



Taller Código de Medida Bogotá

17 de marzo de 2015





Taller Código de Medida Bogotá

17 de marzo de 2015

Código de Medida

José E. Garcia Rincón - Luis F. Correa Giraldo

Considerandos



Año

94

95

- **La medida como elemento fundamental de la prestación del servicio Público de Energía Eléctrica**

Ley 142 de 1994:

-referencia a la medición como uno de los elementos que hacen parte de la prestación de este servicio público domiciliario (Art. 9)
- ...establece los **criterios** sobre los **instrumentos de medición** del consumo (Art. 144)
- ...establece la determinación del **consumo facturable**, como parte de los derechos de los usuarios (Art. 146)

Resolución CREG 025 de 1995

- Surge el **Código de Medida**: que establece las **condiciones técnicas** y procedimientos que se deben tener en cuenta, para efectos de **lectura, registro y recolección**, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Mayorista.

Considerandos

Año

94

95

98

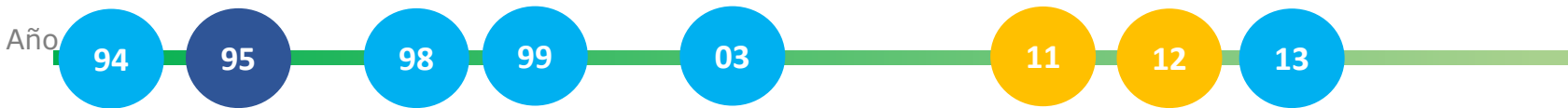
99

03

- 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.
- **Modificaciones a la Resolución CREG 025 de 1995**
 - Resolución CREG 001 de 1999: se aprobó la **modificación del número de elementos** requeridos en los sistemas de medición de las fronteras comerciales.
 - Resolución CREG 019 de 1999: se establece 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.
 - Resolución CREG 006 de 2003: modifica el **procedimiento establecido** en el Código de Medida **ante la ocurrencia de fallas** en los equipos del sistema de medición.

