

CÓDIGO DE MEDIDA

**PROPUESTA PARA MODIFICACIÓN
Aspectos Básicos para su revisión**

Documento CAC-012 –Diciembre de 2004

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, mediante Resolución No. 025 de 1995, estableció el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación. En el Anexo Código de Medida, se establecen las características y condiciones que deben cumplir los equipos de medida ubicados en las fronteras comerciales del mercado mayorista, para efectos de liquidar las transacciones comerciales a los agentes comercializadores y generadores que participan en dicho mercado.

En el Código de Distribución establecido por la CREG mediante Resolución 070 de 1998, se establecen los requisitos que deben cumplir los equipos de medidas pertenecientes a los usuarios finales, que no son fronteras comerciales del mercado mayorista.

En las resoluciones 001, 019 y 091 de 1999, la CREG modificó algunos aspectos del Código de Medida relacionados con el cumplimiento de las características técnicas de los Equipos de Medición. En la Resolución 006 de 2003, en el Artículo 13, se modificó el procedimiento para reporte y cambio de equipos defectuosos o hurtados que se incluye en el Código de Medida.

A partir de estas normas, el Comité ha venido trabajando en una propuesta para revisión del Código de Medida, principalmente en los aspectos que se considera deben definirse antes de poder plantear cambios en las características técnicas y en otros aspectos técnicos relacionados con los equipos de medida instalados en las fronteras comerciales.

2. OBJETIVO

Proponer cambios al Código de Medida, aprobado mediante la Resolución CREG 025 de 1995, y las normas relacionadas que se requieran para efectos de determinar las transacciones comerciales asociadas con las fronteras comerciales en el mercado mayorista.

3. CRITERIOS GENERALES

Como criterios generales se plantean los siguientes:

- Es necesario establecer unos requerimientos para los equipos de medida acordes con los consumos que se pretenden medir, especialmente para los usuarios que en la actualidad se encuentran por debajo de los límites para acceder al mercado no regulado, es decir, 55 MWh-mes o 0.1 MW de demanda.
- Los nuevos requisitos deben cumplir adicionalmente con el propósito de eliminar las barreras tecnológicas que dificultan en la actualidad el cambio de comercializador para usuarios de consumos bajos, por los costos de los equipos requeridos. De esta forma se viabilizaría la libertad de escogencia del prestador del servicio por parte del usuario.
- Se debe buscar no encarecer la operación de la medición, de manera que los costos de realizar esta actividad se mantengan eficientes.
- Incorporación de nuevas tecnologías de medición, comunicación y control.
- Sin desconocer lo anterior, es importante hacer énfasis en que, tal como están asignadas las responsabilidades en las pérdidas de energía, es conveniente no perder calidad en la

medición existente, aprovechando que los costos de los equipos electrónicos se han reducido considerablemente, lo mismo que los sistemas de comunicaciones.

- Se debe tener en cuenta la experiencia de los comercializadores en cuanto a los niveles y tiempos de recuperación de los costos de medición electrónica en los usuarios regulados, según su consumo.

4. DEFINICIONES

Es importante considerar las siguientes definiciones para efectos de este documento:

- Frontera Comercial de usuario final: Se define como frontera comercial entre el OR, o el Comercializador y el Usuario, los puntos de conexión del sistema de medición, a partir del cual este último se responsabiliza por los consumos y riesgos operativos inherentes a su Red Interna.
- Frontera Comercial del mercado mayorista: Se define como frontera comercial entre dos agentes del mercado el punto de conexión del sistema de medición, a partir del cual uno de los agentes se responsabiliza por los consumos y riesgos operativos inherentes a la red aguas abajo de la frontera comercial. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.
- Frontera Comercial: Se define como frontera comercial entre dos agentes del mercado el punto de conexión del equipo de medida, a partir del cual uno de los agentes se responsabiliza por los consumos, y riesgos operativos inherentes a la red aguas abajo de la frontera comercial. Esta frontera solo define el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.
- Tipos de fronteras comerciales en el mercado mayorista: en el mercado mayorista se presentan los siguientes tipos de fronteras comerciales:
 - o Generación: Determina la generación real de las plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional.
 - o Consumos auxiliares de generación: Frontera en la cual se mide el consumo de los equipos auxiliares de generación que son tomados de alguna de las redes del Sistema Interconectado Nacional.
 - o Fronteras del STN: Aquellas en las cuales se mide la energía que se importa o exporta al Sistema de Transmisión Nacional por parte de un comercializador.
 - o Fronteras entre comercializadores: Fronteras en las cuales se determina el flujo de energía entre mercados atendidos por 2 comercializadores diferentes, y que no están asociadas al consumo específico de un solo usuario.
 - o Fronteras de UNR: Fronteras que determinan el consumo de un Usuario No Regulado, en los términos especificados para el cumplimiento de las condiciones de No Regulados establecidos en la reglamentación vigente.
 - o Fronteras Reguladas: Fronteras que determinan el consumo de un único usuario regulado.

- Frontera Principal. Es la frontera de usuario, a partir de la cual se encuentran conectados la frontera comercial y los activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional de un Generador Embebido, de un usuario o de varios de los anteriores. En todos los casos, este tipo de fronteras deben cumplir con las características que se exigen para un UNR.	- Frontera Principal. Es la frontera de usuario no regulado, a partir de la cual se encuentran conectados la frontera comercial y los activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional de un Generador Embebido, de un usuario o de varios de los anteriores.
---	---

- o Frontera Principal. Es la frontera de usuario, a partir de la cual se encuentran conectados la frontera comercial y los activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional de un Generador Embebido, de un usuario o de varios de los anteriores.
- o Frontera Embebida. Es la frontera de usuario, frontera entre comercializadores, frontera virtual o frontera de un Generador Embebido que se conecta al SIN mediante los activos de conexión de terceros a través de una frontera Principal.

Propuesta 1	Propuesta 2
Comercialización de energía: Es la atención a los usuarios, intermediación y recaudo de los costos de la cadena de prestación del servicio a nombre de todos los agentes y entidades que la conforman, tales como distribución, generación, transmisión y otros, de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994.	Mantener la misma definición de comercialización de energía que se ha utilizado hasta ahora en la regulación vigente.

- Tipos de comercializadores en el mercado mayorista: Para efectos de determinar los balances de energía, se tienen los siguientes tipos de comercializadores en una misma frontera comercial:
 - o Comercializador entranteimportador: Es aquel que recibe la energía en una frontera comercial.
 - o Comercializador incumbenteexportador: Es aquel que entrega la energía en una frontera comercial.
- Pérdidas de distribución: Son las pérdidas de energía que se originan en la actividad de distribución de energía, que se definen como el balance de energía entre la energía que entra a las redes de un Operador de Red y la energía facturada a los usuarios conectados a dichas redes por los comercializadores que los atienden.
- Pérdidas de comercialización:
 - Pérdidas técnicas:
 - Pérdidas no técnicas:
 - Pérdidas del STN:

5. RESPONSABILIDAD DE LA MEDIDA

En cuanto al agente responsable de realizar la medición, se han presentado varias alternativas, teniendo más aceptación las que se presentan a continuación:

Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
La responsabilidad por la medición sigue siendo del comercializador de energía que atiende el usuario o que representa la frontera comercial ante el mercado mayorista.	Fronteras telemedidas: El responsable sería el agente que las representa ante el ASIC.	En ambos casos se propone que sea el OR el encargado de realizar responsable de la medición.
	Fronteras no telemedidas: El responsable de la lectura y reporte de información sería el agente comercializador que atiende el mayor número de usuarios en el mercado en el cual se encuentra la frontera.	

Sin embargo se plantean otras alternativas:

- Un tercero, que será analizada por el Comité para evaluar si se propone o no sin que se establezca la obligatoriedad.
- Que sea el comercializador, definiendo un costo para medición en la fórmula del CU, de manera que con base en dicho valor máximo reconocido, el comercializador pueda contratar con un tercero (incluyendo el OR) el servicio de medición, o pueda realizarlo directamente.

Para la propuesta 1 incluida en el cuadro anterior, se presenta el siguiente análisis que las soporta, y que se presentan en el numeral 5.1.

5.1.Propuesta 1: Responsable de la medida el Comercializador

- El contrato de condiciones uniformes prestación del servicio se celebra (consensualmente) entre la empresa de servicios públicos (comercializador) y el usuario. (Art. 130 de la Ley 142 de 1994, modificado en el Art. 18 de la 689 de 2001).
- El contrato de condiciones uniformes servicios públicos es el medio por el cual el usuario conoce sus derechos y deberes al igual que la empresa de servicios públicos (comercializador). (Art. 128 de la Ley 142 de 1994).
- La regulación indica que el cliente no es responsable de la medición, ni del buen funcionamiento de los equipos de medición, pero si sí de su reposición luego que la empresa suministradora (comercializador) lo ponga sobre aviso del requerimiento técnico. La empresa suministradora (comercializador) es el responsable de la buena medición. Si por omisión la empresa no da las señales respectivas pierde la oportunidad de cobrar la energía. (Art. 144, 145 y 146 de la Ley 142 de 1994).

- El operador de red tiene acceso irrestricto a la medición y su objetivo es verificar la energía para cobrar los cargos por uso de la red que opera. (Art. 7.4 Resolución CREG-070 de 1998).
- El tratamiento de las desviaciones significativas y fraudes hacen parte del contrato de condiciones uniformes prestación del servicio y son responsabilidad de la empresa suministradora (comercializadora). (Art. 128 de la Ley 142 de 1994, Art. 140 de la Ley 142 de 1994, modificado en el artículo 19 de la Ley 689 de 2001, Resolución CREG-054 de 1994 en sus artículos 14 y 15).
- Los casos en que no se dispone de la información de los consumos, el contrato de condiciones uniformes prestación del servicio debe indicar su método de cálculo y facturación conforme lo establece la ley. (Art. 128 de la Ley 142 de 1994, Art. 140 de la Ley 142 de 1994, modificado en el artículo 19 de la Ley 689 de 2001, Resolución CREG-054 de 1994 en sus artículos 14 y 15).
- Si la empresa (comercializador) no lee o no verifica el consumo pierde el derecho al precio por la energía. (Art. 146 de la Ley 1994).

5.2.Aspectos a considerar en cada una de las propuestas

Cada una de las 3 alternativas planteadas implican consideraciones importantes que deben definirse en el momento de asignar la responsabilidad de la medición:

5.2.1. Acceso a la medición

Sin importar quién sea el responsable de la medición, debe asegurarse a los demás agentes interesados en la frontera comercial, el acceso sin limitaciones a los equipos sistema de medidamedición, para poder realizar verificaciones y procedimientos que permitan la detección de posibles fraudes. Como se está pendiente de la determinación de las condiciones de debido proceso por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para este tipo de inspecciones, es importante considerar que dichas inspecciones deben incluir el factor sorpresa.

Existen propuestas para realizar estas visitas, como por ejemplo que el agente que quiera realizar la revisión las programe con una anticipación (sin informar el sitio exacto de las visitas, sino simplemente la fecha en la cual se harán y el sitio de reunión), a lo cual, si el agente responsable de la frontera no asiste, no podrá negar el acceso, y permitirá que, en caso de requerirse la rotura y el reemplazo de los sellos del contador, quien haga la inspección pueda realizar dicho cambio, informando en un término de por ejemplo 2 días, los nuevos datos de los sellos instalados. Para las revisiones de los sistemas de medición, sería conveniente tener en cuenta lo que se establezca en el Reglamento de Comercialización con respecto al mismo, ya que en el Documento CAC-016-04 se incluyeron los detalles de estos procedimientos específicos.

También, se propone que se incluya dentro de los elementos del contrato de servicios públicos (del comercializador y el usuario), una cláusula en la que se indique expresamente que están autorizados para acceder al los equipos de sistema de medida medición los funcionarios debidamente identificados del comercializador, el Operador de Red, e incluso, del comercializador que entrega la energíaexportador en dicha frontera.

5.2.2. Revisión de los datos reportados al ASIC para las liquidaciones

Se propone también, independientemente de quien sea el responsable de la medición, que el agente a quien se le calculan las transacciones en el mercado con base en la información reportada para cada contador, pueda solicitar la revisión de las mismas, modificando los plazos vigentes de la Resolución CREG 006 de 2003, y obligando al ASIC a realizar los ajustes pertinentes por motivo de las revisiones que sean procedentes, de manera que no se presenten inconvenientes para ajuste de cuentas por fuera del mercado mayorista.

Como procedimiento se propone que en primera instancia, a través del ASIC se presenten las objeciones, y que si las partes no llegan a un acuerdo en un término corto de tiempo, se plantearía como árbitro un tercero, con capacidad técnica para realizar este arbitraje (equipos y logística para interrogación de contadores), de manera que se pueda determinar cuál es la información con la cual se debe liquidar en un término no mayor a un mes después de reportada la información del contador por primera vez.

5.2.3. Aspectos contractuales del servicio de medición

Para los casos en que la medición quede como responsabilidad del Operador de Red o de un tercero, debe indicarse claramente las responsabilidades con respecto a la atención de reclamos de facturación de los usuarios originados en la medición, así como los tiempos de respuesta para entrega de información y demás aspectos que se considere deben enmarcar la relación del comercializador con el responsable de la medición (cuando se trate de un tercero, bien sea el OR u otro agente). También debe incluirse todo lo relacionado con la responsabilidad frente a daños, tiempos de reparación o reposición de equipos, y demás aspectos que se deriven de este tipo de situaciones.

Adicionalmente, debe considerarse en el costo de comercialización el valor de las revisiones de los sistemas de medición y de las lecturas de verificación, en los casos en que se decida que el comercializador no será el responsable de la medición. En la revisión de cargos para el nuevo responsable, deberá considerarse los pagos que hoy se estén realizando por este servicio de medición en las diferentes actividades de la cadena.

5.2.4. Ciclos de facturación y liquidaciones del mercado mayorista

Es importante considerar que, para fronteras que no presentan telemedición, debe considerarse que, para obtener economías de escala con las propuestas planteadas, es necesario modificar el esquema de las liquidaciones del mercado mayorista para efectos de determinar los consumos de los clientes de los comercializadores que no se contabilizan los consumos para el por mes calendario, sino por ciclos de facturación, y que no corresponde a en la forma en que se liquida en el ASIC (y por ende los contratos de largo plazo) y el LAC. Debe considerarse en las liquidaciones del ASIC que podrán existir fronteras comerciales que se liquidan con un ciclo de facturación diferente al mes calendario, que es el ciclo definido para facturación de transacciones en el mercado mayorista.

6. BALANCES DE ENERGÍA

El Comité considera que debe revisarse la regulación con respecto a la forma en que se calcula la demanda comercial de los agentes comercializadores, por las siguientes consideraciones:

Propuesta 1	Propuesta 2
6.1. Existe una asimetría regulatoria en el cálculo de la demanda de energía de los comercializadores, ya que a unos se les hace por balance de energía de fronteras comerciales del mercado mayorista, y a otros se les calcula en su mayoría con fronteras que corresponden al usuario final, o están cerca de las instalaciones de dicho usuario, generando una mayor asignación de pérdidas a quien le hacen los balances de energía.	No existe tal asimetría regulatoria y no se genera una mayor asignación de pérdidas a quien hace los balances de energía. No se puede hacer diferenciación mas allá de las magnitudes que los distintos agentes manejan en el sistema.
6.2. Cuando se hace referencia a una asimetría regulatoria, no se trata de diferencias en los factores de pérdidas utilizados para referir las lecturas de los contadores, sino al resultado de calcular la demanda de una forma que implica tratamiento desigual para unos agentes.	El hecho de que a los comercializadores se les calcule la energía con base en sus fronteras comerciales en nada difiere a que los comercializadores exportadores se utilicen las fronteras que tienen en sus subestaciones.
6.3. Es clara la diferencia que existe entre pérdidas de la red (que podrían ser asignables al Operador de Red) y las pérdidas de comercialización, las cuales están influenciadas en gran medida por la existencia o no de otras fronteras comerciales dentro del mercado que atiende el comercializador.	El hecho de que existan fronteras comerciales dentro del mercado que atiende el comercializador no implica la existencia de mayores pérdidas.

- 6.4. Existe una asimetría regulatoria en el cálculo de la demanda de energía de los comercializadores, ya que a unos se les hace por balance de energía de fronteras comerciales del mercado mayorista, y a otros se les calcula en su mayoría con fronteras que corresponden al usuario final, o están cerca de las instalaciones de dicho usuario, generando una mayor asignación de pérdidas a quien le hacen los balances de energía.
- 6.5. Cuando se hace referencia a una asimetría regulatoria, no se trata de diferencias en los factores de pérdidas utilizados para referir las lecturas de los contadores, sino al resultado de calcular la demanda de una forma que implica tratamiento desigual para unos agentes.

- 6.6. Es clara la diferencia que existe entre pérdidas de la red (que podrían ser asignables al Operador de Red) y las pérdidas de comercialización, las cuales están influenciadas en gran medida por la existencia o no de otras fronteras comerciales embebidas dentro del mercado que atiende el comercializador.
- 6.7. Los niveles de pérdidas reconocidas por la regulación no corresponden a la realidad del sistema eléctrico colombiano, ni es consecuente con la problemática social que impide la adecuada gestión de las mismas en buena parte del territorio nacional.
- 6.8. La señal de pérdidas asignadas del STN debe ser incluida de forma independiente y como cobro directo a los usuarios, ya que ni los comercializadores ni los operadores de red pueden hacer gestión sobre las mismas. Estas pérdidas se deben en gran medida a problemas de medición de las fronteras con el STN (incluyendo las de generación), y dependen mucho de los flujos sobre el STN.