

Consejo Nacional de Operación CNO

Bogotá D.C., 22 de mayo de 2012

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2012-004584 23/May/2012-08:46:16
MEDIO: CORREOS No. FOLIOS: 1 ANEXOS: ARCHIVO
CREG
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO-
DESTINO German Castro Ferreira

Doctor
GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
Av. Calle 116 No 7 – 15
Edificio Cusezar Int. 2 Oficina 901
Ciudad,

CREG 23 MAY 2012 16:28

Referencia: Comentarios a la Resolución CREG 020 de 2012 Código de Medida

Estimado doctor Castro:

Agradecemos a la CREG la oportunidad de abrir a consulta pública el proyecto de Resolución CREG 020 de 2012. Al respecto y luego de analizar el contenido de la Resolución de la referencia, el Consejo Nacional de Operación se permite hacer los siguientes comentarios desde el ámbito de su competencia:

1. Comentarios Generales

- Respecto a la certificación de conformidad de producto de que trata la presente resolución; se trata de un documento del cual su exigencia se debe dar en el momento de la instalación de los equipos, con el fin de garantizar que el producto en este caso, esté conforme con una norma técnica u otro documento normativo específico. La exigencia regulatoria a posteriori, en especial en equipos instalados hace varios años no se puede cumplir, bien porque el agente no haya conservado el certificado, o porque un organismo certificador no cuenta con la suficiente información para poderlo emitir. Este requisito es aún más complejo de cumplir para medidores y equipos ya instalados con alguna antigüedad, pues en la actualidad por ejemplo, no es posible hacer estas calibraciones in situ para el nivel de tensión 4 y en fronteras de usuarios finales tipo 1.

En este sentido, en lugar de exigir cumplimiento para las mediciones existentes de certificado de conformidad de producto por elemento,

Consejo Nacional de Operación CNO

sincronización del reloj y grados de acceso, se propone a la CREG que considere el certificado de calibración vigente para los medidores existentes como el requisito que garantiza la calidad de la misma, que permita verificar la calidad de la medida, con un cronograma para el cumplimiento del mismo y sólo en el caso en que dicha medida no cumpla se obligue al cambio respectivo; otra opción, sería establecer las pruebas que habrían de realizarse para asegurar el funcionamiento adecuado del sistema de medición (por ejemplo clase de precisión, ángulo y verificación del burden).

- En el Artículo 2 - Definiciones, sugerimos a la CREG que, en los aspectos técnicos y en donde aplique, se utilicen las definiciones que aparecen en las NTC, tales como acreditación, clase de exactitud, corriente nominal, corriente básica, etc.
- Respecto al ámbito de aplicación y tipos de puntos de medición (Artículos 1 y 6), consideramos necesario que quede explícito qué se refiere a fronteras comerciales de energía.
- En el Artículo 9, se hace referencia a las normas sobre exactitud de los equipos de medida, incluyendo las de transformadores de corriente, transformadores de tensión inductivos y transformadores combinados, pero no se especifican normas sobre transformadores de tensión capacitivos, por lo cual se solicita incluir también la norma IEC 60044-5, que aplica a este tipo de equipos.

En general recomendamos que el cumplimiento de normas técnicas no se restrinja a las citadas en el Código de Medida, dado que el desarrollo del sector probablemente conllevará la aprobación de nuevas normas que deben ser cumplidas a partir de su vigencia.

- En el Artículo 10, para los elementos de los sistemas de medición existentes, se deberá disponer del certificado de conformidad de producto vigente o, en caso contrario, el representante de la frontera deberá disponer del certificado vigente a la fecha de adquisición del elemento. Se solicita dejar claro que dichos certificados tendrán como alcance la verificación de clase 0.2 para los

Consejo Nacional de Operación CNO

equipos existentes (no de 0.2s), acorde con lo establecido en la regulación vigente.