18/03/2015

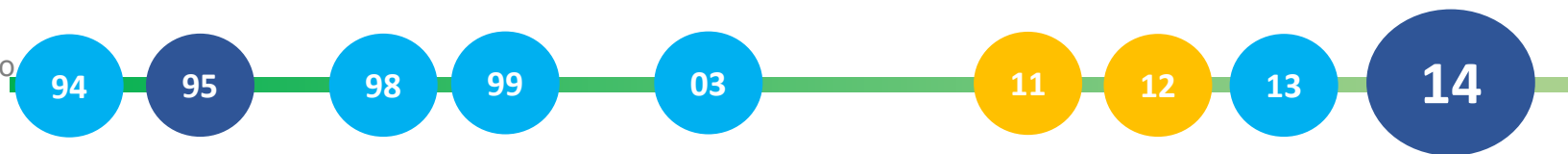
Considerandos



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

Considerandos

Año



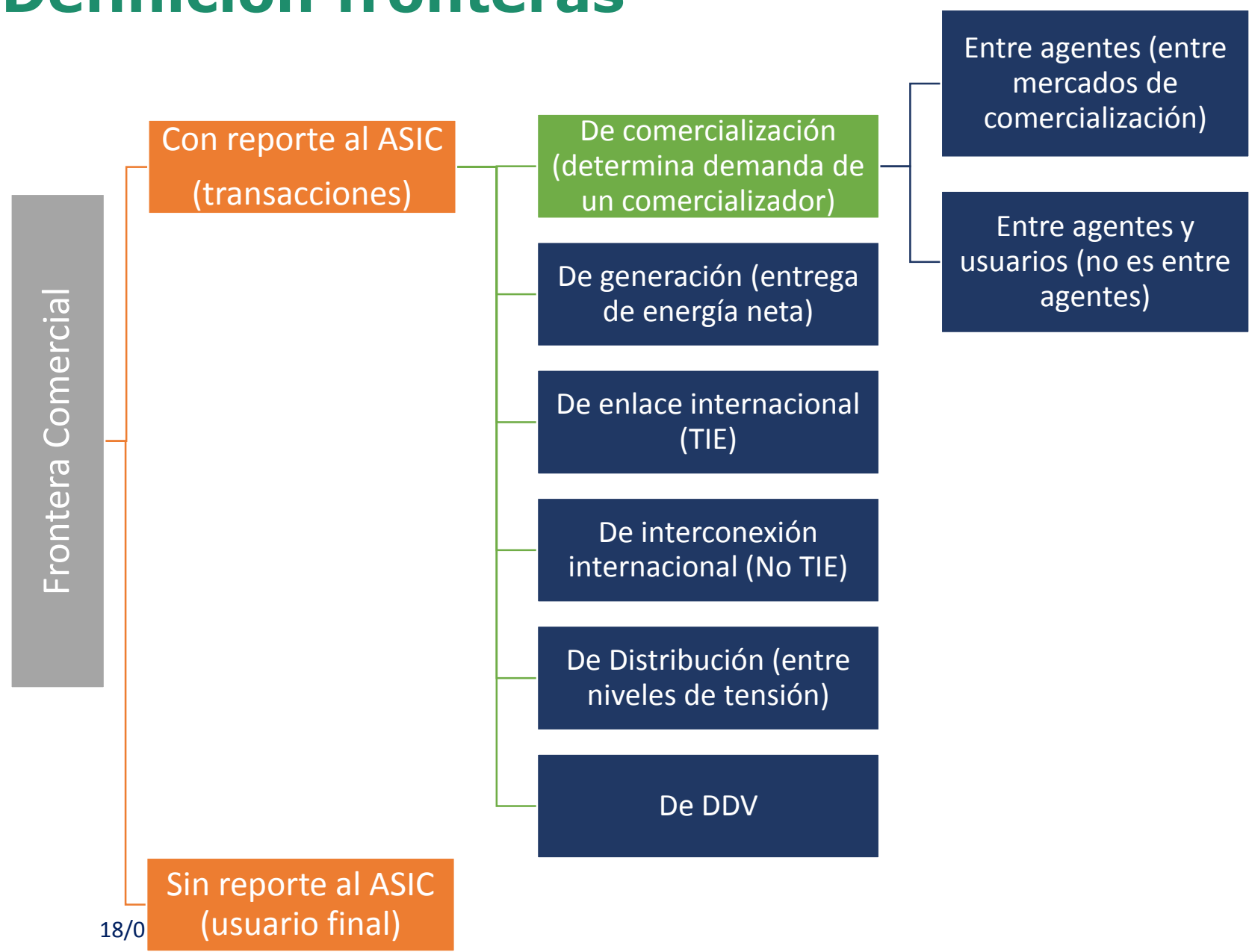
- Una vez analizada la normatividad en materia de medición, principalmente la relacionada con las transacciones del Mercado de Energía Mayorista y la asociada con las transacciones entre los usuarios y los comercializadores, se estableció la **necesidad de actualizar** las disposiciones que hacen parte 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.
- 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**.
- Publicación Diario Oficial No.: 49.151, el día: 14/Mayo/2014

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

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.

Definición fronteras



Representante de la frontera

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"*

Definición de frontera	Representate
Generación	El agente generador.
Comercialización entre agentes	El agente comercializador.
Enlace Internacional	El agente que representa el enlace internacional ante el ASIC (Resolución CREG 004 de 2003)
Interconexión internacional	La empresa de comercialización, generación o la Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia Panamá, EECPP, (resoluciones CREG 057 de 1998 y CREG 055 de 2011)
Distribución	El comercializador integrado al OR.
Demanda desconectable voluntaria	El agente comercializador, (Resolución CREG 063 de 2010).
Sin reporte al ASIC	El agente comercializador con el que el usuario final haya suscrito el contrato de condiciones uniformes.

Tipos de fronteras



Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes



1. Componentes

Definición de Componentes

Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes

Revisar los Componentes

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

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) Eloques 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.

2. Calibración

Definición de Componentes

Requisitos de Calibración

Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes

Revisar los Componentes

Revisar Calibración

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 ó 2	2 ó 3	--	--

El índice de clase para los medidores de energía activa corresponde al

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.

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.

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

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:

3. Instalación



Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes



18/03/2015

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 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 9 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.

4. Verificación

Requisitos de Calibración

Instalación del Sistema

Verificación inicial

Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes

Revisar Calibración

Revisar Instalación del Sistema

Verificación inicial

Fecha Limite: 14 de mayo de 2015...

18/03/2015

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.

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.

ANEXO 5 VERIFICACIÓN INICIAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

El alcance del procedimiento de verificación de las fronteras comerciales que debe aplicarse son los artículos 23, 26 y 31 de la presente resolución.

- Clasificación del punto de medición de acuerdo con el artículo 6 de la presente resolución.
- Cumplimiento de los requisitos generales definidos en el artículo 8 de la presente resolución.
- Instalación del sistema de medición de acuerdo con el artículo 21 y el Anexo 4 de la presente resolución.
- Selección del índice de clase o de la capacidad de los transformadores de tensión y de corriente de medida y lo señalado en el artículo 22 de la presente resolución.
- Selección del calibre de los cables de medición.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 701
16 de septiembre de 2014

Por el cual se aprueba el documento de "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"

CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Bogotá, noviembre 13 de 2014

CIRCULAR No.098

PARA: EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, USUARIOS Y DEMÁS INTERESADOS
DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG
ASUNTO: CÓDIGO DE MEDIDA - IMPLEMENTACIÓN

La Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, con el fin de dar cumplimiento a lo ordenado en el artículo 24 de la Resolución CREG 038 de 2014 que contiene el nuevo código de medida, hace públicos para los agentes, usuarios y demás interesados, los siguientes documentos elaborados por el Comité Asesor de Comercialización, CAC:

- Acta revisión y/o instalación medición de energía
- Diagrama flujo de la verificación
- Informe verificación instructivo
- Guía de funcionalidad de documentos
- Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, No. 038 de 2014

Cordialmente,

CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Bogotá, diciembre 23 de 2014

CIRCULAR No.119

PARA: EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, USUARIOS Y DEMÁS INTERESADOS
DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG
ASUNTO: CÓDIGO DE MEDIDA - HOJA DE VIDA

La Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, con el fin de dar cumplimiento a lo ordenado por la Resolución CREG 038 de 2014 que contiene el nuevo código de medida, hace públicos para los agentes, usuarios y demás interesados, los siguientes documentos elaborados por el Comité Asesor de Comercialización, CAC:

- Hoja de Vida
- Compilación comentarios y respuestas a la Circular 097

Cordialmente,

1) Verificación de la capacidad de interrogación d

5. Registro



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:

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.

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.

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.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 700
16 de septiembre de 2014

Por el cual se modifica el formato de las curvas típicas de carga

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 701
16 de septiembre de 2014

Por el cual se aprueba el documento de "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"

6. Reporte

Registro

Reporte y gestión de información

Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes

Registro

Reporte y gestión de información

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.

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 mediciones descargadas localmente con las consolidadas de los datos del CGM. Para lo anterior se deben seguir las siguientes:

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 701
16 de septiembre de 2014

Por el cual se aprueba el documento de "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"

CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Bogotá, diciembre 23 de 2014

CIRCULAR No.119

PARA: EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, USUARIOS Y DEMÁS INTERESADOS
DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG
ASUNTO: CÓDIGO DE MEDIDA – HOJA DE VIDA

La Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, con el fin de dar cumplimiento a lo ordenado por la Resolución CREG 038 de 2014 que contiene el nuevo código de medida, hace públicos para los agentes, usuarios y demás interesados, los siguientes documentos elaborados por el Comité Asesor de Comercialización, CAC:

- Hoja de Vida
- Compilación comentarios y respuestas a la Circular 097

Cordialmente,


JORGE PINTO NOLLA

7. Mantenimiento

Reporte y
gestión de
información

Mantenimiento

Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes

Reporte y
gestión de
información

Mantenimiento

18/03/2015

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

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 722
15 de enero de 2015

Por el cual se aprueba el documento de "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente de medición"



COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 038 DE 2014

**Contexto del acuerdo No. 722
15 de enero de 2015**



Antecedes CREG 038/2014

Artículo 11. Calibración de los elementos del sistema de medición.

Medidores y transformadores de medida:

- Antes de su puesta en servicio.
- Por reparación o intervención (características metrológicas).
- La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados.

“Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o pruebas de rutina serán definidas por el CNO, en el procedimiento de que trata el artículo 28”.

Artículo 28. Mantenimiento del sistema de medición.

- Establecido por RF.
- Debe incluirse la realización de la calibración de los medidores (frecuencia tabla 4).
- PT's y CT's > 35 kV, deben ser sometidos a pruebas de rutina de acuerdo con el procedimiento y frecuencia que establezca el CNO.



Acuerdo No. 722

Objetivo:

“Identificación de las **intervenciones** que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del **procedimiento** de realización de **las pruebas de rutina** para los transformadores de tensión y corriente de medición”



Acuerdo No. 722

Intervenciones que implica Calibraciones de Medidores de Energía:

- Antes de su puesta en servicio.
- Intervención donde se retiren los sellos de seguridad de la tapa principal del medidor.
- Por plan de mantenimiento.
- Por modificación de la programación que afecte la calibración del medidor.



Acuerdo No. 722

Intervenciones que implica calibraciones en transformadores de corriente o tensión:

- Antes de su puesta en servicio.
- Después de cualquier reparación que implique cambio o desarme de partes internas del transformador.



Acuerdo No. 722

Intervenciones que implican pruebas de rutina en transformadores de corriente o tensión :

- Por traslado físico de equipos que se encuentran en funcionamiento.
- Por plan de mantenimiento.
- Por exceder los plazos entre la calibración y la puesta en servicio .
- Por cambio de relación de transformación.
- Por solicitud de cualquiera de los interesados.



Acuerdo No. 722

Frecuencias de las pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión

Tipo de Punto de Medición	Frecuencia pruebas de rutina [años]
1	6
2 y 3	8
4 y 5	10



Acuerdo No. 722

Resuelve:

“Los representantes de las fronteras comerciales deben realizar **al menos una prueba** de rutina **piloto** por cada tipo de punto de medición que represente, de acuerdo con lo previsto en la Tabla 1 del artículo 6 de la Resolución CREG 038 de 2014, en un plazo de hasta 12 meses contado a partir de la fecha de entrada en vigencia del presente acuerdo, siguiendo el procedimiento previsto en el Anexo del mismo”



Acuerdo No. 722

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	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$



Acuerdo No. 722

Resuelve:

Los resultados de las pruebas piloto deberán ser enviados al correo electrónico:

resultadospruebaspiloto@cno.org.co

y la Comisión de Temporal de Medida coordinará la fecha de presentación en sus reuniones.



