

RESOLUCIÓN 38 DE 2014

(marzo 20)

Diario Oficial No. 49.151 de 14 de mayo de 2014

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 establece que el Reglamento de operaciones es el “conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional”.

En concordancia con lo anterior, el literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 consagra, que le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas con relación al servicio de electricidad establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

El artículo 6° de la Ley 143 de 1994 consagra, dentro de los principios a los que se sujeta la prestación del servicio de energía eléctrica, el principio de eficiencia, el cual se entiende como la obligación que tiene el Estado de realizar la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico; así como el principio de calidad, donde el servicio prestado debe cumplir con los requisitos técnicos que se establezcan para él.

El artículo 4° de esta misma norma, determina que el Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá como uno de sus objetivos el de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994 establece como objetivo de la regulación, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible.

De acuerdo con el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas debe promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos.

La Ley 142 de 1994 al definir el servicio de energía eléctrica hace referencia a la medición como uno de los elementos que hacen parte de la prestación de este servicio público domiciliario. En virtud de lo anterior, los artículos 144, 145 y 146 de la Ley 142 de 1994 establecen criterios sobre los instrumentos de medición del consumo y la determinación del consumo facturable, como parte de los derechos de los usuarios de que trata el artículo 9° de esta misma norma.

Mediante la Resolución número 025 de 1995 la CREG adoptó en el Anexo General el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del SIN, el cual incluyó el Código de Medida.

En dicho Código se definieron las características técnicas que deben cumplir los equipos de medición, telecomunicaciones y de respaldo, y los requisitos de instalación, pruebas, calibración, certificación, operación y mantenimiento de los mismos.

Mediante la Resolución CREG 001 de 1999 se aprobó la modificación del número de elementos requeridos en los sistemas de medición de las fronteras comerciales.

Por medio de la Resolución CREG 019 de 1999 se estableció el plazo máximo para adecuar los transformadores de corriente y de tensión de los sistemas de medición de energía que se encontraban instalados en la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 025 de 1995, a los requisitos establecidos en el Código de Medida contenido en esa resolución.

Mediante la Resolución CREG 108 de 1997 la Comisión señaló los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica

y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictaron otras disposiciones, en donde se establecieron normas sobre la medición individual, el control sobre el funcionamiento de los medidores y la determinación del consumo facturable.

La Comisión estableció en la Resolución CREG 225 de 1997 la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Mediante Resolución CREG 070 de 1998 la Comisión adoptó el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, en el cual se definieron las condiciones aplicables a la medida entre los usuarios, los comercializadores y Operadores de Red (OR).

La Resolución CREG 006 de 2003 modificó el procedimiento establecido en el Código de Medida ante la ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de medición.

El Comité Asesor de Comercialización (CAC) creado mediante la Resolución CREG 068 de 1999 para asistir a la Comisión en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista (MEM) tiene dentro de sus funciones la de seguimiento del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) en forma regular, incluyendo los índices de desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema, así como la de preparar y presentar los informes que le sean solicitados por la CREG.

A través del artículo 36 de la Ley 143 de 1994 se creó el Consejo Nacional de Operación (CNO) cuya función principal es la de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y sea el órgano ejecutor del reglamento de operación.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto número 387 de 2007, modificado por los Decretos números 4977 de 2007 y 1937 de 2013, en el cual se establecieron políticas sobre el desarrollo de la actividad de Comercialización Minorista para asegurar la asignación simétrica de derechos y obligaciones entre los agentes comercializadores.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto número 388 de 2007, modificado por los Decretos números 1111 de 2008 y 3451 de 2008, en el cual se establecieron las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) al fijar la metodología de remuneración a través

de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Mediante la Resolución CREG 120 de 2007 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general para la modificación del Código de Medida.

Se recibieron los comentarios que se listan a continuación, donde se indica el nombre de la persona o empresa que lo envió y el código bajo el cual se encuentra radicado en la CREG: Icontec E2008003657, Telmenergy Ltda. E2008003660, Isa S. A. E.S.P. E-2008-003725, Veritest E2008003726, IAC Ltda. E2008004157, Gecelca S. A. E.S.P. E2008004172, XM S. A. E.S.P. E2008004343, Electricaribe S. A. E.S.P. E2008004358, CNO E2008004360, Emgesa S. A. E.S.P. E2008004369, Incomelec E2008004370, Asocodis E2008004374, Energía Confiable S. A. E.S.P. E2008004375, Genercauca S. A. E.S.P. E2008004378, Primestone E2008004379, EPM E.S.P. E2008004380, Chec S. A. E.S.P. E2008004383, Schneider E2008004388, EPSA S. A. E.S.P. E2008004395, Codensa S. A. E.S.P. E2008004396, Essa S. A. E.S.P. E2008004410, Acce E2010004420, Isagen S. A. E.S.P. E2008004422, Emcali E.I.C.E. E.S.P. E2008004510, CAC E2010004878 y Acolgen E2011006229.

El análisis de los comentarios recibidos en el período de consulta de esta resolución y la respuesta a los mismos se encuentra en el Documento CREG 006 de 2012.

La Resolución CREG 156 de 2011 estableció el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.

Mediante la Resolución CREG 157 de 2011 la CREG modificó las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptaron otras disposiciones.

La Resolución CREG 009 de 2012 modificó la fecha de entrada en vigencia de las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011 y adoptó otras disposiciones.

A través de las Circulares CREG 041, 061 de 2011 y 013 de 2013 se solicitó información sobre las fronteras comerciales registradas en el Sistema de Intercambios Comerciales e información relacionada con otros cobros y cargos asociados con la conexión del servicio domiciliario de electricidad.

Una vez analizada la normatividad en materia de medición, principalmente la relacionada con las transacciones del Mercado de Energía Mayorista y la asociada con las transacciones entre los usuarios y los comercializadores, se estableció la necesidad de actualizar las disposiciones que hacen parte del Código de Medida y del Reglamento de Distribución teniendo en cuenta la evolución tecnológica e institucional que en esta materia se ha presentado en los últimos años.

En relación con este punto la jurisprudencia de la honorable Corte Constitucional en Sentencia C-150 de 2003, estableció que dentro del ejercicio de la actividad regulatoria se deben tener en cuenta criterios técnicos de acuerdo con la evolución de cada sector, así:

La función estatal de regulación está segmentada por sectores de actividad económica o social. El ejercicio de la función de regulación obedece a criterios técnicos relativos a las características del sector y a su dinámica propia. La regulación es una actividad continua que comprende el seguimiento de la evolución del sector correspondiente y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados tanto a orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso como a permitir el flujo de actividad socioeconómica respectivo.

Es necesario unificar e integrar las normas que regulan los diversos aspectos en materia de medición para que hagan parte de un solo cuerpo normativo y las mismas estén acordes con la operatividad de las que hacen parte del Reglamento de Comercialización de Energía así como de aquellas disposiciones relativas al registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo.

Se hace necesario ajustar los requisitos de calibración y certificación de conformidad de producto, definidos en el Código de Medida, de acuerdo con los avances en el Subsistema Nacional de la Calidad.

Analizado el desempeño de los sistemas de medición de las fronteras comerciales, los comentarios presentados por los agentes y terceros interesados y la evolución de los sistemas de comunicación y los avances tecnológicos en la medición de energía eléctrica, se requiere la modificación de los requisitos establecidos en el Código de Medida para garantizar que las mediciones empleadas con propósitos operativos, comerciales, regulatorios y de vigilancia y control, sean exactas y confiables y se desarrollen de acuerdo con las capacidades tecnológicas actuales.

Mediante la Resolución CREG 020 de 2012 la Comisión ordenó hacer público un segundo proyecto de resolución de carácter general para la modificación del Código de Medida.

Se recibieron comentarios de las siguientes personas o empresas con las comunicaciones radicadas en la CREG, así: Negawatt E-2012-003728, Ismael Esteban Ossa E-2012-003794, E-2012-004487,

Andeg E2012003799, Digitron E-2012-003853, GLZ Consultores Energéticos E2012-004108, Gecelca E-2012-004330, Coltavira E2012-004395, Asosec E2012004473, Ebsa E-2012-004481, Acolgen E-2012-004482, Consejo Colombiano de Eficiencia Energética E2012-004488, Compañía Americana de Multiservicios E2012004490, XM E-2012-004499, CHEC E-2012-004522, Cedenar E2012-004524, Enermont E-2012-004525, Isagen E-2012-004538, ISA E2012-004539, Asocodis E-2012-004540, CEO E-2012-004543, Andi E2012-004546, Meder E-2012-004547, Emcali E-2012-004548, EEC E2012-004553, EPM E-2012-004563, Asocodis E-2012-004564, Codensa E-2012-004565, Enertotal E-2012-004570, Emgesa E-2012-004573 E2012-004640, Veritest E-2012-004575, EPSA E-2012-004577, Electricaribe E2012004578, Electrohuila E-2012-004579, INMC E2012-004580, Vatia E-2012-004582, EEB E-2012-004583, CNO E2012004584, CAC E2012-004586, CENS E-2012-004589, SSPD E2012004602, Emcali E2012-004604, Andi E-2012-004619, Enertolima E-2012-004620, ESSA E-2012-004627, EDEQ E-2012-004701, Termoemcali E-2012-004735, Andeg E-2012-004790, Tebsa E2012004948, Aciem E-2012-005599 e Icontec – Comité de Medidores E-2012-007080 y Gecsa E-2013-000495.

El análisis de los comentarios recibidos en el período de consulta de esta resolución y la respuesta a los mismos se encuentra en el Documento CREG 019 de 2014.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009 y el artículo 5° del Decreto número 2897 de 2010 la CREG respondió el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio, encontrando que el conjunto de la respuesta fue negativo, por lo que las disposiciones contenidas en esta resolución no tienen incidencia sobre la libre competencia en los mercados y no se requiere informar a la Superintendencia de Industria y Comercio.

La Comisión, en sesión número 598 del 20 de marzo de 2014, acordó expedir la presente resolución.

RESUELVE:

Artículo 1°. *Principios y ámbito de aplicación.* El Código de Medida se desarrolla con base en los principios de eficiencia, adaptabilidad y neutralidad de la prestación del servicio de energía eléctrica establecidos por las leyes 142 y 143 de 1994.

En este se establecen las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía de los intercambios comerciales en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios. Cuando quiera que en las resoluciones expedidas por la CREG se haga referencia al “Código de Medida” se aplicará la presente resolución.

Esta normatividad se orienta a:

- a) Definir las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición para que el registro de los flujos de energía se realice bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente las transacciones entre los agentes que participan en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y entre estos y los usuarios finales, así como los flujos en los sistemas de transmisión y distribución.
- b) Establecer los requerimientos que deben cumplir los componentes del sistema de medición en relación con la exactitud, certificación de conformidad de producto, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo.
- c) Determinar las responsabilidades de los agentes y usuarios en el proceso de medición de energía eléctrica.
- d) Indicar los parámetros para la realización de verificaciones que certifiquen la conformidad con lo establecido en esta resolución.

Artículo 2°. *Definiciones.* Para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en la leyes 142 y 143 de 1994 y en resoluciones vigentes, las siguientes:

Acreditación: Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, así como de laboratorios de ensayo y de metrología.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Calibración: Operación que bajo condiciones específicas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociadas obtenidas a partir de los patrones de medición, y las correspondientes indicaciones con las incertidumbres asociadas y, en

una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medición a partir de una indicación.

Clase de exactitud: Designación asignada a un transformador de corriente o de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados bajo las condiciones de uso prescritas.

Comité Asesor de Comercialización (CAC): Organismo creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución CREG 068 de 1999, para asesorar a la misma en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del MEM.

Consumo auxiliar o propio: Energía utilizada para alimentar los servicios auxiliares de las subestaciones del STN, del STR o del SDL o en plantas de generación de energía eléctrica.

Corriente nominal, (IN): Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor conectado a través de transformadores.

Corriente básica, (IB): Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa.

Corriente máxima, (Imax): Máximo valor de la corriente que admite el medidor cumpliendo los requisitos de exactitud de la norma respectiva.

Equipo de medida o medidor: Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.

Frontera comercial: Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.

Frontera comercial con reporte al ASIC: Frontera comercial a partir de la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el Mercado Mayorista de Energía (MEM) y se define la responsabilidad por los consumos. Estas fronteras se clasifican en:

fronteras de generación, fronteras de comercialización, fronteras de enlace internacional, fronteras de interconexión internacional, fronteras de distribución y fronteras de demanda desconectable voluntaria.

Frontera de generación: Corresponde al punto de medición de una unidad o planta de generación donde las transferencias de energía equivalen a la energía neta entregada por el generador al STN, al STR o al SDL.

Frontera de comercialización: Corresponde al punto de medición donde las transferencias de energía que se registran permiten determinar la demanda de energía de un comercializador. Estas fronteras se clasifican en fronteras de comercialización entre agentes y fronteras de comercialización para agentes y usuarios. La energía registrada en la frontera de comercialización también podrá ser empleada en la liquidación de cargos por uso de acuerdo con la regulación aplicable.

Frontera de comercialización entre agentes: Corresponde al punto de medición que permite determinar la transferencia de energía entre mercados de comercialización o entre el STN y un mercado de comercialización.

Frontera de comercialización para agentes y usuarios: Corresponde a toda frontera de comercialización que no cumple con alguno de los criterios señalados para la frontera de comercialización entre agentes. También es frontera de comercialización para agentes y usuarios la frontera comercial de un usuario que se conecta directamente al STN.

Frontera de enlace internacional: Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países mediante las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE).

Frontera de interconexión internacional: Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países, cuando estos no se realicen en el esquema TIE. Según lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 055 de 2011, para efectos de las transacciones que se realicen a través del enlace internacional Colombia – Panamá, esta frontera podrá estar representada por varios agentes.

Frontera de distribución: Corresponde al punto de medición entre niveles de tensión de un mismo OR que permite establecer la energía transferida entre estos.