- En el Artículo 11 - Calibración de los elementos del sistema de medición, no se especifica una norma de calibración. Se recomienda especificar una norma para esta actividad o especificar los ensayos que deben realizar los responsables de la frontera. Esto, con el fin de dar claridad y que todas las calibraciones se realicen bajo los mismo parámetros.
- En el Artículo 13 se sugiere revisar la redacción, ya que se puede interpretar que los medidores requieren núcleos exclusivos para su conexión y no podrían conectarse otros dispositivos de medida en el mismo núcleo.
- En el Artículo 16 - Sincronización del Reloj, recomendamos a la Comisión definir de qué entidad se toma la referencia del tiempo.
- En el Artículo 17 - Protección de datos, se solicita aclarar cómo se debe implementar la base de datos con el registro de los accesos al medidor, ya que los medidores actuales no cuentan con esta función. Se entiende que para poder realizar este registro en tiempo real se necesita un acceso indirecto al medidor, lo cual no aplica para las fronteras de tipo 2 que deben ser intervenidas directamente por el ASIC.
- Sobre este aspecto debe considerarse también que el acceso de un tercero a las bases de datos de los agentes puede implicar el uso de redes privadas y dar lugar a un riesgo en el manejo de la información para las empresas y se debe considerar el mayor costo a asumir por el tercero para incrementar la capacidad de los canales de comunicación.
- En el Artículo 34. Recomendamos a la Comisión que se precise con qué protocolo se realizará la lectura y se le asigne al ASIC la responsabilidad de contar con herramientas de software, licencias, protocolos de comunicaciones para realizar la lectura remota y ser responsable por su infraestructura y sistema de comunicaciones.

Otros aspectos también a considerar por parte de la Comisión son: si el procedimiento actual de envío de información al ASIC se suspende y si el ASIC facturará con la información recopilada directamente, cómo se

Consejo Nacional de Operación CNO

conciliarían las diferencias con los agentes. Además recomendamos a la Comisión establecer un procedimiento para penalizar al agente considerando que la cancelación del registro afecta a terceros, mecanismos de conciliación de la medida, tiempos de aclaración de diferencias, etc.

2. Comentarios asociados con la Transmisión

- La resolución da claridad de que las pruebas de rutina normalizadas para constatar que los PT's y CT's mantengan sus condiciones metrológicas se deben realizar cada vez que se presenten mantenimientos programados de la bahía o barraje al cual se encuentran conectados, sin embargo, se podría presentar una interpretación errónea con respecto a la Tabla 4, ya que ésta indicar la frecuencia con la cual se debe realizar mantenimiento al sistema de medición el cual incluye los PT's y CT's, y estas frecuencias podrían no coincidir con los mantenimientos programados de las bahías. De acuerdo con lo anterior, solicitamos a la Comisión precisar este artículo respecto a qué tipos de pruebas se realizarían dentro de las "pruebas de rutina", y considerar las dificultades que tiene la consecución de equipos especializados, profesionales, etc., para este propósito y en especial para los equipos instalados en el STN.
- En el Anexo 2, literal i), solicitamos a la Comisión considerar casos especiales tales como los proyectos de expansión del STN, para los cuales el tiempo de que trata dicho numeral puede ser mayor a 4 meses; en este sentido, recomendamos que se defina un tiempo de 1 año.

3. Comentarios asociados con la Distribución

- Es claro el propósito de la resolución en el sentido de que el único representante de la frontera es el comercializador y la interacción con la medida para efectos comerciales se pretende efectuar desde el ASIC. Sin embargo esta reasignación de funciones no resuelve el problema cuando se presentan anomalías en el sistema de medición que ocasionan pérdidas de energía a los Operadores de Red. La propuesta de Código de Medida debe

Consejo Nacional de Operación

CNO

establecer una metodología para corrección de los balances de energía de forma tal que las pérdidas técnicas de energía sean asumidas por el responsable del sistema de medición.