Acuerdo No. 722

Resuelve:

En los seis meses siguientes a la entrada en vigencia del presente Acuerdo, la Comisión Temporal de Medida analizará los resultados presentados hasta la fecha y **hará las recomendaciones a que haya lugar** para comprobar la efectividad, eficiencia y pertinencia del procedimiento previsto en el anexo del presente Acuerdo.

8. Verificación Quinquenal

Reporte y
gestión de
información

Mantenimiento

Verificación
quinquenal

Nuevas

2014 – 05 - 14

Existentes

Reporte y
gestión de
información

Mantenimiento

Verificación
quinquenal

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.

CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Bogotá, noviembre 13 de 2014

CIRCULAR No.098

PARA: EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
USUARIOS Y DEMÁS INTERESADOS

DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE
ENERGÍA Y GAS - CREG

ASUNTO: CÓDIGO DE MEDIDA - IMPLEMENTACIÓN

Plazos

2014-05-14
Publicación
Código de
medida

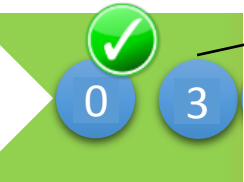


2014-05-14

Plazos

2012-08-14

- **Artículo 41.** Las fronteras embebidas de usuarios regulados sin teledistribución deben reportar al ASIC, dentro de los dos (2) días calendario al mes siguiente de la operación, la información correspondiente a estas fronteras.
- **Artículo 42.** Fronteras comerciales entre agentes en grupos de calidad 3 y 4. deben reportar las modificaciones en las lecturas de los medidores a más tardar el segundo día calendario del mes siguiente al de consumo.



2014-05-14 2014-08-14

Plazos

2014-09-14

• **Artículo 17 Protección de datos.**

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.

Artículo 18 Estimación de lecturas.

Parágrafo: El Consejo Nacional de Operación, debe ajustar, de ser necesario, el Acuerdo No 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 No 094 de 2000.



2014-05-14 2014-08-14

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
CNO

ACUERDO No. 700
16 de septiembre de 2014

Por el cual se modifica el procedimiento para la utilización y actualización de curvas típicas de carga cuando el ASIC no tiene información de lecturas

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
CNO

ACUERDO No. 701
16 de septiembre de 2014

Por el cual se aprueba el documento de "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"

Plazos

2014-11-14.

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.

Artículo 37. Lectura de las mediciones en las fronteras comerciales. El ASIC publicará, 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.



2014-05-14 2014-08-14 09-14 2014-11-14



18/03/2015

Plazos

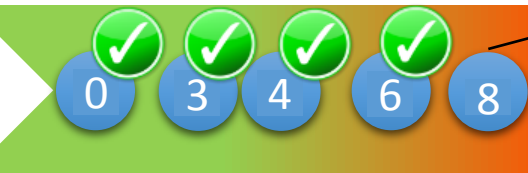
2015-01-14.

- **Artículo 28. Mantenimiento del sistema de medición.**

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.

- **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.



2014-05-14 2014-08-14 09-14 2014-11-14 2015-01-14

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

**ACUERDO No. 722
15 de enero de 2015**



Por el cual se aprueba el documento de "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente de medición"

18/03/2015

CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Bogotá, diciembre 23 de 2014

CIRCULAR No. 119

PARA: EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
USUARIOS Y DEMÁS INTERESADOS

DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE
ENERGÍA Y GAS - CREG

ASUNTO: CÓDIGO DE MEDIDA - HOJA DE VIDA

La Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, con el fin de dar cumplimiento a lo ordenado por la Resolución CREG 038 de 2014 que contiene el nuevo código de medida, hace públicos para los agentes, usuarios y demás interesados, los siguientes documentos elaborados por el Comité Asesor de Comercialización, CAC:

