la generación o desconectar las Centrales Eléctricas con Energías Limpias intermitentes.
 - 7.1.2.11.** Por declaratoria de Estados Operativos de Alerta y Emergencia, las reglas de liquidación del MEM solamente garantizarán que se cubran los costos operativos incurridos de las Unidades de Central Eléctrica que hayan sido instruidas para ajustar su despacho en los procesos de AUGC y/o MTR por lo que dichas Unidades no serán sujetas a compensaciones relacionadas con costos de oportunidad.
- 7.1.3.** El CENACE establecerá parámetros y criterios de despacho que anticipen y minimicen los que ante problemas de Estabilidad Transitoria no exista una afectación en el SEN.

8. Nuevos Servicios Conexos

- 8.1.** El CENACE es responsable de proponer y determinar los requisitos de los Servicios Conexos que se requieran para asegurar la suficiencia y la Seguridad de Despacho debido, entre otros, al comportamiento de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente.
- 8.2.** Por el comportamiento variable e incertidumbre de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, el CENACE determinará las necesidades de recursos del SEN, relacionadas con la Flexibilidad Operativa y aprovechamiento de las características físicas de diseño de las Centrales Eléctricas en el proceso automatizado de “arranque-incremento-decremento-paro”, en sus capacidades de potencia activa y reactiva; para contribuir en el cumplimiento de la Confiabilidad en la suficiencia, Continuidad y Calidad del Suministro Eléctrico.
- 8.3.** El CENACE es responsable de establecer los procedimientos para la evaluación del cumplimiento de los Servicios Conexos, incluyendo a los siguientes:
 - 8.3.1.** Capacidad de respaldo por la variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente.
 - 8.3.2.** Operación de Unidades de Central Eléctrica a cargas mínimas en el valor mínimo del rango de regulación de la potencia registrada y acreditada en el MEM para proveer capacidad de reserva rodante, control de voltaje, inercia rotatoria y nivel de falla de cortocircuito.
 - 8.3.3.** Capacidades y tipos de Reserva para compensar las rampas de potencia activa de estado estacionario (Estado Operativo Normal, Alerta y Emergencia) y transitorio que altere el balance demanda - generación.
 - 8.3.4.** Control de voltaje de unidades de Centrales Eléctricas síncronas y asíncronas cuando no se asigne energía eléctrica y Potencia, así como para los Condensadores Síncronos.
 - 8.3.5.** Arranques/paros diarios.
 - 8.3.6.** Arranque de emergencia (negro).
 - 8.3.7.** Operación en Isla.

Estos, se realizarán en los términos que establezca la CRE mediante DACG y en las Reglas del Mercado.

- 8.4.** El CENACE podrá instruir en cualquier momento la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito, para la provisión de los Servicios Conexos requeridos para asegurar la Confiabilidad del SEN.
- 8.5.** El CENACE emitirá y actualizará los criterios para determinar los requisitos de Servicios Conexos que garanticen la Confiabilidad del SEN ante los incrementos de Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes.
- 8.6.** La CRE expedirá la regulación y las tarifas aplicables a los Servicios Conexos mediante DACG y en las Reglas del Mercado.
- 8.7.** La metodología para las tarifas de los Servicios Conexos por el comportamiento variable e incertidumbre de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente deberá considerar los costos asociados a la modernización, operación y mantenimiento, así como costos fijos de las Centrales Eléctricas para participar en la prestación y oferta de los nuevos Servicios Conexos.
- 8.8.** La CRE debe establecer mecanismos para expedir de forma expedita la regulación de Tarifas Reguladas de los nuevos Servicios Conexos que no se incluyan en el MEM, para contribuir en el cumplimiento de la Confiabilidad en la suficiencia, Continuidad y Calidad del Suministro Eléctrico.
- 8.9.** Los precios y/o Tarifas que se establezcan para remunerar los nuevos Servicios Conexos prestados, deberán incentivar la disponibilidad y oferta de dichos servicios en la medida en que se requieran para garantizar la Confiabilidad y la operación eficiente del SEN.
- 8.10.** Los Generadores que representen en el MEM a Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, cuyas características provoquen un incremento de los requisitos de Servicios Conexos para garantizar la Confiabilidad en la operación del SEN, deberán cubrir el costo asociado a dicho incremento conforme a lo establecido en DACG y en las Reglas del Mercado, que emita la CRE.
- 8.11.** El CENACE con base al dinamismo tecnológico y adecuaciones a las políticas en materia de electricidad, revisará la viabilidad de actualizar cada tres años el alcance de los Servicios Conexos vigentes y propondrá nuevos Servicios Conexos

9. Redes

- 9.1.** Continuidad. Satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con una frecuencia y duración de interrupciones menor a lo establecido en los criterios respectivos que emita la CRE.
- 9.2.** Suficiencia. Grado en que las RNT y RGD tienen la capacidad para la transmisión de energía eléctrica.
- 9.3.** Disponibilidad. Grado en que las RNT y RGD permiten la inclusión de nuevos elementos al Sistema Eléctrico.
- 9.4.** Calidad. Grado en el que las características y condiciones del Suministro Eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la CRE con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales.
- 9.5.** Integridad. Grado en que las RNT y RGD se encuentran en condiciones de seguridad para el transporte de la energía eléctrica desde las Centrales Generadoras hasta los puntos de consumo.
- 9.6.** Mantenimiento. Los Transportistas y los Distribuidores, deberán contar con los mecanismos administrativos y presupuestales, para el adecuado mantenimiento los elementos de transmisión, transformación y compensación, así como el equipamiento de las Subestaciones Eléctricas que integran el SEN, por lo que gestionarán oportunamente ante sus consejos de administración, y ante las autoridades Hacendarias o presupuestales, que les doten de recursos económicos que les permitan cumplir con dicha actividad, durante las épocas del año en que se tenga menor demanda de energía eléctrica.
- 9.7.** El Transportista y Distribuidor desarrollará prioritariamente sus actividades para garantizar la operación física de los elementos y equipos del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y sustentabilidad.
- 9.8.** El CENACE y el Transportista deberán garantizar la operación de la RNT en condiciones de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad; para ello el CENACE contará con el apoyo del Transportista para determinar las obras específicas y las normas técnicas que debe cumplir cualquier Central Eléctrica que desee interconectarse o cualquier Centro de Carga que desee conectarse a la RNT; así mismo contará con el apoyo del Distribuidor para determinar las obras específicas y las normas técnicas que debe cumplir cualquier Central Eléctrica que desee interconectarse o cualquier Centro de Carga que desee conectarse a las RGD del MEM.
- 9.9.** El CENACE definirá las Características Específicas de la Infraestructura Requerida en la RNT y las RGD del MEM, de acuerdo con las Normas Oficiales Mexicanas vigentes y con las especificaciones técnicas generales que emita el CENACE, autorizadas por la CRE y, en ausencia de éstas, con las especificaciones del Transportista o Distribuidor para instalaciones similares, así como para asegurar el cumplimiento las Disposiciones Administrativas de Carácter General expedidas por la CRE, las Disposiciones Operativas del Mercado y los procedimientos para el Control Operativo del SEN..
- 9.10.** El CENACE notificará al Transportista y/o Distribuidor las Características Específicas de la Infraestructura Requerida en la RNT y las RGD del MEM para la interconexión de las Centrales Eléctricas y la conexión de los Centros de Carga resultantes de los Estudios, para que emitan su opinión al respecto.
- 9.11.** El CENACE solicitará información al Transportista y/o el Distribuidor escuchando la opinión que éstos emitan 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.
- 9.12.** El CENACE deberá requerir al Distribuidor la definición de las Características Específicas de la Infraestructura Requerida, para las Centrales Eléctricas que pretendan interconectarse o los Centros de Carga que pretendan conectarse a las RGD que no correspondan al MEM.
- 9.13.** El CENACE para atender una solicitud de Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas o Conexión de Centros de Carga en las RGD que no pertenecen al MEM, podrá realizar los Estudios para definir las Características Específicas de la Infraestructura Requerida que no pertenecen al MEM a través del Distribuidor. En caso de requerirse Obras de Refuerzo en la RNT y las RGD del MEM serán definidas por los Estudios que realice el CENACE.
- 9.14.** El Distribuidor definirá las Características Específicas de la Infraestructura Requerida en las RGD que no pertenecen al MEM, de acuerdo con las Normas Oficiales Mexicanas vigentes y con las especificaciones técnicas generales que emita el CENACE, autorizadas por la CRE y, en ausencia de estas, con las especificaciones del Transportista o Distribuidor para instalaciones similares.

- 9.15.** En los casos en los que resultados de los Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga en las RGD no garanticen la Confiabilidad, Calidad, Continuidad y Seguridad del SEN, el CENACE deberá emitir opinión y solicitar cambios a los mismos, incluyendo la definición de las Características Específicas de la Infraestructura Requerida.
- 9.16.** Las propuestas de modernización que los Transportistas y Distribuidores propongan en la RNT y las RGD para la sustitución de equipos o elementos existentes deberá ser por: el término de su vida útil, imposibilidad para integrar nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno, y la incorporación de Redes Eléctricas Inteligentes. Las propuestas de modernización deberán llevarse a cabo con el objetivo de la mejora continua de los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y sustentabilidad del SEN.
- 9.17.** El Transportista y Distribuidor deberá planear la instalación y mantenimiento de los equipos que conforman la RNT y las RGD del SEN, para mantener los indicadores que evalúan a dicho proceso dentro de las metas establecidas en la regulación que emite la CRE.
- 10. Incorporación de Energías Limpias Intermitentes**
- 10.1.** La integración de Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente en el SEN se mantendrá para todas las Centrales Eléctricas que hayan alcanzado el Contrato de Interconexión un día antes de la publicación de esta Política en el DOF. Si para alguna Central Eléctrica con Energía Limpia Intermitente, eólica o fotovoltaica, se cancela su Contrato de Interconexión o Permiso de Generación, el CENACE evaluará las solicitudes para que, en función de la posición de ingreso y avance en su plataforma denominada "SIASIC", del punto de Interconexión de la Solicitud y de la capacidad de alojamiento regional de Generación Limpia Intermitente considerando la Confiabilidad del Sistema, se determinará la viabilidad de aceptar la solicitud del Estudio y continuar el proceso de éste.
- 10.2.** Si alguna Central Eléctrica con Energía Limpia Intermitente, eólica o fotovoltaica, solicita un Estudio en un punto de Interconexión, zona, región o Sistema en la cual ya se tienen elementos de transmisión y transformación congestionados, por falta de recursos de generación para compensar la intermitencia y lograr mantener el control de la frecuencia, del voltaje y la confiabilidad y selectividad de los esquemas de protecciones. El CENACE con base en criterios de suficiencia, Seguridad de Despacho y eficiencia económica, podrá rechazar dichas solicitudes. En su oportunidad la SENER determinará la fecha de reapertura de recepción de Solicitudes y el seguimiento a las Solicitudes en trámite.
- 10.3.** Los Distribuidores deberán aplicar estrictamente lo establecido en el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor a 0.5 MW y coordinarse con el CENACE para determinar la capacidad de integración de Generación Distribuida con Energía Limpia intermitente considerando la ubicación geográfica, así como subestación eléctrica, zona, región o Sistema.
- 10.4.** El CENACE para los estudios para la expansión de la RNT y las RGD del MEM, y los estudios de interconexión de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente deberá considerar:
- 10.4.1.** La dispersión geográfica en la penetración de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente por zona, región y Sistema;
- 10.4.2.** Las limitaciones de recursos técnicos con la penetración de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente por Subestación Eléctrica, zona, región y Sistema;
- 10.4.3.** Las necesidades de Obras de Refuerzos;
- 10.4.4.** Las características climatológicas de cada punto de interconexión, por zona, región y Sistema;
- 10.4.5.** El espaciamiento entre las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente por Subestación Eléctrica, zona, región y Sistema;
- 10.4.6.** La capacidad de regulación primaria de la frecuencia, regulación de voltaje, la inercia rotatoria y nivel de corto circuito por zona, región y Sistema;
- 10.4.7.** El efecto en la Confiabilidad por el desplazamiento en el despacho de las Centrales Eléctricas Convencionales por la incorporación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente;
- 10.4.8.** Reconocimiento de los costos operativos en las Centrales Eléctricas Convencionales que realizan el control de frecuencia de voltaje, rampas e inercia rotatoria, por la incorporación de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente;

- 10.4.9.** La capacidad interconectada y futura de interconexión de la Generación Distribuida con tecnologías eólicas y fotovoltaicas por subestación eléctricas, zona, región y Sistema;
- 10.4.10.** La incorporación de proyectos con tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, de control de voltaje, de control de flujos de potencia, de incremento de inercia rotatoria y de incremento de niveles de corto circuito, y
- 10.4.11.** El Distribuidor y los Suministradores deberán actualizar de forma mensual a la SENER, CRE y CENACE de la incorporación de la Generación Distribuida por circuito de distribución, subestación eléctrica, zona, región y Sistema.
- 10.5.** Para garantizar la Confiabilidad por control de voltaje, las Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes, eólicas y fotovoltaicas interconectadas al SEN, deberán garantizar el control del voltaje de manera permanente.
- 10.6.** La incorporación de Generación Distribuida con Energía Limpia Intermitente, fotovoltaica y eólica, debe ser con inversores inteligentes con la capacidad de regular frecuencia y voltaje, y equipamiento necesario para monitoreo, comunicación y control desde los Centros de Control de Distribución y CENACE.
- 10.7.** Para los estudios de interconexión de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, la opción de Disponibilidad de Entrega Física considerará las horas críticas previstas para el año que entra en operación comercial la Central Eléctrica y el factor de planta promedio de la zona, región o Sistema donde se vaya a interconectar, para esas 100 horas críticas.
- 10.8.** Respecto al Mercado para el Balance de Potencia, las Centrales con fuente de Energía Limpia Intermitente no proveen una cantidad firme Potencia, por tanto, no aportan a la Confiabilidad del Sistema Eléctrico. En los cálculos del Mercado para el Balance de Potencia considerar la Capacidad Entregada de estas Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente como una disminución en la Potencia Anual Acreditada del Participante que las represente en el MEM, y como una disminución en los Requisitos Anuales de Potencia (RAP) de todas las Entidades Responsables de Carga, en forma proporcional a su RAP inicial.
- 10.9.** Las Centrales de Generación Distribuida Limpia deberán cumplir con las características necesarias en sus equipos de interconexión para garantizar la seguridad de los usuarios y del personal que opera las RGD, así como la seguridad de la infraestructura del Generador Exento y de los Distribuidores ante una contingencia eléctrica; además se deben realizar los estudios de interconexión con base a la topología eléctrica, concentración de Centros de Carga y unidades de Centrales Eléctricas.
- 10.10.** Los estudios de interconexión determinarán las obras de interconexión y Obras de Refuerzo necesarias en las RGD; los requerimientos y características de inversores inteligentes para los sistemas fotovoltaicos o la regulación de frecuencia y voltaje en turbinas eólicas, así como la necesidad de establecer monitoreo, comunicación y control desde los Centros de Control de Distribución y del CENACE.

Capítulo VII.

DISPOSICIONES FINALES

11. Vigilancia

- 11.1.** La vigilancia y determinación del cumplimiento de las disposiciones del presente instrumento corresponde a la SENER, así como, en su caso, imponer las sanciones o iniciar las medidas jurídicas que correspondan en caso de incumplimiento, en concordancia con lo dispuesto en los artículos 165 a 169 de la LIE y demás disposiciones jurídicas que resulten aplicables.

12. Adiciones o modificaciones

- 12.1.** Las disposiciones del presente instrumento podrán ser adicionadas o modificadas por la SENER, de conformidad con el marco normativo aplicable, para mantener el Funcionamiento Eficiente del SEN.
- 12.2.** La adición o modificación correspondiente surtirá efectos una vez que la misma haya sido publicada en el Diario Oficial de la Federación.

13. Interpretación y dudas

- 13.1.** La interpretación que el CENACE y la CRE realicen, en el ámbito de sus facultades y competencias, deberá efectuarse con arreglo a la presente Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional por lo que, en caso de conflicto entre lo dispuesto por las Reglas de Mercado y la presente Política, se deberá de interpretar conforme a ésta última.
- 13.2.** Cualquier tema que a juicio de algún Sujeto Obligado del presente instrumento considere no previsto o no resuelto en la presente Política podrá ser sometido a consulta de la SENER.
- 13.3.** La SENER podrá emitir una respuesta interpretativa en términos de la presente Política y en cumplimiento al marco jurídico aplicable, o bien, podrá realizar las modificaciones pertinentes al presente instrumento en los términos de la disposición 12.2.

14. Acrónimos utilizados

Acrónimo	Significado
AUGC	Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CO ₂	Dióxido de carbono
CPEUM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
ENS	Energía No Suministrada
IDT	Índice de Disponibilidad de Transmisión
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LOAPF	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
LTE	Ley de Transición Energética
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MTR	Mercado en Tiempo Real
MVAr	Megavar (potencia reactiva)
MW	Megawatt (potencia activa)
PENS Eficiente	Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente
PENS Máxima	Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RAP	Requisitos Anuales de Potencia
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
USD\$/MWh	Dólares por megawatt hora
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
VIRPm-MR	Valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de Margen de Reserva
VIRPm-PR	Valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de Requisitos de Potencia