- No obstante existe la propuesta de delegar la actividad de interrogación y lectura remota de las fronteras a las transacciones entre los agentes del mercado, los responsables de las fronteras comerciales y de generación conservan la responsabilidad de gestionar la medida a través del Centro de Gestión de Medidas. Así, la nueva gestión del ASIC aporta incremento de costos para la demanda. Proponemos que la gestión de la medida sea responsabilidad de los Operadores de Red y que los comercializadores tengan la oportunidad de gestionar con éstos las diferencias que pudieran existir. Además si el ASIC realiza la interrogación remota, en caso de presentarse fallas en la telemida se incrementara la aplicación de curvas típicas, lo cual introducirá más probabilidad de error en los balances.
- Respecto a las responsabilidades de los representantes de la medida, debe quedar explícita la responsabilidad de los terceros involucrados en la medición, tales como los funcionarios técnicos de los usuarios, comercializadores que representan a usuarios, etc.
- La Resolución CREG 108 de 1997 indica que el usuario es el responsable del equipo de medición y el comercializador debe velar por su correcto funcionamiento. El Código de Medida es flexible al indicar que las partes acordarán la propiedad de los elementos de medición, sin embargo no es clara la propiedad y la responsabilidad del canal de comunicaciones.
- La propuesta debe incluir de manera específica los eventos en los cuales como resultado de la revisión del medidor se concluye que hay un fraude, pues en el caso de la presencia de objetos extraños dentro del medidor, los laboratorios no dictaminan sobre tal situación dado que las pruebas de laboratorio no están especificadas para identificar el efecto de dichos elementos extraños en la funcionalidad del medidor.
- En el caso en que los medidores de los clientes están ubicados en un tablero, el Código debe establecer que el comercializador solo debe sellar el medidor y

Consejo Nacional de Operación CNO

el único que puede sellar el armario es el operador de red. Lo anterior porque hay casos en donde en un mismo tablero hay clientes atendidos por varios comercializadores y todos sellan el armario haciendo necesaria la presencia de todos los agentes para efectuar una revisión.

- Teniendo en cuenta las exigencias de este Código de Medida, se solicita a la CREG ampliar el plazo para su implementación, mediante un proceso gradual que garantice que todos los agentes cumplan con los requerimientos del código.

4. Comentarios asociados con aspectos tecnológicos

- Se debe clarificar a que se refiere la normatividad aplicable a medidores usando las normas técnicas NTC e IEC. No es claro el uso de estándares internacionales tal como el estándar IEC o ANSI como una referencia tecnológica relevante para habilitar y desarrollar nuevas tecnologías necesarias para el sector.
- La revisión de los medidores de puntos de medición tipo 4 y 5, debería hacerse por muestreo a cada lote de medidores y no a la totalidad de la población.
- En la perspectiva de Smart Grids se debe incluir la medición para el operador de red, que incluya el cambio tecnológico con la bidireccionalidad de flujos, gestión de demanda, gestión de la medida, automatización del proceso hacia el usuario final. Para facilitar dicho cambio tecnológico es necesario que la Comisión defina nuevas unidades constructivas que permitan a los operadores de red la aplicación de estas tecnologías para la operación de las redes de distribución.
- En el Artículo 4, debe considerarse que los agentes tienen implementadas diferentes maneras de interrogar los medidores, incluso a través de redes de gestión en donde converge información de control y de protecciones. Para el cumplimiento de este requerimiento, los agentes deben diseñar e implementar una red completamente independiente, en los casos que los medidores no

Consejo Nacional de Operación

CNO

cuenten con un puerto de comunicaciones sería necesario cambiar el equipo. El tiempo que se debe dar para poder ajustarse a los nuevos requerimientos de esta resolución debe ser de mínimo 24 meses. Adicionalmente no es claro quién es el que debe suministrar el enlace de comunicación para la gestión remota y cuál es el sitio remoto desde donde se van a interrogar los medidores