Frontera de demanda desconectable voluntaria: Corresponde a la frontera definida en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Frontera comercial sin reporte al ASIC: Corresponde al punto de medición del consumo de un usuario final, que no se utiliza para determinar las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el MEM. La información de este consumo no requiere ser reportado al ASIC.

Índice de clase: Número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre $0,1I_b$ e I_{max} o entre $0,05I_n$ e I_{max} con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia.

Laboratorio acreditado: Laboratorio de ensayo y/o calibración, reconocido por un organismo de acreditación, que cumple con los requisitos de competencia técnica establecidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Mantenimiento: Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer el sistema de medición a un estado tal que garantice su exactitud y la máxima confiabilidad.

Medición directa: Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.

Medición semidirecta: Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.

Medición indirecta: Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.

Medidor de energía activa: Instrumento destinado a medir la energía activa mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo.

Medidor de energía reactiva: Instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo.

Sistema de medición centralizada: Sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida, integrado por medidores (tarjetas electrónicas de medida o medidores individuales), transformadores de medida (cuando aplique) y equipo de comunicación, que cuentan con operación remota para realizar lectura, suspensión, reconexión, etc.

Mercado de comercialización: Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo operador de red, OR, y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Organismo de acreditación: Entidad con autoridad que lleva a cabo una declaración de tercera parte relativa a un organismo de evaluación de la conformidad que manifiesta la demostración formal de su competencia para llevar a cabo tareas específicas de evaluación de la conformidad. Para todos los efectos los organismos de acreditación son los definidos en el Decreto número 4738 de 2008, modificado por los Decretos números 323 de 2010 y 0865 de 2013 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

Operador de red de STR y SDL, OR: Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un municipio.

Punto de conexión: Es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.

Punto de medición: Es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.

Verificación: Conjunto de actividades dirigidas a corroborar que el sistema de medición se encuentre en correcto estado de funcionamiento y conforme a los requisitos establecidos en este Código.

Sistema de medición o de medida: Conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía en el punto de medición.

Tipos de conexión para los sistemas de medición: Corresponde a los esquemas de conexión directa, semidirecta e indirecta empleados para realizar las mediciones dependiendo del nivel de tensión, magnitud de la transferencia de energía o el consumo de una carga, según sea el caso.

Transformador de tensión, PT o t.t.: Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Transformador de corriente, CT o t.c.: Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Artículo 3°. *Representante de la Frontera (RF)*. Corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. Para cada tipo de frontera el representante será:

a) Frontera de generación: el agente generador.

b) Frontera de comercialización: el agente comercializador.

c) Frontera de enlace internacional: el agente que representa el enlace internacional ante el ASIC de conformidad con la Resolución CREG 004 de 2003 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

d) Frontera de interconexión internacional: la empresa de comercialización, generación o la Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia Panamá, EECPP, conforme lo establecido en las resoluciones CREG 057 de 1998 y CREG 055 de 2011 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

e) Frontera de distribución: el comercializador integrado al OR.

f) Frontera de Demanda Desconectable Voluntaria: el agente comercializador, de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

g) Fronteras sin reporte al ASIC: el agente comercializador con el que el usuario final haya suscrito el contrato de condiciones uniformes.

Parágrafo 1°. No se requiere el registro de fronteras de distribución cuando el secundario del transformador de distribución es de Nivel de Tensión 1.

Parágrafo 2°. Cuando un Cogenerador o un Autogenerador suministre energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en los términos de las Resoluciones CREG 107 y 119 de 1998 y CREG 005 de 2010 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, debe establecer una frontera comercial de generación tal y como lo señala el presente código y la regulación aplicable.

Artículo 4°. *Responsabilidad de los representantes.* Los representantes de las fronteras son responsables del cumplimiento de este código.

En relación con el sistema de medición los representantes deben:

a) Asegurar que todos los elementos del sistema de medición se especifiquen, instalen, operen y mantengan, acorde con lo establecido en este código.

b) Asegurar que todos los elementos del sistema de medición cumplan con los requerimientos de exactitud y calibración establecidos en esta resolución.

c) Asegurar que se instalen y mantengan los mecanismos de seguridad informática, física y de protección de los equipos para que estos no sean alterados.

d) Asegurar que los medios de comunicación sean instalados y mantenidos adecuadamente para su correcto funcionamiento, cuando el tipo de frontera así lo requiera.

e) Asegurar el acceso a los equipos y bases de datos para efectos de realizar la interrogación local y remota de acuerdo con los requisitos de este código y las verificaciones establecidas en esta resolución y en la regulación.

f) Efectuar el registro de las fronteras con reporte al ASIC acorde con el procedimiento establecido en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

g) Actualizar las características del sistema de medición, informadas al ASIC durante el registro de la frontera comercial, cada vez que se realice cualquier modificación de estas.

h) Efectuar y mantener el registro de los equipos para las fronteras sin reporte al ASIC de acuerdo con el artículo 29 de la presente resolución.

i) Aplicar la versión vigente de las normas técnicas señaladas en esta resolución o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

j) Ejecutar las funciones señaladas para los Centros de Gestión de Medidas de acuerdo con el artículo 18 de esta resolución.

k) Las demás que se le asignen en la regulación.

Parágrafo. El representante de la frontera debe adoptar los mecanismos para que el usuario cumpla con los requisitos de la medición establecidos en este código y en la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 5°. *Propiedad del sistema de medición.* Sin perjuicio de lo establecido en esta resolución sobre la responsabilidad de las fronteras, corresponde a las partes determinar la propiedad de los elementos del sistema de medición. Estas son libres de adquirir en el mercado el medidor y los demás bienes y servicios, siempre y cuando estos cumplan con las características técnicas exigidas en este código.

Parágrafo. Conforme a lo establecido en los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994 en el contrato de servicios públicos se podrá exigir al usuario la compra de los equipos necesarios para medir sus consumos y adoptar las medidas y acciones necesarias, con el fin de que los representantes de las fronteras comerciales den cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 4° de esta resolución.

Artículo 6°. *Tipos de puntos de medición.* Para efectos de esta resolución, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión, según la siguiente tabla:

TABLA 1

Clasificación de puntos de medición

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C = 15.000$	$CI = 30$
2	$15.000 > C = 500$	$30 > CI = 1$
3	$500 > C = 50$	$1 > CI = 0,1$
4	$50 > C = 5$	$0,1 > CI = 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

En las fronteras comerciales registradas a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, el consumo o la transferencia de energía se debe calcular como el promedio de estos valores para los doce meses anteriores a la mencionada fecha.

Para los puntos de medición nuevos o aquellos que no dispongan de doce meses de registros históricos se deben emplear las proyecciones del consumo o transferencia de energía mensual y la capacidad solicitada en el estudio de conexión establecido en el Reglamento de Distribución o en el

anexo denominado Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. En las proyecciones se podrá emplear la información histórica disponible.

En el caso que el consumo o transferencia de energía por la frontera y la capacidad instalada conduzcan a la selección de tipos de puntos de medición diferentes en las fronteras nuevas o existentes, se debe tomar el tipo de punto de medición con mayores exigencias de exactitud de conformidad con lo establecido en la Tabla 2 del artículo 9° de esta resolución.

Parágrafo. Ante modificaciones de la capacidad instalada que impliquen un cambio en el tipo de punto de medición, el representante de la frontera debe ajustar la clasificación del punto de medición, adecuar el sistema de medición a los requisitos aplicables del código y actualizar el registro ante el ASIC de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011 antes de su entrada en operación.

Artículo 7°. *Componentes del sistema de medición.* Los sistemas de medición se componen de los elementos que se listan en el Anexo 1 de la presente resolución. Algunos de estos elementos pueden o no estar integrados al medidor.

Artículo 8°. *Requisitos generales de los Sistemas de Medición.* Los sistemas de medición deben cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Los Sistemas de Medición deben ser diseñados y especificados teniendo en cuenta las características técnicas y ambientales de los puntos de conexión y el tipo de frontera comercial en donde se encuentren.
- b) Todos los sistemas de medición deben contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir.
- c) Los elementos que conformen el sistema de medición deben contar con un certificado de conformidad de producto, acorde con lo establecido en el artículo 10 de esta resolución.
- d) Los medidores y los transformadores de corriente y tensión deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud establecidos en el artículo 9° de esta resolución.

e) En los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido.

f) Donde existan consumos auxiliares suministrados desde el SIN se debe conformar una frontera comercial en los términos establecidos en esta resolución y en la regulación aplicable.

g) Todos los sistemas de medición deben contar con los mecanismos de seguridad física e informática dispuestos en el artículo 17 de esta resolución.

h) Los sistemas de medición deben registrar y permitir la lectura y transmisión de la información en los términos establecidos en los artículos 15 y 37 de esta resolución.

i) El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatios-hora para la energía activa y en kilovoltamperio reactivo-hora para la energía reactiva.

j) En las fronteras con reporte al ASIC, la resolución de las mediciones de energía debe ser como mínimo de 0,01.

Parágrafo. Cuando conforme con lo señalado en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 en los contratos de condiciones uniformes se establezca para ciertos usuarios, que corresponde a la empresa y no al usuario la instalación de los sistemas de medición, estos deben cumplir como mínimo con las condiciones señaladas en este código, al igual que cuando la regulación lo disponga para aplicaciones específicas. Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011.

Artículo 9°. *Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición.* A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los medidores, transformadores de medida, en caso de que estos sean utilizados, y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen en este artículo.

TABLA 2

Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 o 2	2 o 3	--	--

El índice de clase para los medidores de energía activa corresponde al establecido en las normas NTC 2147, NTC 2288 y NTC 4052 o sus equivalentes normativos de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI.

Para el caso de los medidores de energía reactiva los índices de clase corresponden a los establecidos en las normas NTC 2148 y NTC 4569 o sus equivalentes normativos de la CEI.

La clase de exactitud para los transformadores de medida corresponde a definida en las normas IEC 61869-5, NTC 2205, NTC 2207 y NTC 4540 o sus equivalentes normativos de la CEI.

En caso de que los medidores de energía activa, reactiva y los transformadores de medida no cuenten con un referente normativo del Icontec, para el cumplimiento del requisito de índice de clase o clase de exactitud debe emplearse la norma técnica expedida por la CEI, aplicable al elemento.

El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a un factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables y demás accesorios ubicados entre los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y el equipo de medida no debe superar el 0,1%. El cálculo de este error deberá estar documentado en cada sistema de medición, reposar en la

hoja de vida de que trata el artículo 30 y estar disponible para las verificaciones de que trata el artículo 39 de la presente resolución.

Parágrafo 1°. Se podrán emplear elementos del sistema de medición que cuenten con mayor exactitud a los valores mínimos establecidos en este artículo.

Parágrafo 2°. Para el cumplimiento del requisito de índice de clase o clase de exactitud en los medidores de energía activa, reactiva y en los transformadores de medida, se podrá aplicar el equivalente normativo del *American National Standards Institute, ANSI*, siempre y cuando la equivalencia esté debidamente documentada.

Artículo 10. *Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición.* A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución los elementos señalados en los literales a) al g) y m), del Anexo 1 de esta resolución, de los nuevos sistemas de medición y de aquellos que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición existentes, deben contar con un certificado de conformidad de producto expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC).

Las normas técnicas de referencia que deben emplearse para la certificación de conformidad son las indicadas en esta resolución o, en ausencia, las normas técnicas internacionales aplicables al elemento del sistema de medición o las normas técnicas colombianas expedidas por el Icontec.

La certificación de conformidad del producto debe abarcar la totalidad de los requisitos establecidos en la norma de referencia y demás condiciones reglamentarias y legales aplicables.

El representante de la frontera comercial debe tener disponible para los agentes interesados o la autoridad competente, copias de dichos documentos.

Así mismo, este debe disponer de cualquiera de los siguientes documentos para los elementos de los sistemas de medición de las fronteras comerciales registradas ante el ASIC a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución:

a) El certificado de conformidad de producto vigente.

b) El certificado de conformidad de producto vigente a la fecha de adquisición del elemento.

c) La declaración del fabricante o proveedor del elemento en que se señale el cumplimiento de la norma técnica aplicable en la fecha de suministro.

d) Los informes de pruebas de recepción de producto en que se demuestre el cumplimiento de la norma de técnica aplicable en la fecha de suministro.

En caso de que no se disponga de ninguno de los documentos anteriores, el representante de la frontera debe asegurar:

1. La ejecución de la calibración de los elementos señalados en los literales a), b) y c) del Anexo 1 de esta resolución dentro de los 18 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución y de acuerdo con lo señalado en el artículo 11 de este código.

2. Para el caso de los elementos d) y e) del mismo anexo, la realización de las pruebas señaladas en el artículo 28 de esta resolución en un plazo no mayor a los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.

3. El reemplazo de los elementos f), g) y m) en caso de que el representante de la frontera determine que su estado puede afectar la medición.

4. El registro en la hoja de vida del sistema de medición de los resultados de las actividades realizadas en los numerales anteriores.

En el caso de que la calibración o las pruebas demuestren que los elementos no mantienen la clase de exactitud o el índice de clase y demás características metrológicas se considerará la frontera comercial en falla y se aplicará lo señalado en el artículo 35 de este código.

Parágrafo 1°. Los elementos del sistema de medición que se encuentran en el inventario del representante de la frontera pueden ser instalados en sistemas de medición nuevos o en modificaciones de sistemas existentes, siempre y cuando dispongan de un certificado de conformidad de producto vigente o, en caso contrario, de un certificado vigente a la fecha de

adquisición del elemento. Lo anterior se incluirá dentro del alcance de la verificación que se establece en el artículo 39 de esta resolución.

Parágrafo 2°. Los organismos de certificación pueden emplear los resultados obtenidos en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento conforme a los requisitos legales aplicables.

Artículo 11. *Calibración de los elementos del sistema de medición.* Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben someterse a calibración antes de su puesta en servicio.

La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) con base en los requisitos contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación (CNO) en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la presente resolución.

Para la realización de las calibraciones de los elementos del sistema de medición deben seguirse las reglas establecidas en el Anexo 2 de este código.

Parágrafo 1°. Para el caso de los transformadores de tensión y corriente se aceptan los certificados de calibración suministrados por el fabricante siempre y cuando estos provengan de laboratorios que se encuentren acreditados de acuerdo con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables.

Parágrafo 2°. En el caso de que se realicen calibraciones *in situ*, estas deben ser ejecutadas por organismos acreditados por el ONAC para tal fin, de conformidad con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo 3°. Son admitidas las calibraciones realizadas en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento conforme a los requisitos legales aplicables.

Artículo 12. *Medidores de energía reactiva.* En los puntos de medición asociados a las fronteras de generación, las fronteras de comercialización conectadas al STN y en los puntos de medición que se encuentren ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV se deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales.

Para niveles de tensión inferiores a 57,5 kV, el OR puede exigir al representante de la frontera la instalación de medidores de energía reactiva cuando al realizar mediciones previas se verifique el consumo en exceso de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

En las fronteras comerciales en las que no es requisito la instalación de medidores de energía reactiva, pero cuyo medidor permite la lectura de energía reactiva adicional a la activa, el representante de la frontera debe registrar y conservar dichas lecturas.

La exactitud requerida para las mediciones de energía reactiva corresponde a la señalada en la Tabla 2 de esta resolución.

Para los puntos de medición señalados en este artículo y que aún no disponen de la medición de energía reactiva, el representante de la frontera debe asegurar la instalación de los medidores correspondientes dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 13. *Medidores de respaldo.* Las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2 deben contar con un medidor de respaldo para las mediciones de energía activa y de energía reactiva. Para la medición de energía reactiva, el medidor puede estar integrado con el de energía activa.

El medidor de respaldo debe operar permanentemente y tener las mismas características técnicas del principal, según las disposiciones contenidas en la presente resolución.

La conexión de los medidores de respaldo debe realizarse de tal forma que estos elementos reciban las mismas señales de tensión y de corriente del principal, además la configuración del sistema de

comunicaciones debe permitir la interrogación de forma separada del medidor de respaldo y del principal.

Las características técnicas de los medidores de respaldo deben ser incluidas en el formato de que trata el numeral 3 del artículo 4° de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Para los puntos de medición indicados en este artículo y que aún no dispongan del medidor de respaldo en los términos antes señalados, el representante de la frontera debe asegurar la instalación los medidores y/o la realización de las adecuaciones correspondientes dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Parágrafo. Los representantes de las fronteras asociadas a puntos de medición a los cuales no les es exigida la instalación de medidores de respaldo pueden instalar este tipo de medidores, para lo cual deben cumplir los requisitos establecidos en este código para el medidor principal, de respaldo y de energía reactiva.

Artículo 14. *Otros medidores.* El Operador de Red o el Transmisor Nacional que opera las redes a las cuales esté conectada la frontera comercial y el o los agentes a los cuales la medida en la frontera afecta su balance de energía pueden instalar otros medidores, con objeto de verificar los consumos o transferencias de energía registrados.

Dicha conexión se puede realizar siempre y cuando no afecte las lecturas obtenidas por el sistema de medición y las características técnicas de los transformadores de medida existentes lo permitan, si estos son empleados por los otros medidores.

Los medidores y demás elementos que se instalen con el objeto de verificar los consumos o transferencias de energía registrados deben cumplir con los requisitos de este código. Así mismo, los costos asociados a su instalación, operación y mantenimiento deben ser asumidos por el agente que los instale.

El representante de la frontera y el usuario deben permitir y facilitar la instalación de los otros medidores señalados en este artículo.

Artículo 15. *Registro y lectura de la información.* Las fronteras comerciales con reporte al ASIC deben contar con medidores de energía activa y reactiva de tal manera que permitan, como mínimo,

el registro horario de las transacciones de energía en el primer minuto de cada hora y con los equipos necesarios para realizar la lectura, interrogación y reporte de la información en los siguientes términos:

a) Los medidores deben contar con un dispositivo de intercambio de información que permita la descarga local de las mediciones realizadas y de los parámetros configurados en el medidor, además de un sistema de visualización de las cantidades registradas, así como, la fecha y hora. El sistema de visualización puede o no estar integrado a los medidores.

b) Para la lectura remota de la información, cada medidor debe contar con la infraestructura necesaria que permita el cumplimiento de los plazos y requerimientos establecidos en el artículo 37 de la presente resolución.

c) La configuración de los parámetros del medidor principal y del medidor de respaldo debe ser la misma.

d) El procedimiento de interrogación remota de los medidores, el procesamiento y consolidación de las lecturas en las bases de datos de los Centros de Gestión de Medidas y el reporte de las lecturas al ASIC debe realizarse de manera automática.

e) El almacenamiento de los datos registrados en los medidores, principal y de respaldo, debe ser como mínimo de 30 días con intervalo de lectura cada 60 minutos, incluyendo la etiqueta de tiempo.

f) El representante de la frontera debe almacenar los datos registrados por los medidores, principal y de respaldo, al menos por los dos (2) años inmediatamente anteriores al día de la lectura. La información debe estar disponible para su comprobación por parte de las autoridades competentes y por quien realice las verificaciones de que trata esta resolución.

g) Para la determinación del consumo o transferencia de energía en una frontera comercial no se permite realizar balances a partir de lecturas realizadas en otras fronteras, salvo los casos señalados en la regulación.

h) Los medidores de los sistemas de medición nuevos o todo medidor que se adicione o remplace en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los requisitos señalados en este artículo.

En el caso de que los medidores no cuenten aún con los requisitos señalados en este artículo, el representante de la frontera dispone de 24 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar las adecuaciones necesarias.

Para las fronteras comerciales sin reporte al ASIC será suficiente el registro de la acumulación del consumo o transferencia de energía, el cual será leído periódicamente por el representante de la frontera a través de los mecanismos de los cuales disponga, con sujeción a la regulación aplicable.

Artículo 16. *Sincronización del reloj.* El desfase máximo permitido del reloj del medidor, con respecto a la hora oficial para Colombia es el siguiente:

TABLA 3

Desfase máximo permitido para el reloj interno

Tipo de Punto de Medición	Máximo desfase permitido (segundos)
1 y 2	30
3, 4 y 5	60

El reloj interno de los medidores de las fronteras comerciales con reporte al ASIC debe estar en capacidad de ser corregido de forma remota durante las operaciones normales de recolección de mediciones.

El representante de la frontera asociada a los puntos de medición indicados en este artículo debe asegurar el máximo desfase permitido y dispone de 24 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para ajustar sus procedimientos de sincronización a los plazos máximos de desfase permitidos.

Artículo 17. *Protección de datos*. Los representantes de las fronteras deben asegurar que los medidores, tanto el principal como el de respaldo, de las fronteras comerciales con reporte al ASIC cuenten con un sistema de protección de datos así:

a) El almacenamiento de las mediciones y parámetros de configuración del medidor debe realizarse en memoria no volátil.

b) La interrogación local y remota de las mediciones y la configuración de los parámetros del medidor debe tener como mínimo dos (2) niveles de acceso y emplear contraseña para cada usuario.

c) La transmisión de los datos entre el medidor y el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC deben sujetarse a los requerimientos mínimos de seguridad e integridad definidos por el CNO de acuerdo con lo señalado en el párrafo de este artículo.

Los niveles de acceso que trata el literal b) son:

1. Nivel de acceso 1: Lectura de la identificación de la frontera comercial, las mediciones realizadas y los parámetros configurados en el medidor.

2. Nivel de acceso 2: Configuración de las funciones de tiempo y/o fecha, calibración, configuración de los parámetros y restauración del equipo, así como el nivel anterior.

El representante de la frontera debe administrar el acceso al medidor, estableciendo una lista de usuarios, contraseñas y niveles de acceso otorgados, además debe mantener un registro de los accesos al medidor de Nivel de acceso 2 en la hoja de vida de que trata el artículo 30 de esta resolución, cuando aplique.

El registro de acceso debe identificar como mínimo la fecha y hora de acceso, la persona o funcionario, propósito del acceso, actividades realizadas y la constancia de que el medidor quedó operando correctamente.

La base de datos que almacene las lecturas de los equipos de medida de las fronteras comerciales debe contar con niveles de acceso para consulta y mantener *logs* de registro de la afectación, ya sea modificación, adición o borrado de la información almacenada en esta.

Los sistemas de protección de datos deben contar con un procedimiento detallado y documentado que evidencie el cumplimiento de los requisitos de este artículo y establezca las políticas y lineamientos de seguridad física e informática existentes para la protección de la información.

Cuando se realice un cambio del representante de la frontera comercial, el RF saliente debe entregar la información de usuarios y contraseñas, así como el registro de los accesos de Nivel de acceso 2 al medidor y la configuración del mismo. La información debe ser suministrada en un plazo no mayor a cinco (5) días hábiles y no podrá afectar los procesos de registro y la fecha de entrada en operación comercial de la frontera por el cambio de representante.

Los RF deben adecuar los sistemas de medición, bases de datos y sus procedimientos dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, para dar cumplimiento a lo señalado en este artículo.

Todos los agentes que tengan acceso a las lecturas de las mediciones de acuerdo con lo señalado en el artículo 22 deben aplicar los requisitos legales vigentes sobre la protección de datos de los usuarios.

Parágrafo 1°. Las condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC deben ser definidas por el CNO considerando: los riesgos potenciales, la flexibilidad, escalabilidad, interoperabilidad, eficiencia y economía para el intercambio de los datos de las mediciones y el acceso a los diferentes sistemas de información.

Tales condiciones mínimas deben ser publicadas dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Antes de adoptar las condiciones mínimas, el CNO debe poner en conocimiento del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), del Comité Asesor de Comercialización (CAC), y agentes y demás interesados, la propuesta de condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas de las fronteras comerciales para sus comentarios.

Parágrafo 2°. El ASIC debe implementar y mantener un sistema de gestión de la seguridad de la información para los procesos involucrados en la gestión de las mediciones reportadas por los representantes de las fronteras con base en la norma ISO/IEC 27001.

La certificación deberá obtenerse dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 18. *Centro de Gestión de Medidas (CGM)*. El RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.

Un CGM puede ser constituido por un RF o por terceros y prestar sus servicios a varios RF. Los costos asociados serán acordados entre las partes.

La interrogación de los medidores debe sujetarse a lo establecido en el artículo 17 de esta resolución y emplear los canales de comunicación, tanto primarios como de respaldo, que el RF considere necesarios para garantizar el reporte de las lecturas de los medidores.

Además de las funciones ya señaladas, el CGM empleado por el representante de la frontera debe realizar las establecidas en el Anexo 3 de la presente resolución.

El almacenamiento de los datos en el CGM debe garantizar la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por un período de al menos dos (2) años contados a partir del día de la lectura. Además, debe cumplir con los requisitos de protección de los datos establecidos en el artículo 17 de la presente resolución.

El CGM empleado por el RF debe mantener documentados los procedimientos que realice para el cumplimiento de los requisitos de este artículo. La información almacenada y los procedimientos documentados deben estar disponibles para su verificación por las autoridades competentes y por quien realice las verificaciones de que trata esta resolución.

El RF debe asegurar la adecuación de los sistemas de medición y sus procedimientos dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, para dar cumplimiento a lo señalado en este artículo. Superado el plazo establecido, el único mecanismo de reporte de las lecturas es el señalado en el artículo 37 de esta resolución.

Parágrafo. El Comité Asesor de Comercialización debe establecer el contenido del informe anual de operación de los CGM con sujeción a lo señalado en el Anexo 3 de esta resolución. Adicionalmente, el CAC debe establecer los formatos de reporte de los indicadores al ASIC para su consolidación y análisis en el informe de que trata el artículo 40 de la presente resolución.

Artículo 19. *Ubicación de las fronteras comerciales.* El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador.

Para las fronteras comerciales registradas ante el ASIC con anterioridad a la entrada en vigencia de este código y en las que el punto de medición no coincide con el punto de conexión de acuerdo con lo permitido en el anexo denominado Código de Medida de la Resolución CREG 025 de 1995, el representante de la frontera debe suministrar el factor de ajuste correspondiente durante la actualización del registro de la frontera comercial de que trata el artículo 43 de este código.

El cálculo del factor de ajuste de las lecturas de la frontera comercial debe soportarse y adjuntarse a la hoja de vida del sistema de medición. Dicho cálculo debe revisarse durante las verificaciones de que trata el artículo 39 de esta resolución.

A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los nuevos sistemas de medición y en aquellos existentes en los que se modifique la capacidad instalada del punto de conexión en más de un 50% deben cumplir los requisitos establecidos en este artículo.

Artículo 20. *Fronteras de distribución.* En los sistemas de medición de las fronteras de distribución, se pueden emplear los transformadores de tensión y de corriente disponibles en el punto de conexión, siempre y cuando su clase de exactitud sea como mínimo de 0,5.

La clase de exactitud para los transformadores de medida corresponde a las normas señaladas en el artículo 9° de esta resolución.

Cuando no se disponga de transformadores de medida, los que sean instalados en los sistemas de medición de la frontera comercial deben cumplir con los requisitos establecidos en este código.

En transformadores tridevanados, debe conformarse una frontera distribución en cada devanado secundario, siempre y cuando exista una transferencia de energía entre niveles de tensión.

El RF debe adecuar los sistemas de medición y sus procedimientos y adelantar el registro de la frontera comercial dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, para dar cumplimiento a lo señalado en este artículo.

Artículo 21. *Instalación del sistema de medición.* La instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las condiciones establecidas en las normas y reglamentos técnicos aplicables y con las disposiciones que se establecen en el Anexo 4 de esta resolución.

Artículo 22. *Acceso al sistema de medición.* El representante de la frontera debe asegurar el acceso al sistema de medición, asociado a la frontera comercial, para efectos de las verificaciones establecidas en este Código y en la regulación.

El usuario debe dar acceso al sistema de medida para realizar la visita de revisión conjunta en los plazos señalados en la Resolución CREG 156 de 2011 y demás revisiones o verificaciones de que trata esta resolución.

El usuario, el o los agentes a los cuales su balance de energía es afectado por la medida en la frontera, el OR o el Transmisor Nacional que opera las redes a las cuales esté conectada la frontera comercial y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales para las fronteras con reporte al ASIC deben tener Nivel de acceso 1 a las mediciones realizadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de esta resolución. El acceso a las mediciones debe realizarse ya sea por interrogación local y/o remota del medidor.

El representante dispone de siete (7) días hábiles para dar respuesta a la solicitud escrita de los registros históricos de las lecturas.

El RF debe documentar y suministrar el procedimiento y los requisitos técnicos para el acceso local y/o remoto a los medidores e informar al solicitante los datos de usuario y contraseña que se requieran para cumplir con lo señalado en este artículo.

El procedimiento y los requisitos técnicos deben cumplir las condiciones de seguridad e integridad establecidas en el párrafo 1° del artículo 17 de este código y estar disponibles dentro de los diez (10) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.

Las mediciones consolidadas por el ASIC pueden ser consultadas, con propósitos de verificación y validación, por aquellos que tengan Nivel de acceso 1 a las lecturas. El ASIC debe desarrollar las herramientas necesarias para la consulta de la información, con atención a las condiciones mínimas de seguridad para el acceso de la información.

Artículo 23. *Verificación inicial del sistema de medición.* El sistema de medición de cada frontera comercial debe ser verificado por el RF antes de su puesta en servicio con el propósito de certificar su conformidad con lo establecido en la presente resolución. La verificación debe realizarse siguiendo el procedimiento técnico señalado en el artículo 24 de este código.

Los resultados de la verificación deben consignarse en un informe, cuyo contenido será definido por el CAC según en el artículo siguiente, suscrito por un profesional calificado para realizar la revisión y por el representante legal del RF o a quien este haya delegado. Este informe debe reposar en la hoja de vida del sistema de medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la presente resolución.

Además de la verificación realizada por el RF, para las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras con puntos de medición tipos 1 y 2, el sistema de medición debe ser sometido a una verificación por parte de una de las firmas de las que trata el artículo 25 de este código.

El resultado de la verificación debe certificar la conformidad del sistema de medición y el informe suscrito debe reposar en la hoja de vida, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la presente resolución.

El informe de verificación suscrito por el representante de la frontera y la evaluación de la firma de verificación certifican la conformidad del sistema de medición de la frontera comercial con los requisitos de este código.

De requerirse la presencia del OR o el Transmisor Nacional para la ejecución de las verificaciones a los sistemas de medición, se debe seguir el procedimiento establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los costos de la verificación serán asumidos por el representante de la frontera o el propietario de los equipos según acuerden las partes.

Cuando se presente el cambio del representante de una frontera existente, el nuevo representante de la frontera debe realizar la verificación de que trata este artículo y su resultado debe incluirse en la hoja de vida del sistema de medición de la frontera comercial. El cambio de RF debe seguir lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

En este caso, no se requiere de la verificación de la firma del artículo 25 de este código.

Parágrafo 1°. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, la certificación de que trata el numeral 4 del artículo 4° de la Resolución CREG 157 de 2011 corresponde a los informes de verificación del RF y el de la firma de verificación, de que trata este artículo, siempre que en ellos se certifique el cumplimiento de este código.

Parágrafo 2°. Para las fronteras comerciales con reporte al ASIC existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, se debe realizar la verificación de que trata este artículo únicamente por los representantes de estas fronteras dentro de los 12 meses siguientes a la entrada en vigencia de este acto.

El representante de la frontera dispone de 12 meses adicionales para asegurar la realización de las adecuaciones, remplazos o cambios necesarios para el cumplimiento de este código.

El RF debe consolidar los resultados de las verificaciones en un informe, dentro del mes siguiente al vencimiento del plazo del primer inciso de este parágrafo, publicarlo en su página web y enviarlo a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, para lo de su competencia.

En el caso de las fronteras sin reporte al ASIC, existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, la verificación debe ser ejecutada, por el representante de la frontera, en el momento en que se realice una modificación o remplazo de alguno de los elementos del sistema de medición.

Artículo 24. *Procedimiento técnico de verificación de los sistemas de medición.* El Comité Asesor de Comercialización debe elaborar el procedimiento técnico detallado con las actividades requeridas para llevar a cabo la verificación de los sistemas de medición, de acuerdo con el alcance establecido en el Anexo 5 de esta resolución.

Las actividades definidas permitirán concluir de forma objetiva la conformidad del sistema de medición con los requisitos de este código.

El CAC dispondrá de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para la publicación del procedimiento técnico y los formatos necesarios, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados.

Parágrafo. Mientras se dispone del procedimiento detallado, las verificaciones de que tratan los artículos 23, 26 y 31 deben realizarse siguiendo un procedimiento técnico que garantice el cumplimiento del alcance que se establece en el Anexo 5 de la presente resolución.

Artículo 25. Firmas de verificación. Las firmas que realicen las verificaciones de los sistemas de medición de las fronteras comerciales, de acuerdo con lo señalado en los artículos 23, 26 y 31 o que participen en el proceso de verificación de que trata el artículo 39 de la presente resolución, serán aquellas que se encuentren en la lista elaborada por el CAC de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Para la evaluación de la conformidad de los sistemas de medición debe seguirse el procedimiento de que trata el artículo anterior.

Artículo 26. Verificación de los requisitos técnicos por parte del Operador de Red o el Transmisor Nacional. Previo a la puesta en funcionamiento de las fronteras comerciales, el OR o el Transmisor Nacional, según sea el caso, debe realizar la verificación del sistema de medición aplicando el procedimiento establecido por el Comité Asesor de Comercialización, CAC, de conformidad con el artículo 24 de esta resolución.

El OR debe realizar la verificación de que trata este artículo durante la visita de recibo técnico de que trata el artículo 33 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los resultados de la verificación deben consignarse en un acta y reposar en la hoja de vida del sistema de medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de esta resolución.

De acuerdo con lo señalado en el numeral 6 del artículo 33 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, en ningún caso el Operador de Red podrá abstenerse de recibir las obras de conexión por aspectos relacionados con elementos que sean exclusivos del sistema de medición.

En el caso de las verificaciones por parte del Transmisor Nacional, estas se deben realizar de conformidad con lo señalado en Código de Conexión que hace parte del anexo general del Código de Redes contenido en la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

A las observaciones del OR o TN sobre los elementos exclusivos del sistema de medición se les debe dar trámite de conformidad con el artículo 7° de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los costos de la verificación se entienden incluidos dentro del cargo de conexión de acuerdo con lo señalado en el contrato de conexión y en el contrato de prestación del servicio. Para el caso de usuarios regulados debe aplicarse lo establecido en la Resolución CREG 225 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 27. Sellado de los elementos del sistema de medición. El representante de la frontera debe proteger los elementos del sistema de medición de manipulaciones o interferencias no autorizadas, intencionales o accidentales, para lo cual debe:

a) Suministrar e instalar sellos y mantener el registro correspondiente, para detectar manipulaciones e interferencias sobre los medidores, los transformadores de medida, las bornas de prueba y demás elementos susceptibles de afectación y protección mediante un sello.

b) Proveer la señalización adecuada para evitar manipulaciones e interferencias no intencionales.

c) Permitir que el Operador de Red instale su sello en el sistema de medición, si el OR lo considera necesario.

En todo caso, la instalación de los sellos debe respetar lo señalado en el artículo 22 de la presente resolución sobre el acceso a los equipos de medida y en el artículo 34 de la Resolución CREG 156 de 2011 y no puede afectar los elementos de otros sistemas de medición.

Los sellos de los elementos del sistema de medición solo pueden ser retirados por el agente que los instaló, para esto, debe seguirse el procedimiento de revisión conjunta establecido en los artículos 47 y 48 de la resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Se debe suscribir un acta en la que conste el retiro de los sellos, el estado de los elementos y demás acciones realizadas. El acta se debe firmar por los participantes en la diligencia y reposar en la hoja de vida del sistema de medición, de acuerdo con lo señalado en el artículo 30 de esta resolución.

Conforme a lo establecido en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, el usuario debe tomar precauciones eficaces para impedir que los sistemas de medición sean alterados y en ningún caso está autorizado a romper los sellos. Cuando se demuestre que el usuario retiró los sellos, este será responsable por todos los costos que esto ocasione, incluyendo la energía dejada de facturar, así como las posibles sanciones de carácter no pecuniarias conforme lo establecido en la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 1°. La instalación de los sellos por parte del representante de la frontera, el Operador de Red o el Transmisor Nacional no debe dificultar las actividades de lectura o gestión sobre los equipos de comunicación del sistema de medición. De igual forma, se debe garantizar el derecho del usuario a verificar el correcto funcionamiento de los elementos del sistema de medición de acuerdo con lo señalado en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 2°. Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo.

Artículo 28. *Mantenimiento del sistema de medición.* A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, el mantenimiento de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC es responsabilidad del agente que representa la frontera comercial y del usuario, quienes deben realizarlo con la frecuencia señalada en la Tabla 4.

TABLA 4

Frecuencia de mantenimiento del sistema de medición

Tipo de Punto de Medición	Frecuencia [años]
1	2

2 y 3	4
4 y 5	10

El procedimiento de mantenimiento debe ser establecido por el representante de la frontera, de tal forma que permita garantizar que los sistemas de medición mantienen sus características metrológicas y permiten obtener mediciones confiables de las transferencias y consumos de energía activa y reactiva. El procedimiento debe ser publicado en la página web del representante de la frontera y suministrado a los usuarios cuando así lo soliciten.

Dentro del procedimiento de mantenimiento, debe incluirse la realización de la calibración de los medidores del sistema de medición de acuerdo con las condiciones señaladas en el artículo 11 de este código.

Los transformadores de tensión y de corriente deben ser sometidos a pruebas de rutina de acuerdo con el procedimiento y frecuencia que para tal fin establezca el Consejo Nacional de Operación. Dicho procedimiento deberá establecerse dentro de los ocho (8) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados.

Durante la calibración de los medidores, el representante de la frontera debe instalar, de forma provisional, medidores de las mismas características para garantizar la medición de los consumos o transferencias de energía, de acuerdo con lo señalado en esta resolución. Los medidores deben cumplir con todos los requisitos señalados en esta resolución y para su registro ante el ASIC debe seguirse lo señalado en el artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Para los sistemas de medición que cuenten con medidores de respaldo, no es necesaria la instalación de medidores provisionales, no obstante el representante de la frontera debe notificar al ASIC esta situación, quien la hará pública para los demás agentes.

En todo caso, las fronteras comerciales con reporte al ASIC siempre deben contar con medidores durante la realización de los mantenimientos y calibraciones.

El representante de la frontera debe establecer un plan anual de mantenimientos y recalibraciones para las fronteras que están bajo su responsabilidad, iniciando por aquellas con mayor tiempo de

operación y considerando la frecuencia establecida en la Tabla 4 de esta resolución. Dicho programa debe ser de conocimiento de los agentes que tienen acceso al sistema de medición en los términos de esta resolución.

De requerirse la presencia del OR o el Transmisor Nacional para la ejecución del mantenimiento de los sistemas de medición, se debe seguir el procedimiento establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

De acuerdo con los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994, el usuario puede escoger libremente quién desarrolle las actividades señaladas en este artículo, considerando que la calibración sea realizada en un laboratorio acreditado. Para lo anterior, el representante de la frontera debe notificar al usuario con una anticipación de seis y de tres meses al vencimiento del plazo máximo previsto para la realización del mantenimiento.

Los costos del programa de mantenimiento serán asumidos por el representante de la frontera, con excepción de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios, cuyos costos serán asumidos de acuerdo con lo establecido en el contrato de prestación del servicio.

Cualquier mantenimiento adicional al establecido en este artículo será considerado como una visita de revisión conjunta y se aplicará lo establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Si como consecuencia de las actividades de mantenimiento se modifican características técnicas reportadas al ASIC durante el registro de la frontera comercial, estas deben ser actualizadas ante dicha entidad, de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011 antes de su entrada en operación.

En el caso de las fronteras comerciales sin reporte al ASIC, el mantenimiento del sistema de medición debe cumplir con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y en la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo. Los resultados de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y de corriente que establezca el CNO deben demostrar que estos elementos del sistema de medición mantienen sus características metrológicas. Los equipos empleados en las pruebas deben ser trazables a patrones nacionales o internacionales.

Adicionalmente, el procedimiento debe determinar las pruebas necesarias para los transformadores de medición que se encuentran en la condición señalada en el literal f) del Anexo 2 de este código.

Artículo 29. *Registro de sistemas de medición.* El representante de la frontera debe mantener un registro electrónico actualizado de los sistemas de medición instalados en las fronteras que representa. La hoja de vida de que trata el artículo 30 de la presente resolución hace parte de este registro.

Artículo 30. *Hoja de vida del Sistema de Medición.* Los representantes de las fronteras deben mantener las hojas de vida de los sistemas de medición de las fronteras comerciales, en las que deben reposar las características técnicas de los elementos de los sistemas, las actas de las verificaciones, registro de las calibraciones, mantenimientos, sellos instalados y demás intervenciones realizadas.

La hoja de vida debe mantenerse en un medio electrónico y en el formato establecido por el Comité Asesor de Comercialización.

El CAC dispone de ocho (8) meses a partir de la entrada en vigencia de este código para publicar el formato de hoja de vida con el contenido mínimo establecido en el Anexo 6 de esta resolución.

El RF debe entregar, previa solicitud escrita de cualquiera de las partes interesadas y/o autoridades competentes, copia de la hoja de vida en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles.

Cuando se realice un cambio del RF, el anterior representante debe entregar la hoja de vida del sistema de medición en su totalidad al nuevo representante a quien le corresponde cumplir lo establecido en este artículo.

Durante la realización de las verificaciones de que trata esta norma, el RF debe tener disponible copia de la hoja de vida del sistema de medición para ser entregada de forma inmediata de ser requerida.

El RF debe adecuar sus procedimientos y actualizar las hojas de vida de los sistemas de medición dentro de 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 31. *Verificación extraordinaria.* La verificación del sistema de medición podrá ser solicitada por cualquiera de las partes interesadas en los resultados de las mediciones realizadas en una frontera comercial, para lo cual se aplicarán las siguientes reglas:

a) Fronteras con reporte al ASIC: La verificación extraordinaria se debe realizar de acuerdo con el procedimiento y plazos señalados en el numeral 1 del artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Las firmas de verificación son las señaladas en el artículo 25 de este código y el procedimiento técnico de verificación debe sujetarse a lo señalado en este mismo artículo.

En caso de requerirse la calibración de los medidores, el representante de la frontera debe instalar, de forma provisional, medidores de las mismas características para garantizar la medición de los consumos o transferencias de energía de acuerdo con lo señalado en esta resolución. Los medidores deben cumplir con todos los requisitos señalados en esta resolución y para su registro ante el ASIC debe seguirse lo señalado en el artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Para los sistemas de medición que cuenten con medidores de respaldo no es necesaria la instalación de medidores provisionales, no obstante el representante de la frontera debe notificar al ASIC esta situación, quien la hará pública para los demás agentes.

En todo caso, las fronteras comerciales con reporte al ASIC siempre deben contar con medidores durante la realización de los mantenimientos y calibraciones.

El incumplimiento de cualquiera de los requisitos contenidos en los siguientes artículos conducirá a la cancelación de la frontera comercial:

1. Artículos 6°, 9°, 10, 11, 12, 13, 17, 19, 21 o 28 del presente código.

2. Literales b), c), d), e), f) o g) del artículo 8 de esta resolución.

3. Literales a), b), c), d), e), f) o h) del artículo 15 de esta resolución.

4. Literal c) del Anexo 7 de este código.

b) Fronteras sin reporte al ASIC: Las fronteras serán verificadas de forma extraordinaria por el RF previa solicitud. El procedimiento de verificación debe sujetarse a lo señalado en el artículo 24 de esta resolución.

En caso de requerirse la calibración de los medidores se debe cumplir con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 en cuanto al plazo máximo que un usuario puede estar sin medida.

Los plazos para la programación de la verificación extraordinaria serán los señalados para las visitas de revisión conjunta de que tratan los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los costos de la verificación serán asumidos por quien la solicitó. Cuando se encuentre incumplimiento del Código, fraudes o intervenciones indebidas al sistema de medición, dicho costo debe ser asumido por el RF, quien podrá replicar contra el responsable de la conducta.

En caso de incumplimiento de los requisitos de este código se debe aplicar lo señalado en los artículos 144, 145 y 146 de la Ley 142 de 1994 y en la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo. Los resultados de la revisión en las fronteras comerciales con o sin reporte al ASIC deberán consignarse en un acta y reposar en la hoja de vida del sistema de medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de esta resolución.

Artículo 32. *Cambios en la programación del medidor.* Para efectos de modificar la programación del medidor debe seguirse el procedimiento de visita de revisión conjunta establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

El acta suscrita durante la visita de revisión conjunta debe registrar de forma clara y detallada las modificaciones realizadas a la programación del medidor y ser archivada en la hoja de vida del sistema de medida.

En caso de que la modificación de la programación afecte la calibración del medidor, el RF debe realizar una nueva calibración del medidor de acuerdo con lo señalado en el artículo 11 de la presente resolución.

Cuando se realice la modificación de la programación del medidor de forma remota, el RF debe notificar a los agentes que tienen acceso al equipo, de acuerdo con lo señalado en este código, en los plazos previstos para la programación de la visita de revisión conjunta de que trata el Reglamento de Comercialización e informar los cambios a ser realizados.

Las modificaciones en la programación del medidor deben registrarse en la hoja de vida del sistema de medición.

Artículo 33. *Alteración de los sistemas de medición.* Si alguna empresa o agente de los mencionados en el código, por acción u omisión, realiza, encubre o promueve acciones que atenten contra la veracidad o fidelidad de las lecturas y registros obtenidos de los sistemas de medición asociados a las fronteras comerciales, se le aplicarán las sanciones que sobre estas conductas establezca la ley, sin perjuicio de aquellas que se apliquen por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o la Superintendencia de Industria y Comercio, en ejercicio de sus funciones.

Todas las empresas y entidades involucradas están en la obligación de denunciar ante las autoridades correspondientes cualquier anomalía que sea indicio de posible fraude.

Artículo 34. *Reposición de elementos del sistema de medición.* Es obligación del RF asegurar el reemplazo de los elementos del sistema de medición en los siguientes casos:

a) Por falla, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar los consumos o transferencias de energía de acuerdo con lo establecido en este código y no sea posible la reparación o ajuste del elemento.

b) Por hurto.

c) Cuando el desarrollo tecnológico ponga a disposición instrumentos de medida más precisos, rigiéndose por los principios de eficiencia y adaptabilidad establecidos en el artículo 6° de la Ley 143 de 1994.

d) Por mutuo acuerdo entre el suscriptor o usuario y el comercializador.

e) En las fronteras sin reporte al ASIC, la empresa prestadora del servicio podrá reemplazar el medidor ante falla o hurto cuando el suscriptor o usuario, pasado un periodo de facturación, no tome las acciones necesarias para reemplazarlo. El costo asociado al replazo deberá ser asumido por el suscriptor o usuario.

f) Las demás señaladas en esta resolución.

De acuerdo con el artículo 146 de la Ley 142 de 1994, la falta de medición del consumo, por acción u omisión del suscriptor o usuario, justificará la suspensión del servicio o la terminación del contrato, sin perjuicio de que la empresa determine el consumo en las formas que establece la Ley 142 de 1994.

En caso de que la corrección del sistema de medición de la frontera comercial requiriera de la presencia del OR o Transmisor Nacional, se debe seguir el procedimiento establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Para establecer que el funcionamiento de un medidor no permite determinar el consumo o transferencia de energía se debe realizar una calibración conforme a lo señalado en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el estado del equipo así lo permita.

Artículo 35. Falla o hurto de elementos del sistema de medición. La falla o hurto de los elementos del sistema de medición debe ser informada por cualquiera de los interesados en la medida.

Para las fronteras comerciales con reporte al ASIC, el RF debe informar la falla o hurto de los elementos del sistema de medición al ASIC, quien la hará pública para los demás agentes, el CND y, cuando sea el caso, los operadores de los sistemas de los países con los cuales se opere un enlace o interconexión internacional.

En caso de que la falla o hurto sea identificada por un agente diferente al representante de la frontera, el ASIC debe informar al RF para que el reporte sea confirmado dentro de las 24 horas

siguientes a la notificación, de no recibir la confirmación el ASIC debe considerar la frontera comercial en falla y, hacerlo público.

Las fallas o hurtos de los elementos de los sistemas de medición deben gestionarse de acuerdo con las reglas establecidas en el Anexo 7 de este código e incluirse en el reporte de que trata el numeral 7 del literal a) del Anexo 8 de la presente resolución.

Para los elementos de los sistemas de medición de las fronteras comerciales sin reporte al ASIC, el usuario debe reportar las fallas o hurtos al representante de la frontera inmediatamente sean detectadas. En caso de que la falla o el hurto sea detectada por el representante de la frontera, este le informará al usuario y a los terceros interesados, indicando claramente la situación de los equipos.

Una vez reportada la falla o hurto, el propietario de los equipos tendrá el plazo establecido en la Ley 142 de 1994 para su reparación o reposición. Adicionalmente, el representante de la frontera debe aplicar lo señalado en el artículo 144 de la misma ley.

Mientras se reparan o reponen los elementos de los sistemas de medición defectuosos o hurtados, la lectura asociada a la frontera comercial debe estimarse de acuerdo con lo señalado en el artículo 38 y en el Anexo 7 de la presente resolución.

Parágrafo. Para la ejecución de la reparación o mantenimiento del sistema de medición debe considerarse lo señalado en el Código de Operación que forma parte del Anexo general del Código de Redes de la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. En caso de que el CND establezca, como resultado de la coordinación de la ejecución de mantenimientos, un plazo diferente al establecido en este artículo, el representante de la frontera deberá aplicarlo.

Artículo 36. *Límite de fallas para las fronteras comerciales.* A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, para las fronteras comerciales con reporte al ASIC serán admitidas como máximo el número de fallas que se establece en la Tabla 5.

TABLA 5

Cantidad máxima de fallas

Año	Cantidad de fallas
1	4
2	4
3	3
= 4	2

El ASIC debe determinar la cantidad de fallas de cada frontera comercial el primer día hábil de cada mes empleando los 12 meses anteriores.

Para determinar la cantidad de fallas de las fronteras comerciales se contarán las fallas reportadas para el medidor principal, de respaldo, los transformadores de medida y los dispositivos de interfaz de comunicación. No se contabilizarán las reportadas para el medidor principal, cuando la frontera comercial disponga del medidor de respaldo en operación y viceversa.

Lo anterior no implica que el medidor no sea reparado o remplazado dentro de los plazos establecidos en el artículo 35 de la presente resolución.

Las fallas simultáneas de los elementos del sistema de medición en una frontera comercial se contabilizarán como una sola falla.

El ASIC debe mantener el registro de las fallas para cada frontera comercial e incluirlo en el informe de que trata el artículo 40 de este código.

En caso de que una frontera comercial supere el límite establecido en la Tabla 5, se considerará que esta incumple el presente código y se debe proceder a su cancelación en los términos definidos en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 37. *Lectura de las mediciones en las fronteras comerciales.* Para la lectura de las mediciones realizadas en los sistemas de medición de las fronteras comerciales debe aplicarse lo siguiente:

a) Fronteras comerciales con reporte al ASIC: El ASIC debe desarrollar un aplicativo para exponer a los RF un servicio para el reporte de las lecturas de sus fronteras comerciales.

El reporte debe realizarse de forma automática desde los CGM aplicando las reglas establecidas en el Anexo 8 de esta resolución.

El ASIC publicará, dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, un plan de adecuaciones para la implementación del aplicativo web, las especificaciones técnicas del servicio y los formatos de reporte. Para lo anterior, debe considerar los criterios de flexibilidad, escalabilidad, seguridad, confiabilidad e interoperabilidad.

El ASIC pondrá en conocimiento del CAC, de los agentes y demás interesados, el plan de adecuaciones, las especificaciones técnicas del servicio y los formatos de reporte para sus comentarios.

Los RF y el ASIC dispondrán de 24 meses contados a partir de la expedición de la presente resolución para la implementación del procedimiento de reporte de las fronteras comerciales de acuerdo con lo establecido en el Anexo 8 de esta resolución.

b) Fronteras sin reporte al ASIC: La lectura de las mediciones realizadas debe sujetarse a lo señalado en los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994 y a las condiciones definidas en la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya y demás normas aplicables.

Parágrafo. Hasta tanto se implemente el procedimiento de lectura de las fronteras comerciales con reporte al ASIC de acuerdo con lo señalado en el presente artículo, los RF deben reportar la información de los registros de energía con la periodicidad y en los plazos a los que hace referencia en el artículo 6° de la Resolución CREG 006 de 2003 y demás normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Artículo 38. *Estimación de lecturas.* Mientras se reparan o reponen los elementos de los sistemas de medición que se encuentran en falla o hayan sido hurtados, las lecturas deben ser estimadas empleando los métodos establecidos a continuación.

Para el caso de las fronteras con reporte al ASIC, se deben aplicar los siguientes medios de estimación:

a) Integración de la medida de potencia activa, cuando esta se encuentre en la cobertura del Sistema de Supervisión y Control del CND o de otros Centros de Control.

b) Curvas típicas elaboradas de conformidad con el acuerdo del Consejo Nacional de Operación 094 de 2000 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

c) En el caso de enlaces internacionales, adicionalmente se podrá tener en cuenta el valor del despacho programado del enlace internacional establecido por el CND además de las normas aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.

El ASIC debe emplear las alternativas que sean aplicables según el orden mencionado anteriormente.

El medio empleado por el ASIC para la estimación de las mediciones debe incluirse en el informe establecido en el numeral 7 del literal a) del Anexo 8 de la presente resolución.

Para la determinación del consumo facturable en las fronteras sin reporte al ASIC se debe aplicar lo señalado en la Ley 142 de 1994, así como el artículo 31 de la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo. El Consejo Nacional de Operación, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, debe ajustar, de ser necesario, el Acuerdo número 094 de 2000 para considerar los criterios de coherencia establecidos en el Anexo 8 de la presente resolución.

El CNO pondrá en conocimiento del Comité Asesor de Comercialización, para sus comentarios, los ajustes que considere necesarios al Acuerdo número 094 de 2000.

Artículo 39. *Verificación quinquenal de los sistemas de medición.* El ASIC debe contratar cada cinco (5) años la ejecución de una verificación general de las fronteras comerciales con reporte al ASIC, de acuerdo con los criterios y lineamientos señalados en el Anexo 9 de la presente resolución.

La primera verificación debe realizarse treinta (30) meses después de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Los costos de las verificaciones deben ser asignados a los agentes del Mercado Mayorista de Energía de acuerdo con los criterios definidos para el pago de los servicios regulados prestados por el ASIC, establecidos en la Resolución CREG 174 de 2013 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Las empresas que realicen las verificaciones deben cumplir con lo señalado en el Anexo 9 de la presente resolución.

El informe final así como los informes parciales deben ser publicados por el ASIC y remitidos a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia, de conformidad con lo señalado en el Anexo 9 de la presente resolución.

Parágrafo. La CREG podrá solicitar la realización de verificaciones a las fronteras comerciales con reporte al ASIC antes de los treinta (30) meses de entrada en vigencia de la presente resolución para analizar el avance en el cumplimiento de los requisitos señalados en este código.

Artículo 40. *Indicadores de gestión e informe de operación.* Dentro de los 12 meses siguientes a la expedición de esta resolución, el Comité Asesor de Comercialización debe establecer los indicadores de gestión sobre las funciones asignadas al ASIC en este código, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados.

El ASIC debe elaborar y publicar un informe sobre la gestión de la medición en el SIN en donde se consoliden los informes anuales de operación de los CGM, el cálculo de los indicadores establecidos por el CAC y los demás que el ASIC considere pertinentes para evaluar el desempeño de la medición de los consumos o transferencias de energía en el SIN.

Los RF deben enviar al ASIC los informes anuales de gestión de los CGM antes del último día hábil del mes de febrero de cada año.

El ASIC debe publicar el informe sobre la gestión de la medición en el SIN antes del último día hábil del mes de abril de cada año.

Los informes de que trata este artículo deben estar disponibles en la página web de cada agente y ser enviados a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia.

Artículo 41. *Reporte de información de las fronteras embebidas.* Las fronteras embebidas de usuarios regulados sin telemedida de que trata el literal b) del artículo 3° de la Resolución CREG 122 de 2003, deben reportar al ASIC, dentro de los dos (2) días calendario al mes siguiente de la operación, la información correspondiente a estas fronteras.

El representante de las citadas fronteras dispone de tres (3) meses, contados a partir de la vigencia del presente acto, para ajustar sus procedimientos de lectura y reporte para dar cumplimiento a esta disposición.

A partir de los 24 meses de la entrada en vigencia de esta resolución, el representante de la frontera debe reportar las mediciones realizadas de acuerdo con lo señalado en el artículo 37 y el Anexo 8 de esta resolución.

Artículo 42. *Fronteras comerciales entre agentes en grupos de calidad 3 y 4.* A partir de la entrada de vigencia de este acto, las fronteras comerciales existentes que aplican lo dispuesto en el parágrafo 1° del artículo 6° de la Resolución CREG 006 de 2003, deben reportar las modificaciones en las lecturas de los medidores a más tardar el segundo día calendario del mes siguiente al de consumo.

Para lo anterior, el representante de las citadas fronteras dispone de tres (3) meses, contados a partir de la vigencia de este código, para ajustar sus procedimientos de lectura y reporte.

Una vez cumplidos 24 meses de entrada en vigencia de esta resolución, el RF y el ASIC deben aplicar lo señalado en el artículo 37 y el Anexo 8 de esta resolución.

Artículo 43. *Actualización del registro de fronteras comerciales.* El registro de las fronteras comerciales ante el ASIC debe actualizarse una vez estas hayan sido adecuadas conforme con los requerimientos de este código y dentro del mes siguiente a la realización de las adecuaciones.

También se debe actualizar el registro de aquellas fronteras comerciales que no hayan requerido adecuaciones.

Para la actualización del registro de las fronteras comerciales debe seguirse el procedimiento establecido en el artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella la modifique, adicione o sustituya.

Las características técnicas de los medidores de respaldo deben ser incluidas en el formato de que trata el numeral 3 del artículo 4° de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

La actualización debe realizarse dentro de los 25 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.

El ASIC debe elaborar o actualizar los formatos requeridos para el registro de las fronteras comerciales, considerando lo señalado en el Anexo 10 de esta resolución.

Artículo 44. Divulgación a los usuarios. Los RF deben informar de forma sencilla y clara, a los usuarios los cambios en las reglas para la medición de los consumos y transferencias de energía, así como, las obligaciones, actividades y responsabilidades asignadas a los agentes y usuarios que surgen de la expedición de esta resolución.

Las estrategias de divulgación deben iniciar a más tardar dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición de este código y como mínimo deben incluir un mensaje alusivo en la factura sobre la publicación de información en la página web y en la oficina de atención a los usuarios.

Artículo 45. Modificaciones. La presente resolución modifica a las siguientes normas:

a) Numeral 4.4.6 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998.

b) Artículo 3° de la Resolución CREG 122 de 2003.

c) Números 4 y 5 del artículo 4° de la Resolución CREG 157 de 2011.

Artículo 46. *Derogatorias.* La presente resolución deroga el anexo denominado Código de Medida del Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995, el numeral 7 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, el artículo 13 de la Resolución CREG 006 de 2003, el artículo 31 de la Resolución CREG 157 de 2011 y aquellas disposiciones que le sean contrarias.

Una vez cumplido el plazo señalado en el artículo 37 para la lectura de las fronteras comerciales con reporte al ASIC se deroga el artículo 6 de la Resolución CREG 006 de 2003.

Artículo 47. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el ***Diario Oficial***.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 20 de marzo de 2014.

El Presidente,

Amilcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 1

Componentes del sistema de medición

Los sistemas de medición se componen de todos o de algunos de los elementos que se listan a continuación, algunos de los cuales pueden o no estar integrados al medidor:

- a) Un medidor de energía activa.
- b) Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- c) Un medidor de respaldo.
- d) Transformadores de corriente.
- e) Transformadores de tensión.
- f) Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
- g) Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
- h) Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.
- i) Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- j) Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- k) Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, *software*, necesarios para la interrogación y el envío de la información.

l) Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.

m) Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o remplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar *in situ* los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

El Presidente,

Amilcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 2

Calibración de los elementos del sistema de medición

Los medidores de energía activa y reactiva y los transformadores de tensión y de corriente deben ser sometidos a calibración, de acuerdo con las siguientes reglas:

a) La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, con base en los requisitos de la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables.

b) El procedimiento de calibración para los medidores de energía debe sujetarse a lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC 4856 o a una norma técnica de CEI o ANSI equivalente.

c) Como resultado de la calibración deben aprobarse los ensayos de exactitud, de verificación de la constante, de arranque y de funcionamiento sin carga establecidos en la norma NTC 4856 o las pruebas equivalentes.

d) Para los transformadores de tensión y de corriente, el procedimiento de calibración corresponde a los ensayos de exactitud y verificación de la polaridad establecidos en las normas NTC 2205, NTC 2207 e IEC 61869-5 o sus equivalentes normativos de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI, o del *American National Standards Institute, ANSI*.

e) Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de su puesta en servicio. No se podrá superar el plazo señalado en la siguiente tabla, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:

TABLA 6

Plazos entre la calibración y la puesta en servicio

Elemento	Plazo (Meses)
Medidor electromecánico de energía activa o reactiva	6
Medidor estático de energía activa o reactiva	12
Transformador de tensión	18
Transformador de corriente	18

f) Para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de esta resolución.

g) En el caso de que los plazos del literal e) de este anexo sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración. Para los transformadores de tensión y de corriente con tensiones nominales superiores a 35 kV en lugar de la calibración se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de esta resolución, a fin de garantizar que estos elementos mantienen su clase de exactitud y demás características metrológicas.

h) Los medidores y transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que ocasionen la realización de una calibración o de pruebas de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la presente resolución.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 3

Centro de gestión de medidas

Además de las funciones señaladas en artículo 18 de la presente resolución, los Centros de Gestión de Medidas empleados por los RF deben:

a) Interrogar los medidores de forma remota para garantizar la disponibilidad de la información en los plazos establecidos en el artículo 37 y el Anexo 8 de esta resolución.

b) Coordinar la interrogación local de los medidores ante fallas en los sistemas de comunicación.

c) Validar las mediciones interrogadas mediante la comparación de las mediciones descargadas localmente con las consolidadas en la base de datos del CGM. Para lo anterior se deben seguir las siguientes reglas:

1. Para los CGM que gestionen 300 o más fronteras comerciales, el tamaño de la muestra se debe determinar mediante un muestreo aleatorio simple de los sistemas de medición gestionados, con un nivel de confianza del 95%, un error máximo admisible del 5% y una proporción de medidores no conformes del 3%.

2. En el caso de CGM que gestione menos de 300 fronteras comerciales, el tamaño de la muestra será del 10% de los sistemas de medición gestionados o mínimo un sistema.

3. Las fronteras incluidas en la muestra serán seleccionadas aleatoriamente.

4. La validación se debe realizar una vez al año.

5. En caso de que se encuentre un medidor con discrepancias entre sus lecturas y las consolidadas en la base de datos del CGM, se debe determinar una segunda muestra de acuerdo con las reglas 1, 2 y 3. En caso de que se encuentre en la nueva muestra, un medidor cuyas lecturas difieran, se debe realizar la validación de todos los sistemas gestionados. En las fronteras comerciales en que se encuentren las discrepancias, el Representante de la frontera debe declararlas en falla y proceder de acuerdo con lo establecido en el artículo 35 de la presente resolución.

d) Analizar diariamente las lecturas adquiridas de los medidores evaluando la coherencia de estas respecto de valores típicos y/o históricos, tendencias, estacionalidad y las mediciones de los equipos de respaldo.

e) Realizar pruebas de recuperación de respaldos de la información.

f) Mantener planes de contingencia y restablecimiento de los sistemas de información y bases de datos.

g) Calcular y mantener las estadísticas de la operación del CGM para su inclusión en el informe de que trata el párrafo 1° del artículo 18 de este código.

h) Facilitar la realización de mantenimientos, verificaciones y calibraciones de los sistemas de medición.

i) Interrogar, almacenar y conservar las lecturas de energía reactiva.

j) Facilitar la actualización y mantenimiento de las hojas de vida de los sistemas de medición.

k) Documentar las políticas, lineamientos y procedimientos aplicados para el cumplimiento de los requisitos establecidos en este código.

l) Elaborar el informe anual de operación del Centro de Gestión de Medidas.

El contenido del informe de operación de los CGM, de que trata el párrafo 3° del artículo 18 de esta resolución, debe ser establecido por el CAC dentro de los 12 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, considerando, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Cantidad y causa de las fallas en los medidores, sistemas de comunicación, transformadores de tensión y de corriente, así como otros elementos del sistema.

- Cantidad, duración y tipo de verificaciones realizadas a los sistemas de medición.

- Duración promedio de los procesos de interrogación de las fronteras comerciales.

- Nuevas fronteras gestionadas a través del CGM.
- Cantidad y duración de los procesos de interrogación local efectuados por el CGM.
- Disponibilidad de los canales de comunicación empleados.
- Resultados de las actividades de validación y crítica de las lecturas de las fronteras comerciales.
- Resultados de las pruebas de recuperación de los respaldos de información y de los canales de comunicación con el ASIC.
- Los demás aspectos que el CAC considere necesarios para evidenciar el desempeño y el cumplimiento de las funciones del CGM.

Los indicadores establecidos por el CAC a partir de los aspectos antes mencionados deben permitir la comparación de los diferentes Centros de Gestión de Medidas y la consolidación de la información para que sean incluidos en el informe de que trata el artículo 40 de esta resolución.

El contenido del informe y los indicadores podrán ser actualizados cuando el CAC lo considere necesario.

Los representantes de las fronteras deben publicar en su página web el informe anual de operación del Centro de Gestión de Medidas, a más tardar el último día hábil del mes de febrero de cada año, y enviarlo al ASIC en la misma fecha.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 4

Instalación del sistema de medición

La instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las condiciones establecidas en las normas y reglamentos técnicos aplicables, y con las disposiciones que a continuación se establecen:

- a) Todos los elementos del sistema de medición deben ser instalados por personal calificado, de acuerdo con lo establecido en los reglamentos técnicos y en el tiempo establecido por la ley y la regulación.
- b) La instalación debe cumplir con lo señalado en el manual de operación y en las normas técnicas expedidas por el OR, de acuerdo con lo señalado en los numerales 4.2 y 5.5.1 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

En todo caso, las normas del OR no podrán contravenir lo establecido en esta resolución o en las normas técnicas nacionales o internacionales aplicables.

Para el caso de los sistemas de medición instalados en el Sistema de Transmisión Nacional, deben cumplirse los requisitos del anexo denominado Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

- c) Los equipos de medida deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo posible de conexiones y cables, de tal forma que se garantice lo solicitado en el artículo 9º de esta resolución y considerando las características técnicas del punto de conexión.

d) Los equipos de medida deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que queden protegidos contra condiciones climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor. Adicionalmente, los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos.

e) Para los puntos de medición tipos 1 y 2, los transformadores de tensión y de corriente del sistema de medición deben disponer de devanados secundarios para uso exclusivo de los equipos de medida. En dichos devanados podrán instalarse equipos adicionales únicamente con propósitos de medición y sin que afecten la lectura del consumo o transferencia de energía activa y reactiva.

f) La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal presente en el punto de medición.

g) Los equipos de medida deben tener la tensión nominal igual a la tensión secundaria de los transformadores de tensión.

h) Los transformadores de corriente y de tensión deben operar dentro de los rangos de carga nominal establecidos en las normas técnicas aplicables, de tal forma que se garantice la clase de exactitud, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados.

i) Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de bornas de prueba.

j) Para los puntos de medición tipo 1 o ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV, el sistema de medición debe determinar la energía para cada una de las tres (3) fases, a través de un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente. Para los demás puntos de medición, se pueden emplear sistemas de medición con dos elementos, Conexión Aron, siempre y cuando se cumplan los supuestos para este tipo de conexión y las características técnicas del punto de conexión así lo permitan.

k) El sistema de medición debe ser verificado, antes de su puesta en servicio, de acuerdo con lo señalado en el artículo 23 de esta resolución.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 5

Verificación inicial del sistema de medición

El alcance del procedimiento de verificación del sistema de medición asociado a las fronteras comerciales que debe aplicarse en cumplimiento de lo señalado en los artículos 23, 26 y 31 de la presente resolución es el siguiente:

- a) Clasificación del punto de medición, de acuerdo con los tipos señalados en el artículo 6° de la presente resolución.
- b) Cumplimiento de los requisitos generales para los sistemas de medición definidos en el artículo 8° de la presente resolución.
- c) Instalación del sistema de medición, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 y el Anexo 4 de la presente resolución.
- d) Selección del índice de clase o de la clase de exactitud de los medidores y transformadores de tensión y de corriente, de acuerdo con el tipo de punto de medida y lo señalado en el artículo 9° de esta resolución.
- e) Selección del calibre de los cables y cálculo del error porcentual total máximo introducido por estos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9° de esta resolución.

f) Certificación de conformidad de producto, para los elementos del sistema de medición que lo requieren, de acuerdo con lo señalado en el artículo 10 de esta resolución.

g) Calibración de los medidores y transformadores de medida, de acuerdo con lo señalado en el artículo 11 y el Anexo 2 de esta resolución.

h) Instalación de medidores de energía reactiva y de respaldo, de acuerdo con lo establecido en los artículos 12 y 13 de esta resolución.

i) Registro y lectura de la información, de acuerdo con el artículo 15 de la presente resolución.

j) Sincronización de los medidores, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 16 de este código.

k) Aplicación de los procedimientos de protección de los datos, según lo señalado en el artículo 17 de esta resolución.

l) Verificación de la capacidad de interrogación del sistema de medida por parte del Centro de Gestión de Medidas, de acuerdo con lo señalado en los artículos 18 y 37 de esta resolución.

m) Ubicación de la frontera y cálculo de los factores de ajuste, de acuerdo con lo señalado en el artículo 19 de la presente resolución.

n) Instalación y registro de los sellos, de acuerdo con lo señalado en el artículo 27 de la presente resolución.

ñ) Elaboración y mantenimiento de la hoja de vida del sistema de medición y de sus elementos, de acuerdo con el artículo 30 de esta resolución.

o) Elaboración y ejecución del plan de mantenimiento y recalibración del sistema de medida, de acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de la presente resolución.

El resultado de cada una de las verificaciones a que haya lugar debe reposar en un informe y anexarse a la hoja de vida del sistema de medida, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de este código.

El informe de la verificación debe contener la fecha en la cual se realiza la verificación, el nombre, cargo y empresa de quienes intervienen en la diligencia, el tipo de verificación: inicial, del OR o Transmisor Nacional, o extraordinaria. También debe incluir las referencias o los registros que evidencien el cumplimiento de los requisitos enlistados, certificados de conformidad de producto, certificados de calibración, procedimientos documentados, actas, memorias de cálculo, planos, etc., las observaciones en caso de que existan y la declaración expresa de la conformidad del sistema con el Código de Medida.

En caso de que como resultado de las verificaciones se evidencie la no conformidad de alguno de los requisitos de este código, se debe señalar dicho incumplimiento de forma clara, adjuntando los soportes correspondientes.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 6

Hoja de vida del sistema de medición

El representante de la frontera debe mantener una hoja de vida del sistema de medición, asociado a una frontera comercial, en la que deben reposar las características técnicas de los elementos instalados en el sistema y descritos en el Anexo 1 de esta resolución.

Dentro de las características técnicas y demás registros que deben ser consignados en la hoja de vida, cuando apliquen, se tienen como mínimo los siguientes:

- a) Representante de la frontera.
- b) Nombre del agente o usuario.
- c) Fecha de entrada en operación de la frontera comercial asociada al sistema de medición.
- d) Código SIC de la frontera comercial para el caso de las fronteras con reporte al ASIC o el asignado por el Representante de la frontera para las fronteras sin reporte al ASIC.
- e) Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medición.
- f) Capacidad instalada del punto de conexión en donde se encuentra ubicado el punto de medición.
- g) Características del medidor principal y de respaldo: Número de serie, modelo, fabricante y proveedor o representante, tipo de medidor (estático o electromecánico), sentido de medición (unidireccional o bidireccional), índice de clase activa y reactiva, tipo de conexión (directa, semidirecta e indirecta), número de fases e hilos, tensión nominal, frecuencia, corriente básica, máxima y nominal cuando aplique, constante del medidor (kWh/rev, rev/kWh, kWh/imp o imp/kWh), memoria volátil y no volátil, *software* empleado para lectura local y remota, año de fabricación y fecha de entrada en operación.
- h) Características de los transformadores de corriente: Número de serie, modelo, fabricante y proveedor o representante, corriente primaria y secundaria nominal, frecuencia, potencia nominal y clase de exactitud correspondiente para cada devanado, en el caso de tener más de un devanado secundario, tensión más alta para el equipo y tensión nominal, el uso de cada devanado en caso de tener más de uno, relación de transformación normal de uso, el año de fabricación y fecha de entrada en operación.

i) Características de los transformadores de tensión: Tensión primaria y secundaria nominal, frecuencia nominal, potencia nominal y clase de exactitud, en caso de que existan dos devanados secundarios separados, el registro deberá contener los rangos de potencia nominales de cada devanado, así como la clase de exactitud correspondiente y la tensión nominal de cada devanado, el año de fabricación y fecha de entrada en operación.

j) Características de los dispositivos de interfaz de comunicación: esquema de comunicación para la interrogación local y remota, descripción de los equipos y *software* empleados.

k) Registro de los parámetros configurados y de los valores asignados en el medidor principal y de respaldo.

l) Características técnicas del cableado entre los transformadores y el medidor o medidores y memoria del cálculo del error asociado al cableado.

m) Copia de la documentación técnica original de los equipos o referencia a su ubicación en un sistema de almacenamiento externo.

ñ) Copia de los certificados de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición requeridos, de acuerdo con el artículo 10 de la presente resolución.

n) Copia de los certificados de calibración para los elementos del sistema de medición requeridos, de acuerdo con los artículos 10 y 28 de la presente resolución.

o) Mención del programa de calibración y mantenimiento al que están sujetos los elementos del sistema de medida.

p) Actas de las revisiones del sistema de medición realizadas, de acuerdo con lo señalado en los artículos 23, 26 y 31 de la presente resolución.

q) Acta suscrita durante la instalación o retiro de los sellos en los elementos del sistema de medida, de acuerdo con lo señalado en el artículo 27 de esta resolución. Se deberá indicar el código único o referencia del sello instalado o retirado.

r) Registro de los mantenimientos y el acta suscrita en la que se indique: fecha, el estado actual del sistema, cambios de elementos realizados, pruebas, sellos retirados o instalados, y demás modificaciones o intervenciones ejecutadas.

s) Registro de cualquier acceso de Nivel de acceso 2 sobre los medidores.

En caso de que la medición de energía activa y reactiva se realice con equipos de medida separados, para cada uno de estos se deben registrar las características técnicas señaladas en el literal g) de este anexo.

Cuando se realicen en una intervención varias actividades, como mantenimiento, pruebas, retiro de sellos, revisiones, etc., podrá ser suscrita una única acta en la que quede constancia de todas las actividades ejecutadas.

El cambio o remplazo de cualquiera de los elementos del sistema de medición implica la actualización de las características técnicas registradas en la hoja de vida del sistema.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 7

Gestión de las fallas reportadas al ASIC

Las fallas en los elementos de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC deben ser gestionadas, de acuerdo con las siguientes reglas y condiciones:

- a) Una vez reportada y notificada la falla o el hurto, el RF dispone de un plazo máximo para su reparación o reposición de 15 días calendario para equipos de registro, dispositivos de interfaz de comunicación o medidores y de treinta (30) días calendario para los transformadores de medida.
- b) Los plazos de reparación o reposición pueden ser ampliados por una sola vez, hasta por un tiempo igual al definido inicialmente, previa justificación técnica enviada al ASIC, antes del vencimiento del plazo inicial. Esta situación se hará pública para los demás agentes, el CND y, cuando sea el caso, a los operadores de los sistemas de los países con los cuales opere un enlace o interconexión internacional.
- c) Si cumplido el plazo, el representante de la frontera no ha notificado la reparación o reposición de los elementos en falla o hurtados, esta condición se considerará como un incumplimiento a este código y se procederá a la cancelación de la frontera comercial en los términos definidos en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- d) Ante fallas simultáneas de los elementos del sistema de medición en una frontera comercial, se tomará como plazo máximo para su reparación o reposición, el del elemento con mayor término permitido.
- e) Para la estimación de las lecturas se debe proceder así:
 - 1. Falla o hurto del medidor principal: En este caso el ASIC debe emplear las lecturas del medidor de respaldo.

Si no se dispone de las lecturas del medidor de respaldo, el ASIC debe emplear los mecanismos de estimación de lecturas de que trata el artículo 38 del presente código.

2. Falla o hurto del medidor de respaldo: en este caso el ASIC debe emplear las lecturas del medidor principal.

3. Falla o hurto de los transformadores de medida o del sistema de almacenamiento de datos: El ASIC debe utilizar los mecanismos de estimación de lecturas de que trata el artículo 38 de la presente resolución.

4. Falla o hurto de los dispositivos de interfaz de comunicación: El ASIC debe utilizar los mecanismos de estimación de lecturas de que trata el artículo 38 de la presente resolución.

Una vez corregida la falla en estos elementos, el representante de la frontera dispone hasta las 24:00 horas del segundo día calendario siguiente para reportar las mediciones de las fronteras comerciales.

f) En ningún caso el RF podrá reportar al ASIC estimaciones de las lecturas en fronteras comerciales en falla.

g) El ASIC debe establecer la plataforma de reporte de las fallas y los formatos necesarios, en los que por lo menos se consideren los siguientes aspectos:

1. Representante de la frontera.

2. Código SIC.

3. Clase de frontera comercial.

4. Tipo de punto de medición.

5. Fecha y hora de ocurrencia de la falla.

6. Elementos reportados en falla.

7. Origen de la falla.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 8

Procedimiento de lectura de las fronteras comerciales con reporte al ASIC

Las fronteras comerciales con reporte al ASIC deben ser interrogadas de forma remota, de acuerdo con las siguientes reglas y condiciones:

a) Procedimiento de interrogación y reporte

1. Los CGM deben realizar la interrogación remota de los medidores, de acuerdo con las funciones y responsabilidades asignadas en el artículo 18 y el Anexo 3 de esta resolución.

2. Los RF deben reportar las mediciones de energía activa de las fronteras comerciales de generación y de los enlaces internacionales, antes de las ocho (8) horas del día siguiente al de la operación. Las demás fronteras deben reportarse antes de las 48 horas siguientes al día de la operación.

3. El reporte debe incluir las mediciones realizadas por el medidor principal y el de respaldo.

4. Las mediciones deben reportarse en el formato que establezca el ASIC para tal fin.

5. El procedimiento empleado para la interrogación, el almacenamiento, la consolidación de las mediciones en el CGM y el reporte de estas al ASIC debe ser automático.

6. El aplicativo elaborado por el ASIC debe realizar las validaciones del formato enviado, así:

- Estructura del formato: El reporte debe cumplir con los requisitos obligatorios establecidos para el uso del servicio expuesto por el ASIC. En caso de que el reporte no cumpla con estos requisitos, el proceso de envío no podrá completarse y se considerará que dicho reporte no fue realizado.

- Coherencia: El aplicativo verificará las mediciones reportadas empleando como mínimo los siguientes criterios:

i) La diferencia de la lectura del medidor de respaldo respecto a la del principal debe ser menor o igual a tres (3) veces el índice de clase de los medidores.

ii) La diferencia de las lecturas de los medidores respecto de la curva típica de carga de la frontera comercial no debe superar el quince por ciento (15%).

Los resultados de las validaciones deben incluirse en el informe señalado en el numeral 7 de este anexo.

7. Antes de las 18 horas del tercer día siguiente al de la operación, el ASIC debe publicar como mínimo la siguiente información de las fronteras comerciales:

- Código de la frontera.

- Representante de la Frontera, RF.

- Lecturas reportadas del medidor principal y de respaldo.

- Resultados de las validaciones de estructura del formato y de coherencia.

- Número de días en falla.

- Tipo de falla reportada y fecha de vencimiento del plazo.

- Lectura estimada y método empleado.

8. La publicación debe realizarse mediante un aplicativo web.

9. En caso de que el RF no reporte la información de alguna frontera, se entiende que esta se encuentra en falla y el RF dispone de ocho (8) horas para declarar al ASIC el tipo de falla ocurrida. Cuando no se informe al ASIC el tipo de falla, el plazo para la solución de la misma es de 15 días no prorrogables.

10. Las lecturas reportadas no podrán ser modificadas después del plazo máximo establecido en el numeral 2 de este anexo.

11. Los demás agentes o usuarios con acceso al sistema de medición deben coordinar con el representante de la frontera la oportunidad de la interrogación de los medidores, de tal forma que no interfieran con los plazos previstos en este anexo.

En todo caso el RF es el responsable de garantizar el reporte de la totalidad de la información requerida, así como de su veracidad.

b) Plazos para la implementación,

El ASIC y los RF deben sujetarse a los plazos establecidos en la Tabla 7 para la implementación del reporte de las lecturas de las fronteras comerciales:

TABLA 7

Plazos para la implementación del reporte de las fronteras comerciales

Actividad	Plazo (meses)
Publicación por parte del ASIC del plan de adecuaciones para la implementación del aplicativo web, las especificaciones técnicas del servicio y los formatos de reporte.	6
Adecuación de los sistemas de información de los RF y el ASIC para el reporte de las lecturas.	12
Ejecución por parte del ASIC de pruebas piloto con todos los RF.	18
Corrección y ajustes finales por parte de los RF y el ASIC.	24

Los plazos señalados en la tabla anterior inician a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 9

Verificación quinquenal de las fronteras comerciales con reporte al ASIC

De acuerdo con lo establecido en el artículo 39 de la presente resolución, el ASIC debe contratar cada cinco (5) años la ejecución de una verificación a las fronteras comerciales con reporte al ASIC, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en este código, de acuerdo con los criterios y lineamientos que a continuación se señalan:

a) Pasos previos a la contratación de la verificación

Para iniciar el proceso de contratación de las verificaciones, se deben cumplir como mínimo las siguientes actividades:

1. El ASIC debe determinar el tamaño de la muestra a verificar, de conformidad con lo señalado en el numeral d) de este anexo.
2. El cálculo del tamaño de la muestra debe ser presentado al CAC para su verificación.
3. Posteriormente y antes de la contratación de la firma o firmas de verificación, el ASIC debe seleccionar las fronteras que serán verificadas, las cuales deben ser mantenidas en reserva.
4. El ASIC debe elaborar los términos de referencia para la contratación de la firma o firmas de verificación que desarrollarán los trabajos.

5. Los términos de referencia deben ser publicados para la formulación de comentarios y observaciones por parte de los usuarios, agentes, el Comité Asesor de Comercialización y demás interesados.

6. El ASIC debe analizar y dar respuesta a los comentarios recibidos.

7. Las demás actividades que el ASIC considere necesarias para el cumplimiento de las obligaciones señaladas.

b) Contratación de la verificación

El ASIC debe contratar la verificación de los sistemas de medición asociados a las fronteras comerciales con reporte al ASIC, de acuerdo con los siguientes lineamientos generales:

1. Para la selección y contratación de la firma o firmas de verificación, debe realizarse un proceso de libre concurrencia.

2. Las empresas que realicen las verificaciones deben incluir dentro de su equipo firmas que cumplan con lo señalado en el artículo 25 de la presente resolución.

3. Cumplidos los requisitos técnicos, la selección de las firmas se efectuará por mínimo costo.

4. El contrato de verificación debe firmarse entre la empresa que realice las funciones del ASIC y la o las firmas seleccionadas para la ejecución de los trabajos.

5. El listado de las fronteras comerciales sujetas a verificación debe ser suministrado únicamente a la firma o firmas elegidas, una vez se suscriba el contrato correspondiente.

6. La firma o firmas mantendrán en reserva las fronteras que serán sujetas a verificación y serán dadas a conocer al representante de la frontera correspondiente, de acuerdo con lo señalado en el numeral e) de este anexo.

7. El contrato debe exigir el manejo confidencial de toda la información que se requiera para el desarrollo de los trabajos.

8. La firma o firmas de verificación entregarán información sobre el desarrollo del contrato únicamente al ASIC.

c) Plazo de ejecución de la verificación

El plazo de ejecución de la verificación debe ser establecido considerando la cantidad de sistemas de medición asociados a fronteras comerciales que deben ser sometidos a verificación y la distribución geográfica de la muestra.

En todo caso, la verificación de las fronteras con reporte al ASIC debe ejecutarse en un plazo no mayor a doce (12) meses.

d) Determinación del tamaño de la muestra y selección de fronteras

El cálculo del tamaño de la muestra y la selección de las fronteras comerciales por ser verificadas se hará como se señala a continuación:

1. Tamaño de la muestra.

De las fronteras comerciales que cada representante de frontera tiene inscritas en el Sistema de Intercambios Comerciales, el ASIC debe determinar el tamaño de cada muestra para que los sistemas de medición asociados sean sometidos a verificación.

Para esto se debe emplear un muestreo aleatorio simple considerando los siguientes criterios de diseño:

- Nivel de confianza:	95%
- Proporción de fronteras no conformes:	3%
- Error máximo admisible:	5%

2. Selección de fronteras comerciales.

La selección de las fronteras debe realizarse de forma aleatoria.

e) Programación de la verificación

La programación de la verificación de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC debe seguir las siguientes reglas generales:

1. El ASIC debe entregar el listado de las fronteras comerciales a la firma o firmas de verificación que haya seleccionado previamente.
2. La firma o firmas deben notificar al representante de la frontera por un medio expedito como correo electrónico o fax, la realización de la visita de verificación al sistema de medición.
3. Una vez notificado el representante de la frontera por verificar, este debe informar la fecha y hora de la visita, por un medio expedito como correo electrónico o fax, en un plazo no mayor a dieciocho (18) horas desde el recibo de la solicitud. En caso de que no se reciba respuesta, la verificación debe realizarse dentro del plazo establecido en este numeral.
4. El representante de la frontera debe informar sobre la realización de la visita de verificación a los demás agentes que tienen acceso al sistema de medición de acuerdo con el artículo 22 de la presente resolución, para que asistan en caso de que lo consideren necesario.

5. La visita de verificación debe realizarse dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes al recibo de la solicitud.

Todos los agentes y usuarios deben facilitar el acceso a los sistemas de medición y a la información asociadas a las fronteras comerciales, de tal forma que se cumplan los plazos establecidos en esta resolución.

En caso de que la verificación no se realice en la fecha establecida debido al incumplimiento de alguno o algunos de los agentes involucrados, este agente o agentes deben asumir todos los costos asociados a la verificación y los gastos de los demás agentes que hayan asistido, para lo cual se emplearán los valores publicados de acuerdo con las Resoluciones CREG 108 de 1997 y CREG 225 del mismo año.

Lo anterior, sin perjuicio de las acciones que pueda adelantar la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, por incumplimiento de la regulación a los agentes que, debiendo asistir, no se presentaron.

f) Procedimiento de verificación

El Comité Asesor de Comercialización debe elaborar el procedimiento detallado con las actividades requeridas para llevar a cabo la verificación quinquenal de los sistemas de medición, de acuerdo con el alcance establecido en el Anexo 5 de esta resolución y los aspectos señalados a continuación:

1. Existencia y aplicación de los procedimientos implementados para cumplir con los requisitos establecidos para los Centros de Gestión de Medidas, a fin de observar lo señalado en el artículo 18 de esta resolución.
2. Existencia y aplicación de un procedimiento documentado con los requisitos técnicos de acceso local y remoto a los medidores.
3. Registros de la ejecución de las verificaciones señaladas en los artículos 23, 26 y 31 de la presente resolución.

4. Correspondencia de los parámetros de configuración de los medidores, los reportados al ASIC y consignados en la hoja de vida.

5. Existencia y aplicación del procedimiento de interrogación, almacenamiento y consolidación de las mediciones en la base de datos del representante de la frontera.

6. Coincidencia de la información del sistema de medición registrada ante ASIC, la encontrada en el sistema de medición verificado, así como la consignada en la hoja de vida del sistema.

7. Comparación de las lecturas almacenadas en los medidores, principal y de respaldo y la información disponible en la base de datos del responsable de la frontera, así como la registrada en el SIC.

La diferencia entre las lecturas del medidor principal y de respaldo debe estar dentro de la franja de error determinada por el índice de clase de los medidores.

No deben presentarse diferencias entre las lecturas de los medidores y las almacenadas en el CGM y en el SIC.

8. Aplicación de las rutinas de validación de las mediciones interrogadas, de acuerdo con lo señalado en el artículo 18 de esta resolución.

9. Aquellos aspectos que específicamente son sujetos de verificación, de acuerdo con este código.

Las actividades definidas por el CAC permitirán concluir de forma objetiva la conformidad del sistema de medición con los requisitos de este código.

El CAC dispone de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para la publicación del procedimiento, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados.

g) Informes de verificación

La firma o firmas de verificación deben presentar un informe preliminar de resultados de la verificación a cada sistema de medición, el cual debe incluir los registros que evidencien el cumplimiento o incumplimiento de los requisitos, las observaciones en caso de que existan y la declaración expresa de conformidad o no del sistema de medición con este código.

El informe preliminar debe ser entregado al ASIC, que dará traslado al representante de la frontera, el cual contará con un plazo de cinco (5) días hábiles, contados a partir de la fecha de recibo, para presentar sus observaciones u objeciones sobre el mismo. Las observaciones u objeciones que reciba el ASIC le serán remitidas a la firma de verificación, para que emita su informe definitivo en un plazo no mayor a cinco (5) días hábiles, contados a partir de la fecha de recibo.

La firma o firmas de verificación deben consolidar en un informe final los resultados de las verificaciones.

h) Publicación de resultados

Cada vez que una firma o firmas de verificación entreguen un informe definitivo de cualquier sistema de medición, este debe ser publicado por el ASIC.

Adicionalmente, el ASIC elaborará un informe del proceso de verificación quinquenal y sus resultados, el cual debe publicarse dentro de los dos (2) meses siguientes a la culminación del contrato.

El informe anterior junto con el informe final de la firma o firmas de verificación debe ser enviado por el ASIC a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia.

i) Resultados no satisfactorios de la verificación

En el caso de que se determine como resultado de la verificación, la no conformidad, con los requisitos de este código, de por lo menos un sistema de medición asociado a una frontera comercial, el ASIC debe programar una segunda verificación para el representante de esta frontera, seleccionando una muestra con un nivel de confianza del 99%, excluyendo las fronteras seleccionadas en el primer muestreo. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que establezca la ley y las que aplique la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD.

La segunda verificación debe realizarse dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la publicación, por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, del informe de verificación quinquenal de las fronteras comerciales con reporte al ASIC señalado en el numeral anterior.

Los costos asociados a la verificación están a cargo del representante de la frontera quien no podrá trasladarlos a los cargos que remuneran las distintas actividades de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Si en la segunda verificación se encuentran sistemas de medición no conformes, el representante de la frontera debe solicitar al ASIC, a su cargo, la realización de revisiones extraordinarias a todos los sistemas de medición de las fronteras comerciales que representa, para lo cual se debe aplicar el procedimiento señalado en el artículo 31 de esta resolución.

j) Tratamiento de hallazgos en los sistemas de medición

Ante los incumplimientos identificados en las verificaciones a los sistemas de medición, se deben aplicar las siguientes reglas:

1. Incumplimientos en los elementos del sistema de medición.

Los incumplimientos detectados en el medidor principal o de respaldo, en los transformadores de medida, en el sistema de almacenamiento de datos, en los dispositivos de interfaz de comunicaciones o en el medio de comunicación implicarán que la frontera sea declarada en falla y, por tanto, se deben seguir las reglas definidas en el literal e) del Anexo 7 de la presente resolución.

El representante de la frontera dispondrá de los plazos establecidos en el artículo 35 de la presente resolución, para corregir los incumplimientos. Finalizado el plazo, el representante de la frontera solicitará al ASIC, a su costo, la realización de una verificación extraordinaria del sistema de medición.

Si de la verificación extraordinaria se concluye el incumplimiento de este código, se procederá a la cancelación de la frontera comercial de acuerdo con lo señalado en el artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, sin perjuicio de las sanciones que establezca la ley y las que apliquen la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, según sea el caso.

2. Diferencias en las lecturas entre el medidor principal, de respaldo y la información disponible en el ASIC.

Una vez confirmada la diferencia en las lecturas entre el medidor principal, de respaldo y la información disponible en el ASIC, la frontera será declarada en falla y se debe aplicar el procedimiento de estimación de lecturas definido en el artículo 38 de la presente resolución.

En caso de que la diferencia sea ocasionada por el representante de la frontera, este dispondrá de los plazos establecidos en el artículo 35 de la presente resolución, para corregir los incumplimientos. Finalizado el plazo, el representante de la frontera debe solicitar al ASIC, a su costo, la realización de una verificación extraordinaria del sistema de medición.

Si de la verificación extraordinaria se concluye el incumplimiento de este código, se procederá a cancelar la frontera comercial de acuerdo con lo señalado en el artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, sin perjuicio de las sanciones que establezca la ley y las que apliquen la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, según sea el caso.

3. Otras causas de incumplimiento.

El responsable de la frontera dispondrá de treinta (30) días, para corregir los incumplimientos. Finalizado el plazo, el representante de la frontera solicitará al ASIC la realización de una verificación extraordinaria del sistema de medición, la cual será a su costo.

Si de la verificación extraordinaria se concluye el incumplimiento de este código, se procederá a cancelar la frontera comercial, de acuerdo con lo señalado en el artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, sin perjuicio de las sanciones que establezca la ley y las que apliquen la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, según sea el caso.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.

ANEXO 10

Formatos de reporte al ASIC

El ASIC debe establecer los formatos necesarios para el registro de las fronteras comerciales considerando los siguientes lineamientos y condiciones.

a) Reporte de certificados de calibración

1. El RF debe reportar los certificados de calibración de los medidores y de los transformadores de medida.

2. El formato de reporte debe contener como mínimo la siguiente información:

- El nombre y la dirección del laboratorio y el lugar donde se realizaron las calibraciones, si fuera diferente de la dirección del laboratorio.

- La identificación única del informe o certificado de calibración, tal como el número de serie.

- El nombre y la dirección del cliente.

- La identificación del método utilizado.
- Una descripción, la condición y una identificación no ambigua del equipo calibrado.
- La fecha de ejecución del ensayo o la calibración.
- Los nombres, funciones y firmas o una identificación equivalente de las personas que autorizan el informe o el certificado de calibración.
- Organismo de acreditación.
- Código del certificado de acreditación del laboratorio.
- Declaración de la trazabilidad.
- Declaración de conformidad con los requisitos especificados.

3. El ASIC dispondrá de una plataforma electrónica de reporte de los formatos, en la que adicionalmente se almacene la copia electrónica de los certificados que soportan la información de los formatos.

4. Los formatos deberán ser presentados al CAC para sus observaciones y comentarios.

5. Los agentes tendrán acceso a la información reportada en los formatos, de acuerdo con la regulación aplicable.

b) Otros formatos requeridos para el registro de fronteras comerciales ante el ASIC

El ASIC debe definir los formatos para los documentos exigidos en el registro de las fronteras comerciales y que son obligatorios para los agentes del Mercado de Energía Mayorista.

Los formatos deben ser presentados al CAC para sus comentarios y observaciones.

El Presidente,

Amílcar David Acosta Medina,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.