- Hoja de Vida
- Compilación comentarios y respuestas a la Circular 097

Cordialmente,

Plazos

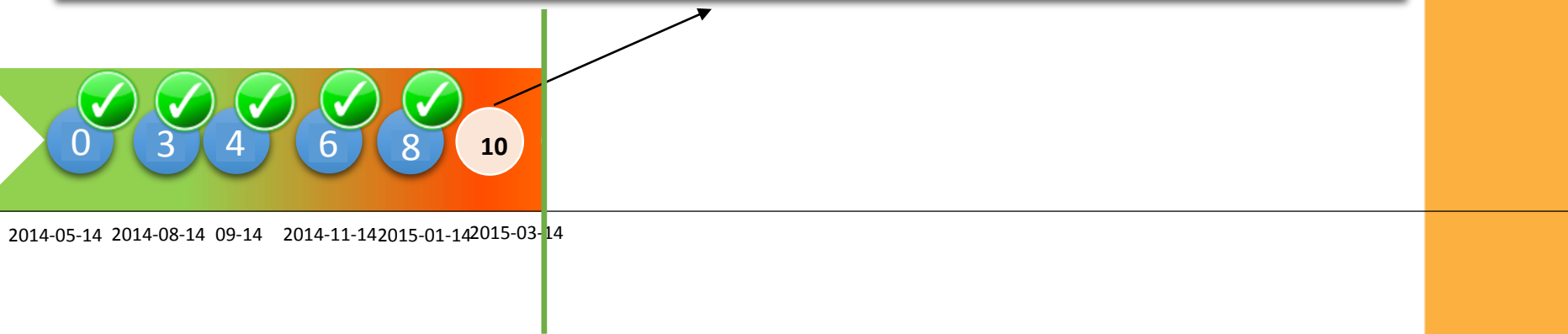


2015-03-14

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 acceso a las mediciones debe realizarse ya sea por interrogación local y/o remota del medidor.

El procedimiento y los requisitos técnicos deben cumplir las condiciones de seguridad e integridad establecidas en el parágrafo 1 del artículo 17 de este Código



Plazos

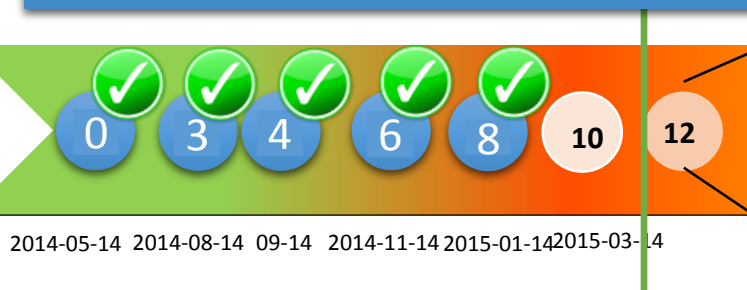
2015-05-14

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.

Los resultados de la verificación deben consignarse en un informe, que debe reposar en la hoja de vida del sistema de medición.

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 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 SSPD,



2015-05-14

- **ANEXO 3 CENTRO DE GESTIÓN DE MEDIDAS.** El CAC debe definir el contenido del informe de operación de los CGM, de que trata el parágrafo 3 del artículo 18 de esta resolución.
- **Artículo 40. Indicadores de gestión e informe de operación.** El CAC debe establecer los indicadores de gestión sobre las funciones asignadas al ASIC en este Código, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados.

Plazos

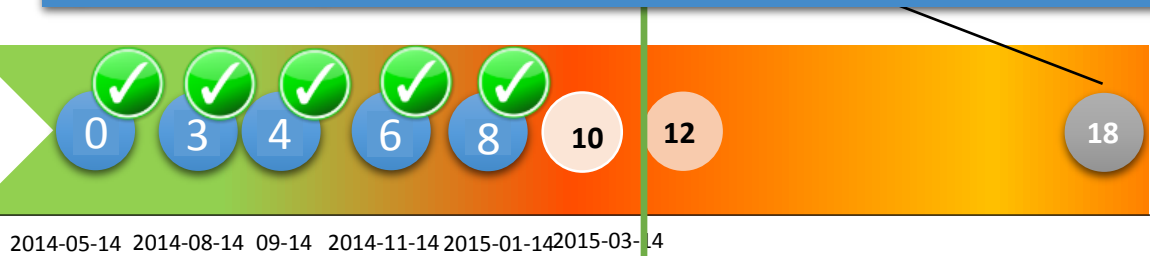
2015-11-14

Artículo 10. Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición.

La ejecución de la calibración de los elementos señalados en los literales a), b) y c) del Anexo 1 de esta resolución debe hacerse dentro de los 18 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución y de acuerdo con lo señalado en el Artículo 11. Calibración de los elementos del sistema de medición de este Código.

Elementos:

- a) Medidor de energía activa.
- b) Medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- c) Medidor de respaldo.

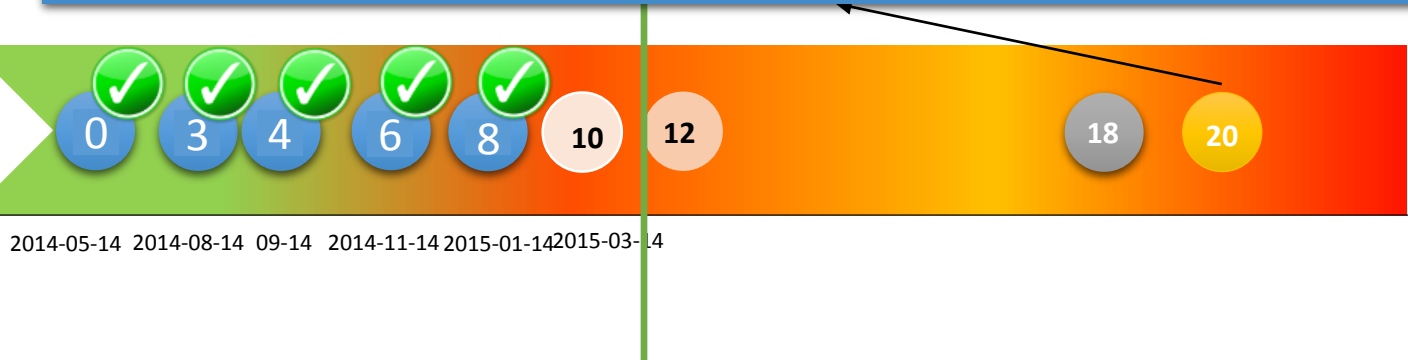


Plazos

2016-01-14

Acuerdo 722. Pruebas de Rutina

Los representantes de las fronteras comerciales deben realizar **al menos una prueba** de rutina **piloto** por cada tipo de punto de medición que represente, de acuerdo con lo previsto en la Tabla 1 del artículo 6 de la Resolución CREG 038 de 2014, en un plazo de hasta 12 meses contado a partir de la fecha de entrada en vigencia del presente acuerdo, siguiendo el procedimiento previsto en el Anexo del mismo”



Plazos

2016-05-14

- **Artículo 10. Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición.**
- **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
- **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
- **Artículo 15. Registro y lectura de la información.**
- **Artículo 16. Sincronización del Reloj.** El desfase máximo permitido .
- **Artículo 17. Protección de datos.** El ASIC debe estar certificado en Norma ISO/IEC 2700.
- **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.
- **Artículo 20. Fronteras de distribución.** El RF debe adecuar los sistemas de medición y sus procedimientos y adelantar el registro de la frontera comercial.
- **Artículo 23. Verificación inicial del sistema de medición.**
-
- **Artículo 30. Hoja de vida del sistema de medición.**
- **Artículo 37. Lectura de las mediciones en las fronteras comerciales.**
- **Artículo 41. Reporte de información de las fronteras embebidas y Artículo 42. Fronteras comerciales entre agentes en grupos de calidad 3 y 4.**

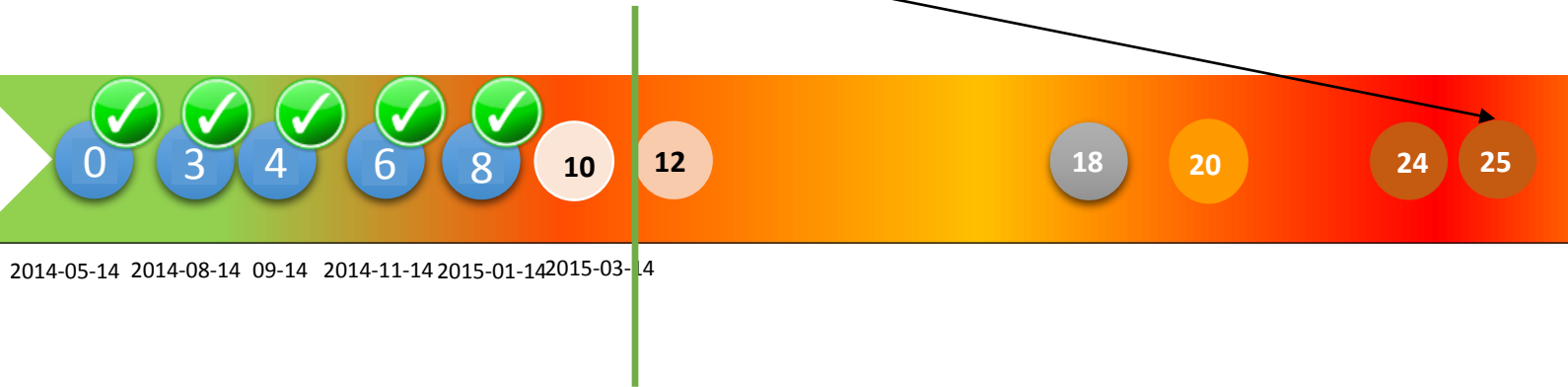
24

Plazos

2016-06-14

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.

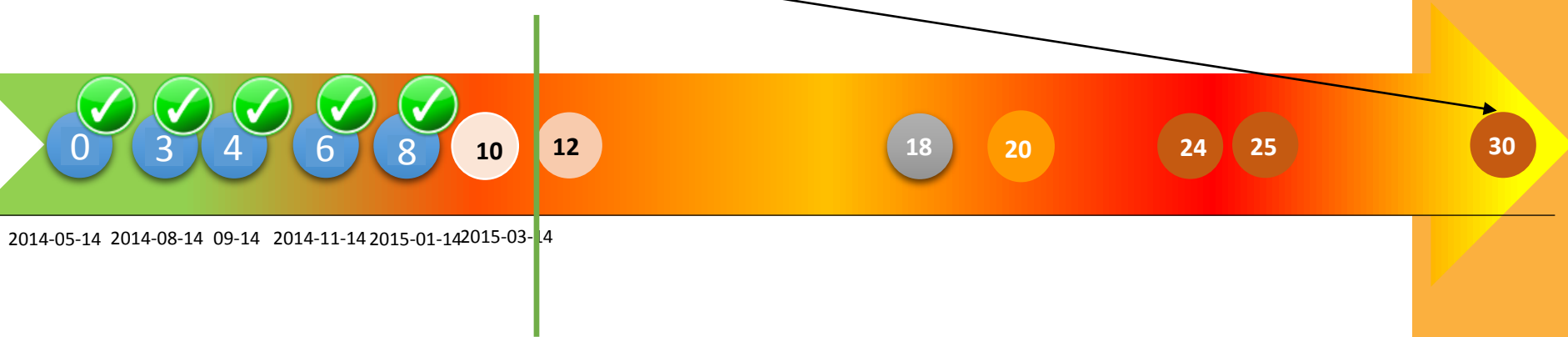


Plazos

2016-11-14

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.





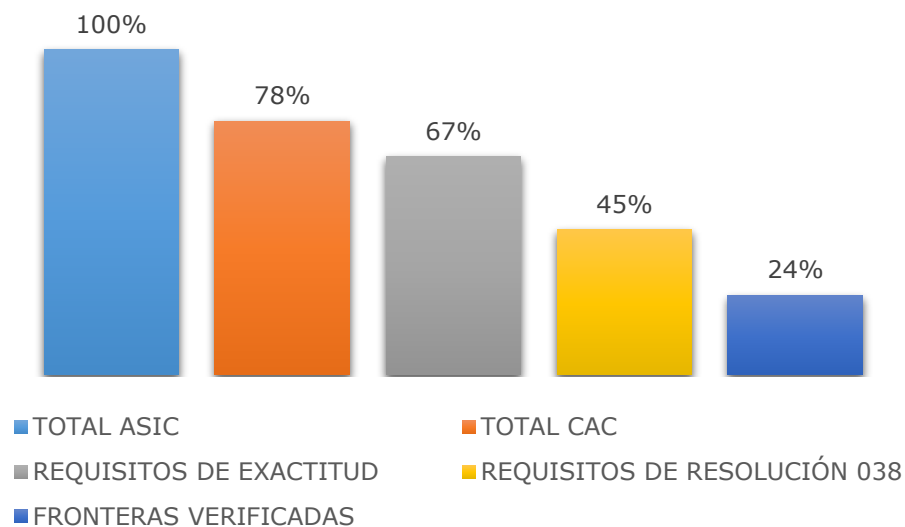
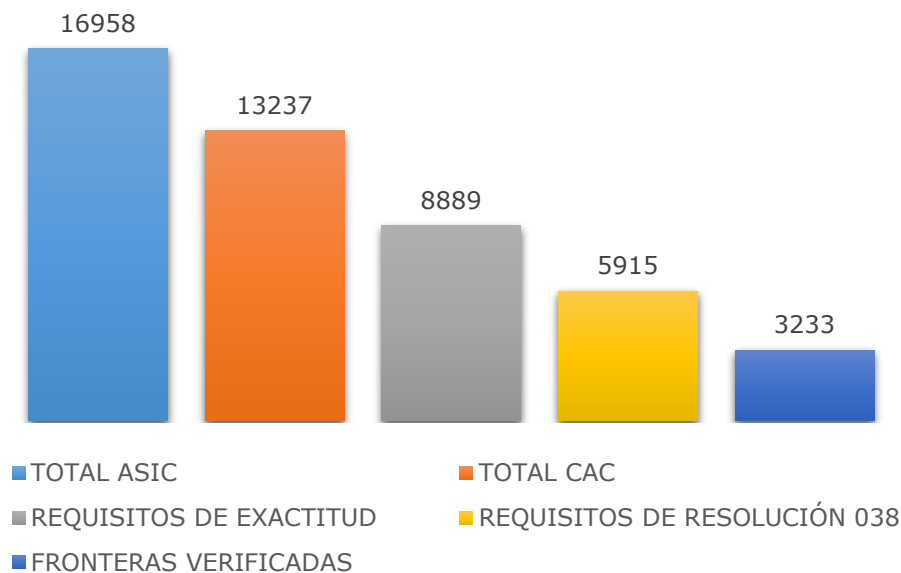
Taller Código de Medida Bogotá

17 de marzo de 2015

Situación actual implementación

Olga Cecilia Pérez - Secretaria Técnica, CAC

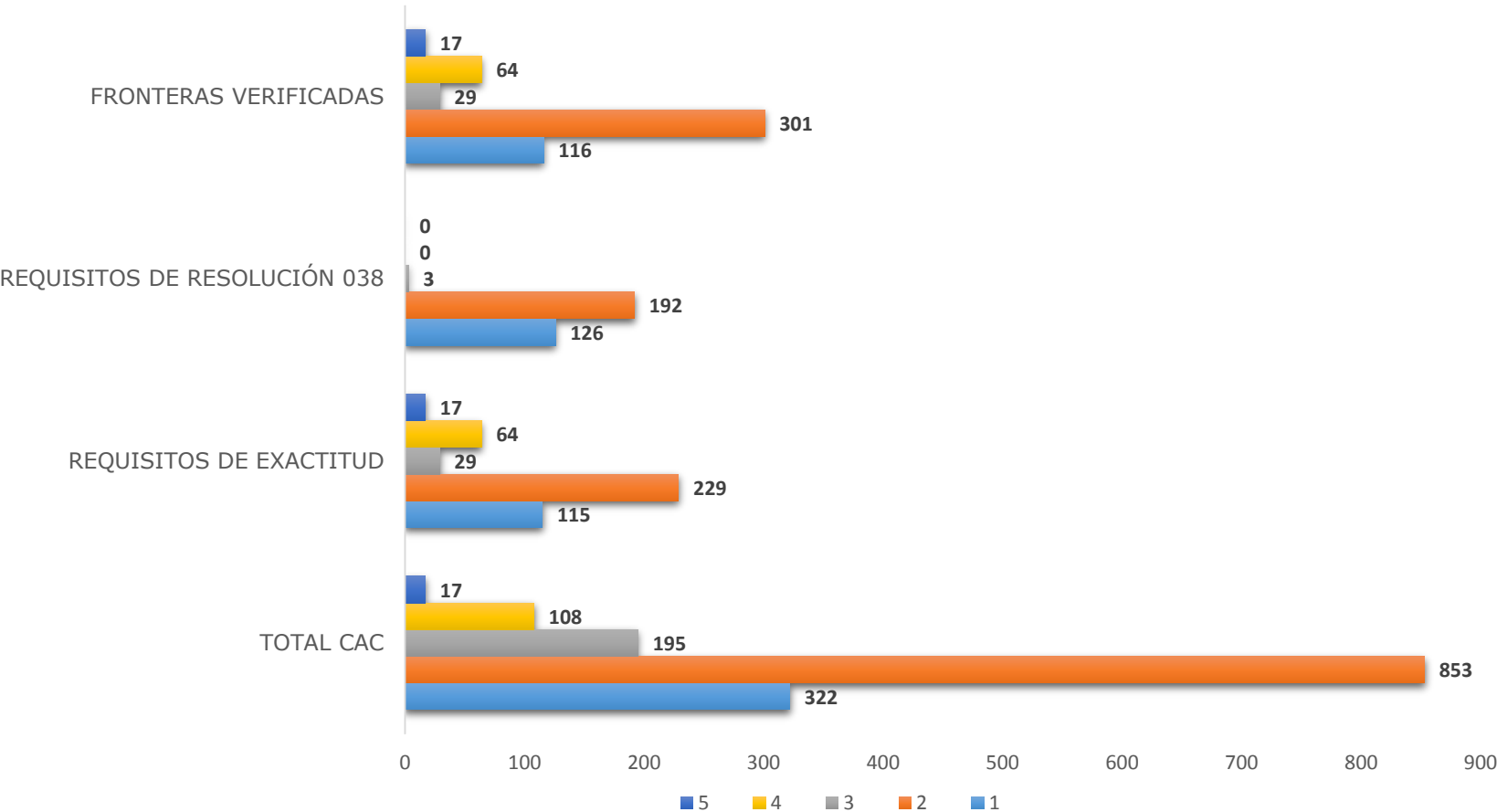
Fronteras con reporte al ASIC



Fronteras de distribución



Fronteras de Distribución por Tipo



TOTAL CAC	1495	
REQUISITOS DE EXACTITUD	454	30%
REQUISITOS DE RESOLUCIÓN 038	321	21%
FRONTERAS VERIFICADAS	527	35%

Fronteras con reporte al ASIC por Tipo



	TOTAL ASIC	TOTAL CAC	REQUISITOS DE EXACTITUD	REQUISITOS DE RESOLUCIÓN 038	FRONTERAS VERIFICADAS
■ 1	216	208	172	79	34
■ 2	823	763	721	94	697
■ 3	4.304	3.778	2.440	1.039	1.658
■ 4	7.112	5.696	3.339	2.713	467
■ 5	4.503	2.792	2.217	1.990	377