- En cuanto a la sincronización del reloj, el tiempo debería ser sincronizado con GPS pues la sincronización por protocolo en este caso no es lo indicado. Además si el ASIC realiza un setting para sincronización del reloj para corrección, sería necesario redefinir el alcance. Es importante además aclarar que la señal de tiempo cuando tiene desviaciones debe ser corregida y existe el riesgo de que al sincronizar los relojes se pierda toda la información histórica de los medidores. Recomendamos que esta labor sea realizada por el ASIC.
- La nueva auditoría debe indicar claramente quién certifica el sistema completo, cuando interfiere más de un equipo y agente.
- En la protección de datos deben incluirse las prácticas de ciberseguridad, considerando los acuerdos que para tal fin establezca el CNO y la reglamentación específica de la CREG.
- Por último y de manera general consideramos que se debe tener en cuenta que en el ámbito tecnológico, cada día se consolidan nuevas ideas y productos que posibilitan diversas formas de darle solución no sólo a los requerimientos regulatorios sino a otros requerimientos funcionales y complementarios del proceso eléctrico. Por lo que no deberían hacerse mayores exigencias de arquitecturas que repliquen innecesaria y peligrosamente vías, accesos de comunicación, redes o sistemas de datos en las subestaciones y en los centros de control, que pueden hacer más compleja y vulnerable la solución tecnológica, aumentando los costos de mantenimiento y los controles de ciberseguridad.
- Sugerimos de manera respetuosa que se permita o facilite a los diferentes actores responsables, la implementación de soluciones que con base en criterios modernos y buenas prácticas tecnológicas (estandarización,

Consejo Nacional de Operación CNO

integración, flexibilidad, escalabilidad, seguridad, encapsulamiento de procesos, definición de niveles para el procesamiento y flujos de información, etc.), busquen maximizar el beneficio de las implementaciones tecnológicas.

5. Comentarios a los Anexos

- Anexo 1 subnumeral d) Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos;

Aclarar que este numeral no se refiere a que se requiere un gabinete independiente para el contador y el registrador de datos.

- Anexo 1 subnumeral l) Fuentes de energía auxiliares: conformado por los sistemas de suministro de energía alternos, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema de medición.

Recomendamos a la Comisión validar los actuales medidores que en su tecnología no poseen conexiones a auxiliares.

- Anexo 2 Instalación del Sistema de Medición, subnumeral b) La instalación deberá cumplir con lo señalado en el manual de operación y 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.

Recomendamos a la Comisión revisar si esta regulación es aplicable solo a los OR, en caso contrario especificar lo pertinente a otros agentes, caso por ejemplo STN.

- Anexo 2 subnumeral e) Para los puntos de medición tipos 1 y 2, los circuitos de tensión y corriente del sistema de medición dispondrán de secundarios dedicados exclusivamente en los transformadores de tensión y corriente para los medidores.

Consejo Nacional de Operación CNO

Recomendamos a la Comisión considerar en fronteras del STN que para la medición principal y respaldo pueden utilizarse los núcleos de un mismo transformador de medida.

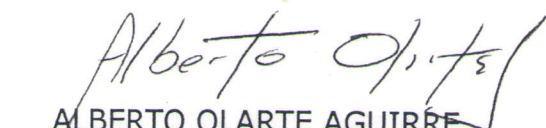
- Anexo 2 subnumeral i) Los transformadores de corriente, tensión y los medidores de energía deben contar con un certificado de calibración de acuerdo con lo señalado en el Artículo 11 de esta resolución. Entre la fecha de calibración y la puesta en servicio de la conexión no deberán haber transcurrido más de cuatro (4) meses de conformidad con lo establecido en el numeral 4.4.6 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Recomendamos a la Comisión considerar casos especiales tales como los proyectos de expansión del STN ese tiempo puede ser mayor a 4 meses.

- Anexo 3 Revisión del Sistema de Medición subnumeral m) También deberá incluir los registros que evidencien el cumplimiento de los requisitos listados, certificados de conformidad.

Por último y por la importancia que reviste la propuesta de modificación del Código de Medida, el Consejo Nacional de Operación continuará en su análisis y ampliará sus comentarios al mismo si es necesario.

Respetuosamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico