



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

# **REVISIÓN DEL LIMITE DE USUARIO NO REGULADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**DOCUMENTO CREG-138**  
15 de diciembre de 2009

CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

*gpe*

## COMPETENCIA EN EL MERCADO MINORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. Introducción
2. Antecedentes
3. Objetivos y ámbito de aplicación
4. Alcance de este documento
5. Análisis de las condiciones actuales del mercado colombiano.
6. Análisis Beneficio-Costo
7. Otras consideraciones: impacto en cargos y contribuciones
8. Propuesta a la CREG

## 1. INTRODUCCIÓN

El Artículo 23, literal g, de la Ley 143 de 1994 establece entre las funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la de definir con base en criterios técnicos, las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados del servicio de electricidad.

Cumpliendo con esta función, la CREG, a través de la Resolución CREG 131 de 1998 reguló el mercado competitivo de energía eléctrica, estableciendo los criterios vigentes para que un usuario participe en el mercado en competencia, es decir se convierta en usuario no regulado, y definiendo los requisitos necesarios para que su participación en este mercado sea operativamente factible.

Considerando que esta regulación ha estado vigente desde el año 1998, este documento tiene por objeto presentar un análisis de los criterios para participar en el mercado competitivo, a fin de determinar la conveniencia de una actualización de los mismos.

En este documento se pretende abrir a la discusión de la industria, los usuarios y todo agente interesado, los resultados de la competencia en la comercialización minorista en los últimos años, la conveniencia de ampliar esta competencia a un mayor número de usuarios y motivar el desarrollo de estudios complementarios que sirvan de base para, en un proceso regulatorio independiente, evaluar las diversas opciones tecnológicas y/o metodológicas relacionadas con la medición de los consumos de los nuevos usuarios que acceden a la competencia.

El análisis presentado en este documento considera la evolución del mercado en competencia en estos últimos diez (10) años, los costos de los requisitos exigidos por la regulación para participar en el mercado, las consecuencias que traería la reducción del límite en el mercado regulado y algunas referencias a experiencias internacionales, entre otros temas.

## 2. ANTECEDENTES

La comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994, consiste en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, desarrollada por aquellos agentes económicos que cumplan las disposiciones que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

La Ley establece dos tipos de mercados para la comercialización de energía eléctrica<sup>1</sup>:

- i) Un mercado libre donde las transacciones de electricidad entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquellas y éstas y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad y los usuarios no regulados, son libres y son remuneradas mediante los precios que acuerden las partes.
- ii) Un mercado regulado donde las ventas de electricidad a usuarios finales regulados son retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

---

<sup>1</sup> Artículo 42 de la Ley 143 de 1994.

Igualmente la Ley 143 de 1994 define a los usuarios regulados y a los usuarios no regulados en los siguientes términos:

**“Usuario Regulado:** *Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.*

**Usuario No Regulado:** *Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada.”*

En el mismo sentido el artículo 23, literal g, de la Ley 143 de 1994 faculta a la Comisión para definir, con base en criterios técnicos, las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados del servicio de electricidad.

Cumpliendo con lo establecido en la ley, la CREG expidió la Resolución 199 de 1997, mediante la cual definió los límites de potencia y energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo, consistentes en:

- 1,0 MW hasta el 31 de diciembre de 1997
- 0,5 MW ó 270 MWh a partir del 1º de enero de 1998

Además estableció como requisito indispensable para acceder al mercado competitivo que el usuario instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemida, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora, de acuerdo con los requisitos del Código de Medida, y que todo usuario no regulado debe estar representado por un comercializador ante el mercado mayorista.

La Resolución 199 de 1997 fue modificada por la Resolución 131 de 1998, vigente en la actualidad, que modificó principalmente los límites de potencia y energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo. Esta resolución los estableció como:

- 0,5 MW o 270 MWh hasta el 31 de diciembre de 1999
- 0,1 MW o 55 MWh a partir del 1º de enero del 2000

Es decir, los límites de demanda de potencia de 0,1 MW y de consumo mensual de energía de 55 MWh, medidos en un solo sitio individual de entrega en cada período, están vigentes desde el 1 de enero del año 2000.

El cumplimiento de estos límites es verificado por los comercializadores con los siguientes criterios:

1. Para instalaciones existentes, la demanda de potencia o de energía se calcula como el promedio de las facturaciones mensuales, bajo condiciones normales de operación, medida en el sitio individual de entrega durante los últimos 6 meses anteriores a la fecha en que se verifica la condición.
2. Las instalaciones existentes que no cumplan con esta condición, pero prevén aumentar sus requerimientos de energía en forma tal que superen el límite vigente para participar en el mercado competitivo, pueden ser considerados usuarios no regulados, sujetos al cumplimiento de los límites establecidos durante cada uno de los primeros seis (6) meses de suministro en condiciones competitivas.

3. A las nuevas instalaciones se les calcula una demanda promedio esperada, con referencia a las características de demanda de un usuario de condiciones similares ya conectado; sin embargo, los nuevos usuarios pueden demostrar que las características de su negocio o instalaciones producirán demandas mensuales superiores a los límites establecidos, de acuerdo con procedimientos técnicos apropiados.

Por otra parte la regulación vigente establece una serie de responsabilidades y obligaciones de las partes, consistentes en lo siguiente:

1. El comercializador que registre una frontera comercial de un usuario no regulado es responsable ante el mercado por sus consumos hasta tanto tal usuario tenga vigente una nueva situación contractual con otro comercializador y este último registre la frontera comercial del usuario respectivo. En consecuencia, la inexistencia de una relación contractual entre un usuario no regulado y el comercializador responsable de la respectiva frontera comercial ante el mercado mayorista, es causal de suspensión del servicio.
2. Si durante la vigencia de un contrato la demanda promedio de un usuario atendido por un comercializador como parte del mercado competitivo, medida sobre un período de seis meses bajo condiciones normales de operación, se reduce en forma tal que resulta inferior al límite establecido, dicho usuario perderá su condición de no regulado. En este caso, el comercializador que haya suscrito contrato con dicho usuario coordinará con el comercializador del mercado que escoja el usuario, o en su defecto con el comercializador con mayor número de usuarios regulados en el mercado de comercialización respectivo, la fecha a partir de la cual este último se hará responsable de la prestación del servicio a tal usuario en el mercado regulado, entendiéndose que la relación contractual anterior termina en dicha fecha.
3. El no pago de las facturas de un usuario no regulado, de acuerdo con las condiciones de facturación y pago pactadas en el contrato, dará lugar a la suspensión del servicio por parte del comercializador, quien podrá contratar la realización de tal actividad.
4. El no pago de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local por parte del comercializador de un usuario no regulado, de acuerdo con las condiciones de facturación y pago pactadas en el contrato entre las partes, facultará al transportador a suspender el servicio a los usuarios atendidos por tal comercializador.
5. Los comercializadores continuarán atendiendo como usuarios no regulados a quienes durante la vigencia del contrato hayan sido admitidos en concordato, caso en el cual no procederá la terminación del contrato por esa causal, ni la suspensión o corte del servicio por créditos insolutos a favor del comercializador causados antes de la convocatoria o admisión del concordato, de acuerdo con lo establecido en los artículos 103 y 104 de la Ley 222 de 1995.
6. A partir del vencimiento del plazo del respectivo contrato de suministro en condiciones de mercado competitivo, si la demanda promedio, medida sobre un período de seis meses, del usuario atendido por un comercializador en condiciones

de no regulado, se reduce en forma tal que resulta inferior al límite establecido, dicho usuario perderá su condición de no regulado y, en consecuencia, será atendido como usuario regulado por el comercializador que escoja libremente. Si al vencimiento del término del contrato de suministro en condiciones de mercado competitivo, el usuario no ha elegido un nuevo comercializador, debe ser atendido como usuario regulado por el mismo comercializador en la forma prevista en el artículo 104 de la Ley 222 de 1995, siempre y cuando dicho comercializador tenga Costo base de Comercialización (Co\*) aprobado por la Comisión. En caso de que el Comercializador no tenga Co\* aprobado el usuario regulado debe ser atendido en la forma prevista en el citado artículo 104, por el comercializador que atienda el mayor número de usuarios regulados en el respectivo Mercado de Comercialización donde se encuentre el usuario.

Considerando lo anterior, el objetivo de este documento consiste en analizar los límites de demanda y potencia establecidos en la regulación vigente, incluida su forma de cálculo y verificación, para determinar si es conveniente ampliar el número de usuarios con acceso al mercado competitivo en el corto plazo y abrir el debate para determinar cuál es el futuro del mercado colombiano en el mediano y largo plazo.

Los requisitos adicionales a los límites y los equipos de medición, exigidos en la actualidad por la regulación, así como las responsabilidades de los comercializadores y los mismos usuarios no regulados, serán analizados y tratados en un documento aparte.

### **3. OBJETIVOS**

Este documento tiene por objeto poner a disposición de los usuarios, de las empresas comercializadoras de energía eléctrica y de todos los interesados un análisis de la competencia en el mercado minorista de comercialización en Colombia que determine si es conveniente ampliar el número de usuarios con acceso al mercado en competencia en el corto y el mediano plazo. Es decir, este documento contiene una propuesta de revisión de los límites de demanda y potencia que definen el acceso de los usuarios al mercado competitivo de energía eléctrica.

### **4. ALCANCE DE ESTE DOCUMENTO**

*Para alcanzar estos objetivos, este documento contiene los siguientes temas:*

Capítulo 5. Análisis de las condiciones actuales del mercado colombiano.

Capítulo 6. Análisis Beneficio – Costo.

Capítulo 7. Impacto en cargos y contribuciones.

Capítulo 8. Propuesta a la CREG

### **5. ANALISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL MERCADO COLOMBIANO**

Es común que una vez se implemente un mercado mayorista en condiciones de competencia, se tienda a continuar con la liberalización gradual de la demanda, hasta

llegar en muchos casos a la liberalización total de la misma. Esto es, pasar de un modelo en el que existe un mercado competitivo de generación y quizás sólo las empresas distribuidoras y los grandes consumidores compran libremente en dicho mercado, a un modelo en el que todos los usuarios, grandes y pequeños, pueden acceder al mercado competitivo.

El tiempo de transición de un modelo a otro ha variado en los diferentes países donde se han implementado las reformas al sector eléctrico. En algunos Estados de EEUU este lapso no existió, mientras que en países de Europa y en Australia este lapso ha variado de un año hasta nueve años, como fue el caso del Reino Unido. Colombia lleva en el primer modelo desde 1995, con dos reducciones en el límite de elegibilidad para participar en el mercado competitivo, en 1997 y 2000.

En Colombia, el análisis de la conveniencia de aumentar el grado de liberalización del mercado minorista eléctrico responde básicamente a un análisis de costo – beneficio de implementación de la medida, como se recomienda por la literatura en el tema. El propósito de adelantar un análisis de esta naturaleza es soportar las decisiones regulatorias en materia de liberalización del mercado con evaluaciones que indiquen que dichas medidas efectivamente se pueden implementar por ser atractivas para los usuarios. Este análisis contiene varios aspectos, unos objetivos y otros que obedecen más a percepciones subjetivas de los agentes participantes.

Teniendo en cuenta lo anterior, los beneficios que se analizan en este documento son:

- Las reducciones de precios que pueden resultar de la participación en el mercado competitivo.
- El valor agregado o las innovaciones desarrolladas por la competencia, para beneficio de los usuarios.

Por otra parte, los costos que se analizan son:

- Costos de acceder al mercado competitivo para los usuarios no regulados, de acuerdo con las reglas establecidas actualmente en la regulación.

El análisis costo – beneficio de esta medida no puede ser aislado de las condiciones actuales del mercado eléctrico colombiano, pues muchas de ellas dependen directamente de las otras: sin un mercado mayorista competitivo no puede existir un mercado minorista competitivo, la existencia de múltiples compradores y vendedores en el mercado hace posible la competencia, así como las condiciones de entrada y salida de los agentes en el mercado. Es importante también considerar el efecto que el ejercicio de la elegibilidad de la empresa para un mayor número de usuarios tiene en el esquema de tarifas y subsidios cruzados vigentes en la actualidad en el país.

Considerando lo anterior, a continuación se realiza un análisis de las condiciones actuales del mercado colombiano, como base del análisis costo – beneficio que se desarrolla seguidamente y de cuyo resultado se establecen las conclusiones y recomendaciones a la CREG, para ser puestas a consideración de los agentes interesados.

## 5.1 COMPETENCIA

Este documento no pretende analizar el grado de competencia en el mercado mayorista ni la transparencia del precio resultante del mismo, sino que se limita a analizar la competencia en el mercado minorista de electricidad, en estos términos:

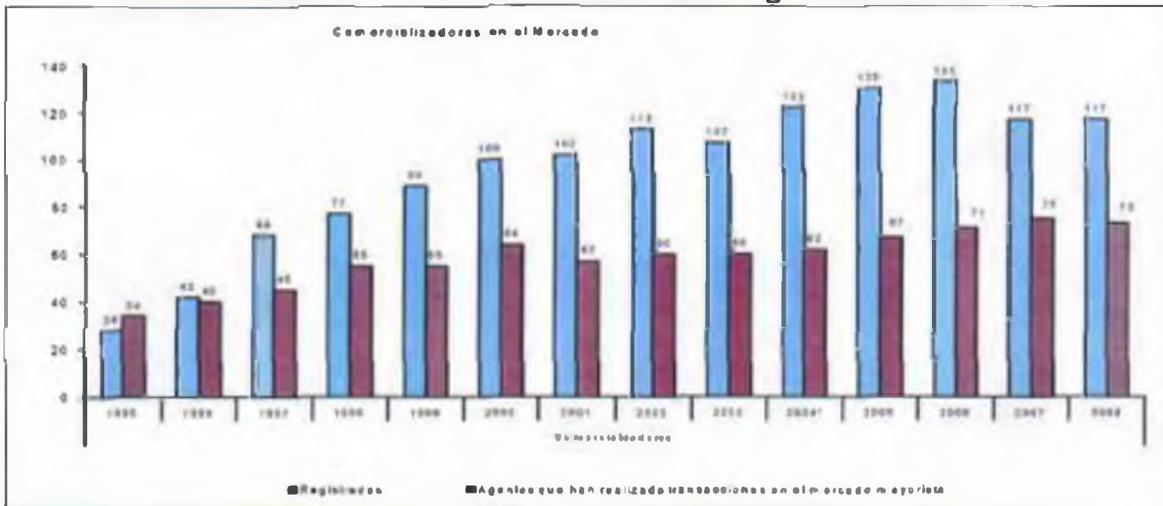
Oferta (Comercializadores a Usuarios No Regulados): Número de participantes, estructura del mercado y concentración del mercado.

Demanda (Usuarios No Regulados): Número de participantes y número de posibles nuevos participantes en el mercado.

Un mercado competitivo necesita muchos vendedores, con el objeto de que todos ellos sean tomadores de precios y ninguno de ellos pueda afectar el precio de mercado, es decir ejercer posición dominante. Incentivar la entrada de nuevos agentes al mercado, reduciendo barreras de entrada y salida y estableciendo reglas claras de acceso al mercado, es uno de los requerimientos necesarios para que el modelo de competencia funcione.

El mercado colombiano de comercialización ha tenido una evolución positiva en cuanto a número de vendedores se refiere, durante los últimos años. El Gráfico No. 1 permite observar que en el año 1998 el número de comercializadores registrados en el mercado era de 77, de los cuales 55 realizaban transacciones, y 10 años después, en 2008, el número de agentes registrados era de 117, de los cuales 73 realizaban transacciones en el mercado mayorista.

Gráfico No. 1  
Número de Comercializadores de Energía Eléctrica



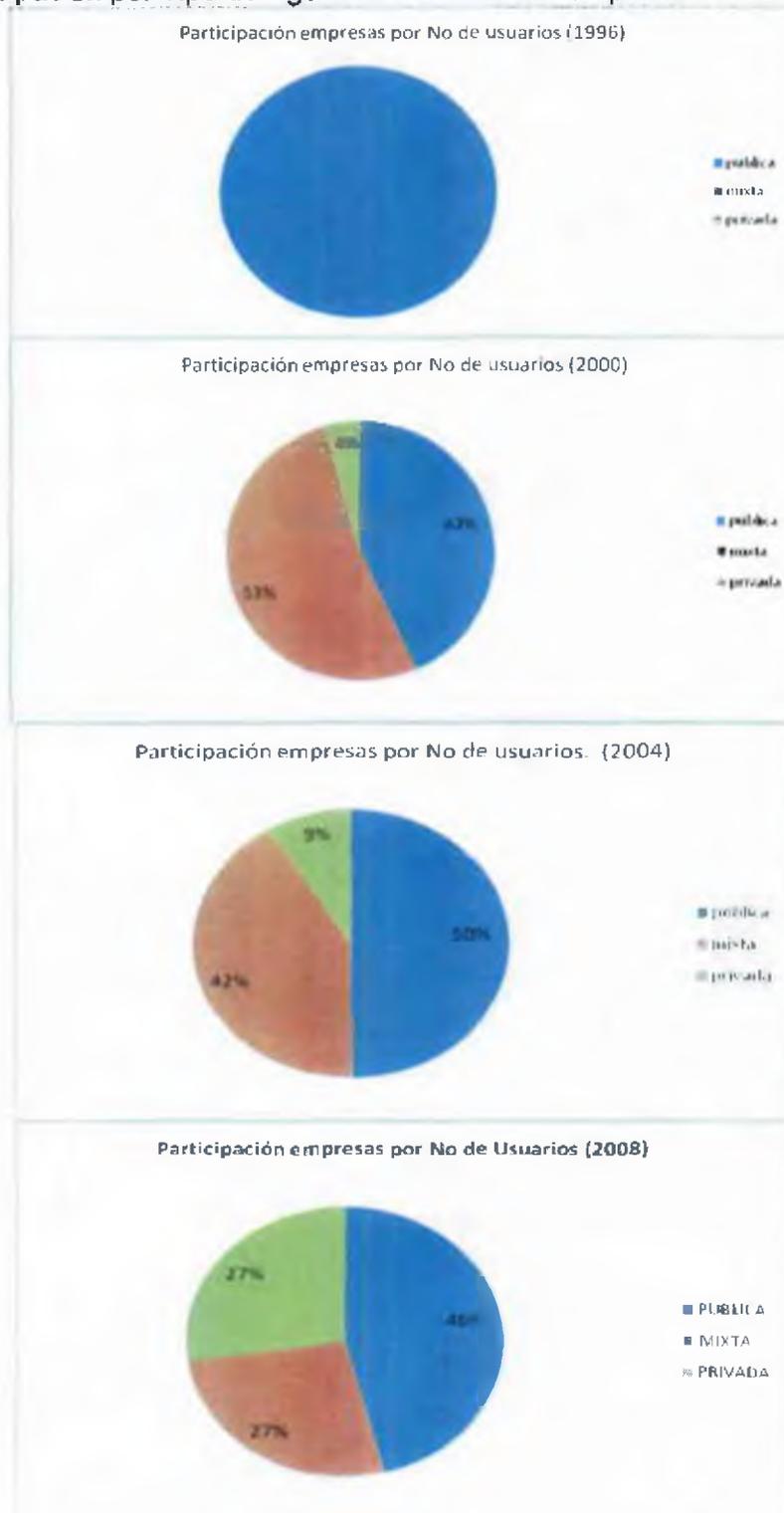
Fuente: XM. Datos a diciembre de 2008.

Por otra parte, después de 13 años de apertura del mercado eléctrico, la participación de comercializadores públicos, mixtos y privados, analizada considerando el número de usuarios no regulados que atienden, cambió significativamente. En 1996 el 100% de los usuarios no regulados era atendido por empresas públicas, mientras que en el año 2008 46% era atendido por empresas públicas, 27% por empresas mixtas y 27% por empresas privadas. Esta comparación se presenta en el Gráfico No. 2.

El surgimiento de empresas mixtas y el crecimiento de la participación privada fue resultado de los procesos de enajenación ocurridos a finales de la década anterior, de la entrada de nuevos agentes al mercado y en los últimos años la creación de empresas especializadas en el mercado no regulado.

*opc*

**Grafico No 2**  
**Participación por Tipo de Agentes en Mercado Competitivo 1996 – 2008**



Fuente XM. Elaboración CREG.

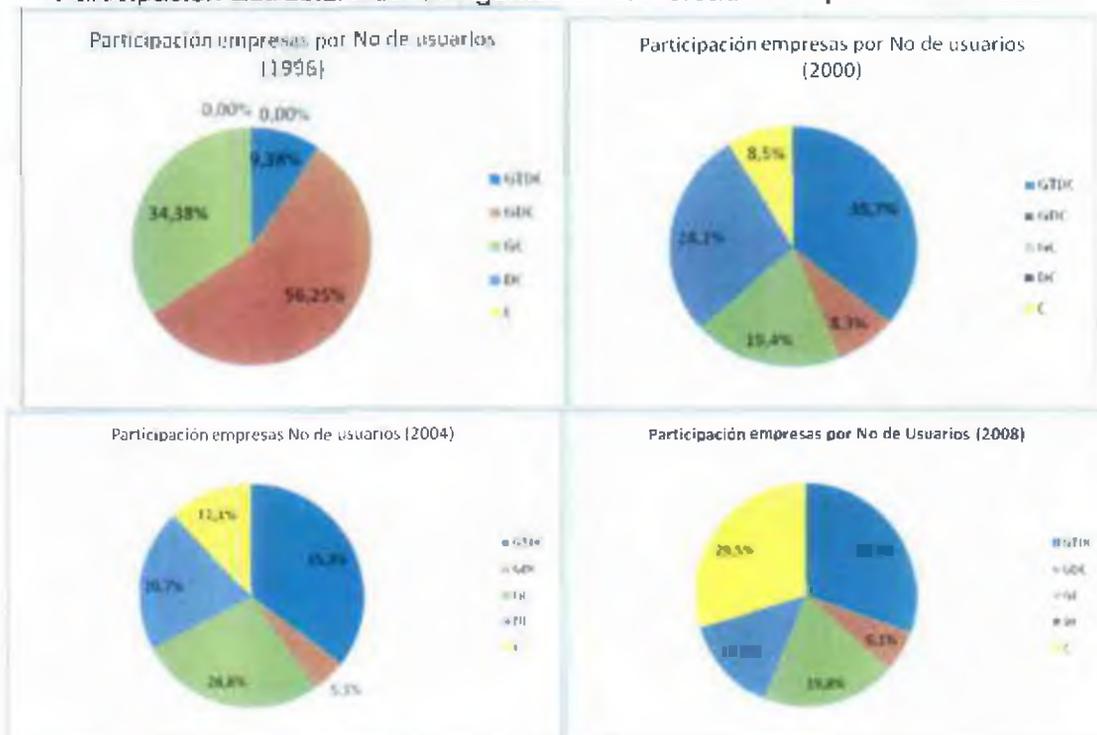
Por otra parte, la estructura del mercado colombiano revela que a pesar de que los agentes integrados verticalmente, especialmente los generadores-transportadores-

*pc*

distribuidores-comercializadores (GTDC) y los generadores-comercializadores (GC), tienen una participación mayoritaria del mercado competitivo, algunos comercializadores independientes representan la demanda de un grupo significativo de usuarios no regulados.

De acuerdo con las cifras obtenidas de XM, se estima que para el año 2008 los comercializadores independientes alcanzaron una participación del 29,5% en número de usuarios no regulados, como se observa en el Gráfico No. 3. Sin embargo, es importante mencionar que dentro de estos comercializadores independientes se encuentran las empresas que han sido creadas a partir de empresas integradas, como es el caso de Energía Empresarial de la Costa, entre otras.

Gráfico No. 3  
Participación Estructura de los Agentes en el Mercado Competitivo en el 2008



Fuente: XM. Datos a diciembre de 2008.

Lo anterior contrasta con la situación del año 1996, en que no existían comercializadores independientes en el mercado no regulado y las empresas integradas conservaban el liderazgo absoluto del mercado.

Finalmente, como cierre de este análisis de competencia en la oferta de comercialización minorista, a continuación se presenta el análisis del tamaño de las empresas en relación con el mercado, es decir el grado de concentración, tomando como criterio el Índice de Herfindahl-Hirschman o HHI.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> El HHI está definido como la suma de los cuadrados de la participación del mercado de las empresas en el mercado.

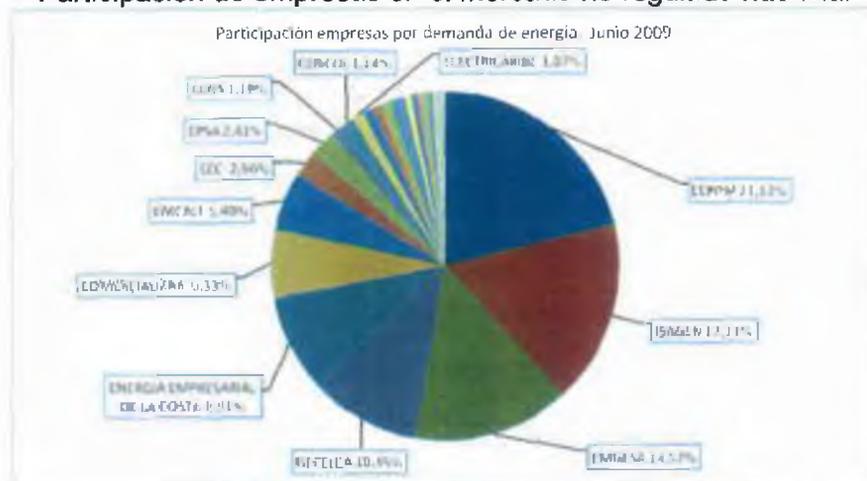
*pe*

El HHI es un indicador ampliamente conocido que determina el tamaño relativo de las firmas en un mercado. Resultados entre 1000 y 1800 se interpretan como un mercado moderadamente concentrado. Resultados de más de 1800 indican un mercado con una gran concentración en pocas firmas.

El análisis se realizó para tres escenarios:

- a) Participación de las empresas en el mercado no regulado: Esto es, considerando la participación por demanda no regulada que corresponde a cada empresa comercializadora en el país, según se presenta en el Gráfico No. 4. Con los datos de la demanda de junio de 2009 el índice HHI es de 1228. Según la teoría de mercados, se considera que el mercado está moderadamente concentrado.

Gráfico No. 4  
Participación de empresas en el mercado no regulado nacional



Fuente. XM. Datos a junio de 2009.

- b) Participación por grupo empresarial en el mercado no regulado: Considerando las relaciones económicas y las adquisiciones y/o fusiones de varias de las empresas comercializadoras en el país, es necesario realizar este análisis a partir de los grupos empresariales más que de las empresas. Este ejercicio se realizó considerando las empresas cuya participación mayoritaria es de la Nación independiente una de la otra y como grupo empresarial, tal como se indica en las Tablas No. 1 y 2 y en los Gráficos No. 5 y 6. A junio de 2009 el cálculo del índice HHI es 1445, cuando las empresas cuyo control es de la Nación se consideran independientes y 1885 cuando estas empresas se consideran como un grupo empresarial. Según la teoría mercados con índices mayores de 1800 se consideran concentrados, por lo que en el primer escenario se puede afirmar que el mercado está moderadamente concentrado y en el segundo que el mercado está concentrado. No obstante lo anterior, teniendo en cuenta las políticas gubernamentales en materia del manejo de las empresas que controla, la Comisión considera que el escenario descrito en la Tabla No. 1 y en el Gráfico No. 5 es una mejor aproximación a la realidad del mercado de comercialización minorista de energía eléctrica.

*gpc*

Tabla No. 1  
Participación en el mercado no regulado por grupo empresarial

Participación de las empresas por demanda	%	HHI
EPPMM+CHEC+EDEQ+ESSA+CENCOL+CENS	24,47%	5,99%
ISAGEN	17,11%	2,93%
EMGESA	14,57%	2,12%
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA+EPSA+ELECTRICARIBE	12,39%	1,54%
GECELCA	10,35%	1,07%
COMERCIALIZAR	6,33%	0,40%
EMCALI	5,40%	0,29%
EEC	2,56%	0,07%
GENERCAUCA	0,97%	0,01%
DICEL	0,89%	0,01%
CONENERGIA	0,85%	0,01%
ENERTOLIMA+PEREIRA	0,79%	0,01%
ELECTROHUILA	0,74%	0,01%
ENERGIA CONFIABLE	0,66%	0,00%
EMSA	0,51%	0,00%
FACELCO	0,32%	0,00%
TOTAL	<b>98,92%</b>	<b>14,45%</b>

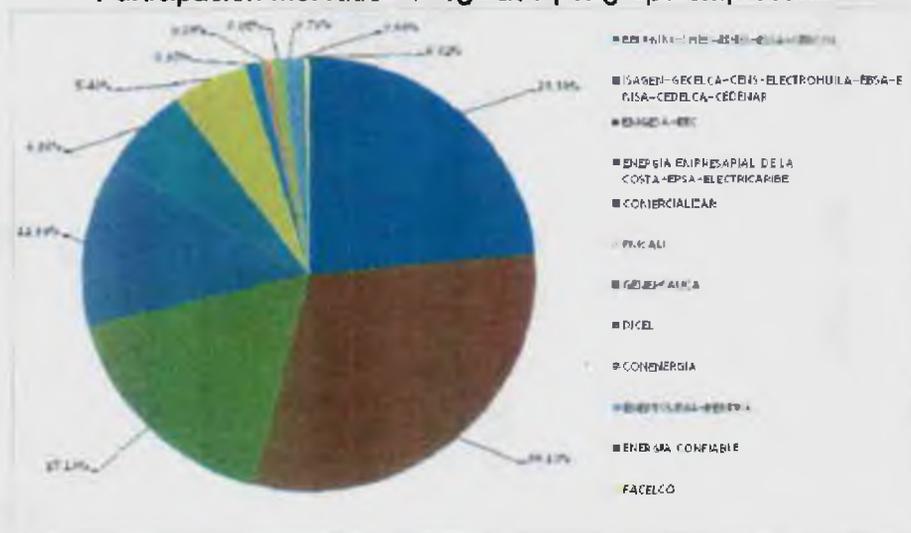
Fuente: XM. Datos de junio de 2009.

Tabla No. 2  
Participación en el mercado no regulado por grupo empresarial

Participación por demanda por grupo empresarial. Junio 2009	%	HHI
EPPMM+CHEC+EDEQ+ESSA+CENCOL+CENS	24,47%	5,9896%
ISAGEN+GECELCA+ELECTROHUILA+EBSA+EMSA+C EDELCA+CEDENAR	29,00%	8,4105%
EMGESA	14,57%	2,1225%
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA+EPSA+ELECTRICARIBE	12,39%	1,5356%
COMERCIALIZAR	6,33%	0,4006%
EMCALI	5,40%	0,2915%
EEC	2,56%	0,0655%
GENERCAUCA	0,97%	0,0093%
DICEL	0,89%	0,0079%
CONENERGIA	0,85%	0,0072%
ENERTOLIMA+PEREIRA	0,79%	0,0063%
ENERGIA CONFIABLE	0,66%	0,0044%
FACELCO	0,32%	0,0011%
TOTAL	<b>99,21%</b>	<b>18,85%</b>

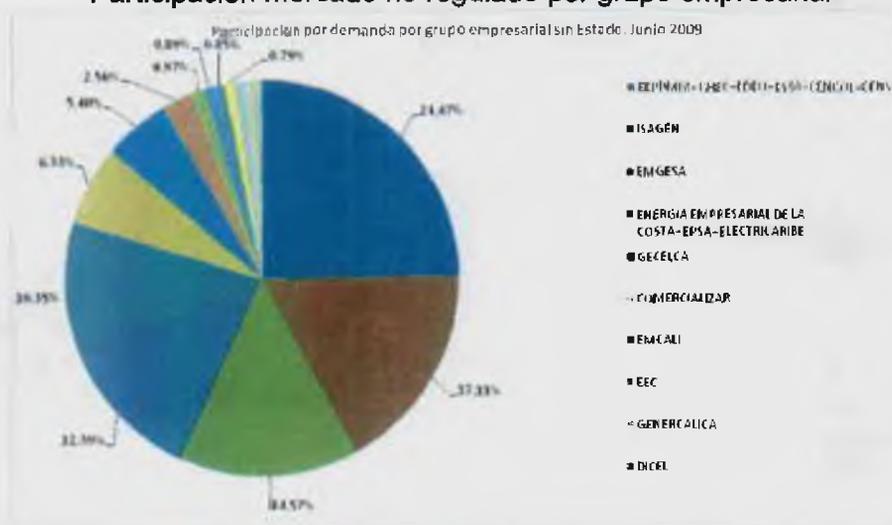
Fuente: XM. Datos de junio de 2009.

Gráfico No 5  
Participación mercado no regulado por grupo empresarial



Fuente: XM. Datos de junio de 2009.

Gráfico No 6  
Participación mercado no regulado por grupo empresarial



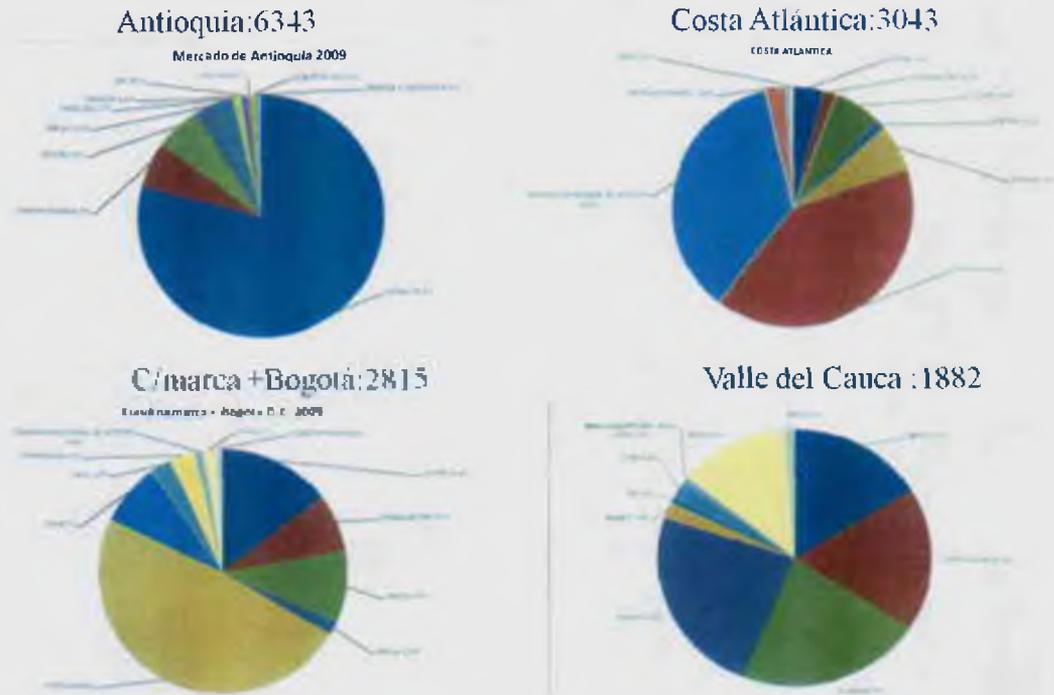
Fuente: XM. Datos de junio de 2009.

c) Participación de las empresas por regiones: Se realizó el análisis de concentración de mercados para las principales regiones del país: Antioquia, Cundinamarca y Distrito Capital, Valle del Cauca y la Costa Atlántica. Como se ilustra en los Gráficos No. 7, los resultados son significativamente diferentes para cada una de las regiones analizadas, siendo Antioquia la más concentrada con un HHI de 6643, seguida de la Costa Atlántica (La Guajira, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar, Córdoba y Sucre) con un índice de 3043, Cundinamarca y Bogotá Distrito Capital 2815, y la menos concentrada el Valle del Cauca, con un índice de 1882. Todas las regiones superan los 1800, por lo que se puede afirmar que todas las regiones son mercados concentrados. Las causas de esta concentración puede obedecer a diferentes factores como conformación previa a la desregulación de los mercados

92

de comercialización, regionalismos o preferencias de los usuarios, entre otras; sin embargo, es importante resaltar el hecho de que todas las regiones son mercados desafiables, en cuanto a que todos los comercializadores pueden entrar a todas las regiones; prueba de ellos es que varios comercializadores está presentes en varias regiones.

Gráficos No. 7  
Índice de concentración en las regiones.



Fuente: XM. Elaboración: CREG. Cifras de Junio de 2009.

## 5.2 Análisis de la Demanda

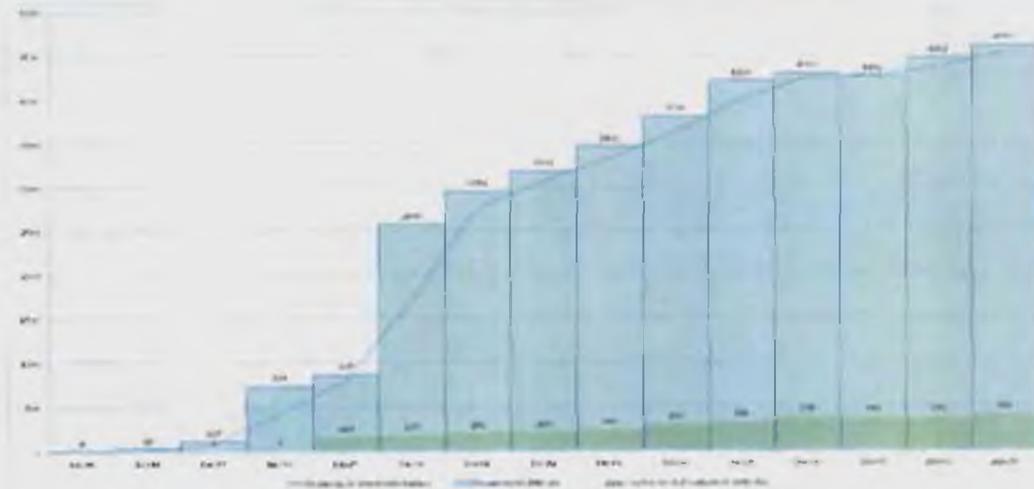
El número de usuarios no regulados ha sido creciente, especialmente a partir del año 2000, cuando entró en vigencia la última actualización del límite establecido para ejercer la opción de cambiar de condición, partiendo de 2575 usuarios en el año 2000 y llegando a 4290 en diciembre de 2006. A partir del año 2007, sin embargo, el crecimiento se moderó, resultando en una reducción para diciembre de 2007 y un crecimiento muy reducido para los años 2008 y 2009.

Consistente con lo anterior, la participación de la demanda del mercado no regulado en la demanda total representó el 24,75% en el año 2000 y el 33,42% en el año 2006. Sin embargo, para el año 2007 la participación de la demanda del mercado no regulado en la demanda total se redujo al 32,54% y mantuvo esta tendencia decreciente hasta diciembre de 2008.

Es decir, después de un crecimiento sostenido del mercado no regulado, en los últimos dos años esta tendencia cambió a una reducción o un crecimiento mucho menos significativo, como se muestra en los Gráficos No. 8 y 9.

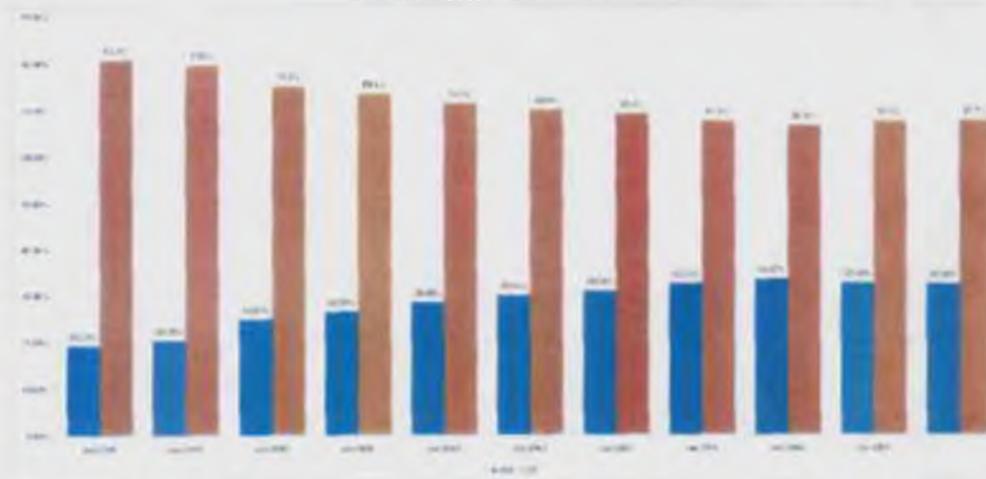
92

Gráfico No. 8  
Crecimiento Número de UNR



Fuente: XM. Datos a diciembre de 2008.

Gráfico No. 9  
Crecimiento de la Demanda UNR





Fuente: XM. Datos a diciembre de 2008.

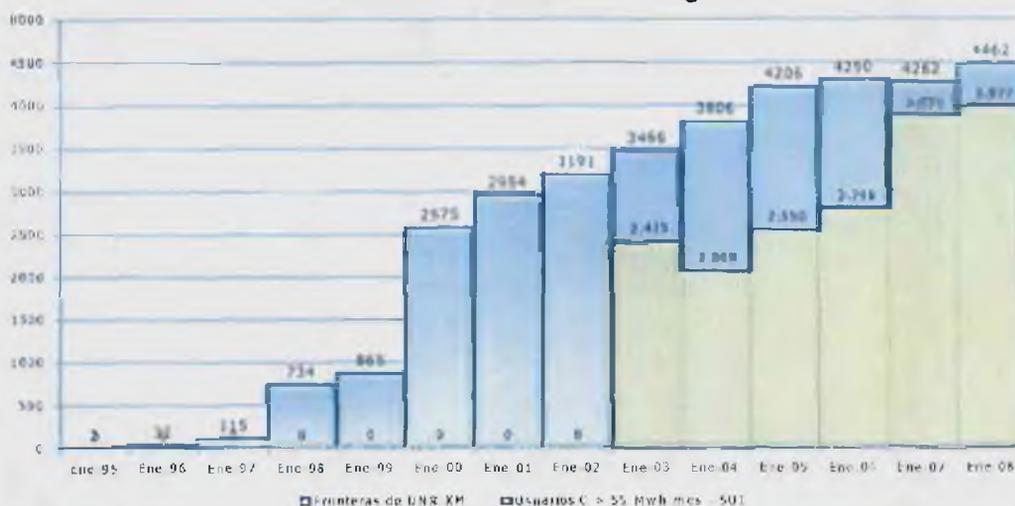
Por otra parte, se realizó una comparación entre el número de usuarios no regulados registrados en el Mercado de Energía Mayorista – MEM – y el número de usuarios con una demanda de energía superior a 55 MWh-mes registrados en Sistema Único de Información – SUI, con el objeto de determinar qué cantidad de usuarios potenciales había pasado al mercado no regulado y qué cantidad continuaba en el mercado regulado, a pesar de tener las condiciones para cambiar de condición.

El resultado obtenido de este análisis es que el número de usuarios no regulados registrados en el MEM es superior al número de usuarios calificados para serlo, de acuerdo con la información obtenida del SUI. Este resultado puede deberse a las siguientes causas:

- La información del SUI sólo considera la energía consumida por los usuarios y no la potencia instalada de los usuarios. De acuerdo con lo establecido en la regulación, es suficiente cumplir con cualquiera de las dos condiciones.
- No hay incentivos claros para que los comercializadores verifiquen periódicamente el cumplimiento de las condiciones de los usuarios no regulados. Muchos de los usuarios que una vez cumplieron las condiciones pueden haberlas perdido y no existen ni los incentivos ni los mecanismos para que esta condición se verifique y se realicen las acciones correspondientes establecidas en la regulación.
- Confiabilidad de la información.

El Grafico No. 10 ilustra lo mencionado anteriormente.

Gráfico No. 10  
Potencialidad de usuarios no regulados.



Fuente: XM y SUI. Datos a diciembre de 2008

## CONCLUSIONES CAPÍTULO 5

Las conclusiones a los análisis realizados en este capítulo son las siguientes:

- Durante la última década se presentó un incremento significativo en el número de agentes que atienden usuarios no regulados.
- Igualmente se presentó una diversificación de la propiedad de las empresas que atienden tales usuarios, pasando de una participación 100% pública a un equilibrio entre pública, mixta y privada.
- Así mismo se hizo evidente un incremento en la participación de comercializadores independientes.
- El grado de concentración del mercado, teniendo en cuenta la participación en la demanda por grupo empresarial, es de 1445, razón por la cual se puede afirmar que el mercado está medianamente concentrado.
- Todas las regiones son mercados desafiables por cualquier empresa comercializadora.
- Incremento significativo en el número de usuarios no regulados y en la demanda no regulada a partir del año 2000.
- Sin embargo, durante los últimos tres (3) años se experimentó una reducción en la tasa de crecimiento del número de usuarios no regulados y en la participación de la demanda de estos usuarios frente a la demanda total de energía eléctrica.
- Teniendo en cuenta lo anterior, es posible señalar que las medidas adoptadas mediante la Resolución CREG 131 de 1998 permitieron la dinamización del mercado competitivo de comercialización minorista de energía eléctrica. Sin embargo, el comportamiento de este mercado durante los últimos años evidencia una moderación de esa dinámica. En este sentido, teniendo en cuenta los preceptos de la Ley 143 de 1994, se hace necesario analizar la conveniencia de adoptar nuevas medidas regulatorias que permitan una mayor liberalización del mercado de comercialización minorista de energía eléctrica.

*opc*

## 6 ANALISIS BENEFICIO-COSTO

En este capítulo se realiza un análisis beneficio – costo de reducir el límite de consumo o potencia instalada que determina la condición de usuario no regulado. Primero se analizan los beneficios para los usuarios afectados con la medida, los cuales son básicamente reducción de precio y oferta de valores agregados; es posible cuantificar el primero, mientras que el segundo obedece a criterios cualitativos y por tanto resulta difícil cuantificarlo. Por otra parte se cuantifican los costos que esta medida implica, considerando los requisitos exigidos actualmente por la regulación.

### 6.1 Escenarios de Análisis de Beneficio- Costo

Con el objeto de cuantificar los beneficios y costos en que incurriría el mercado como consecuencia de una eventual reducción del límite de elegibilidad, planteamos tres escenarios posibles:

- Reducción de límite a 35 Mwh-mes ó una potencia instalada equivalente de 65 kW.
- Reducción del límite a 20 Mwh-mes ó una potencia instalada equivalente de 35 kW.
- Reducción del límite a 10 Mwh-mes ó una potencia instalada equivalente de 20 kW.

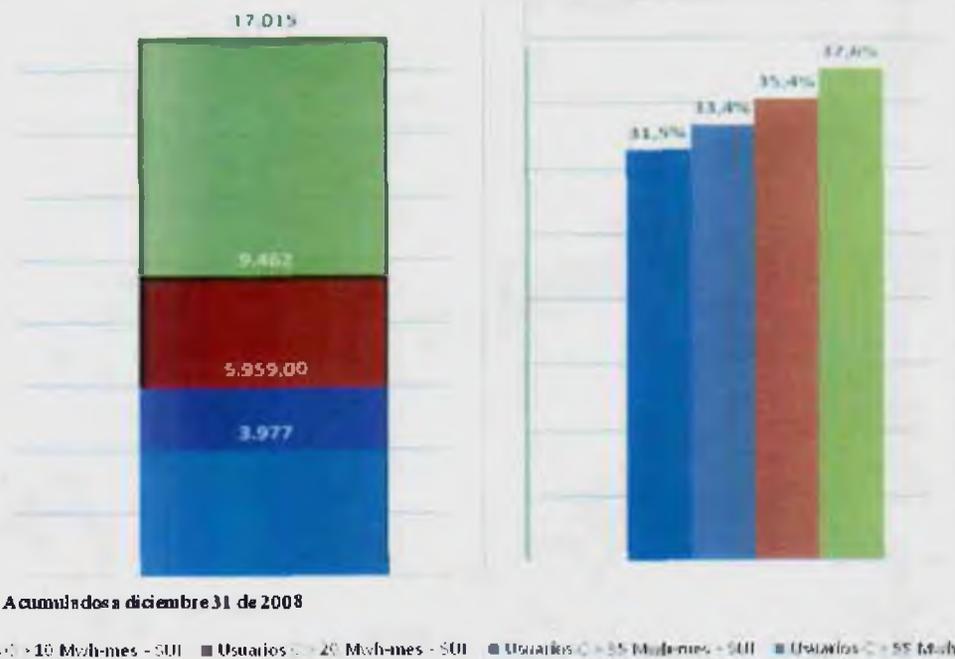
Con estas tres opciones y a partir de la información obtenida del SUI, establecimos dos variables base de nuestro análisis: i) cuál sería el número adicional de usuarios que potencialmente entraría en el mercado no regulado; y ii) qué porcentaje adicional de demanda de energía entraría a formar parte de la demanda no regulada.

A partir de la información de consumo mensual registrada en el SUI para diciembre de 2008 se establece el número adicional de usuarios que tendrían la opción de ser parte del mercado competitivo y la cantidad de energía adicional o la demanda que corresponde a estos usuarios. (Gráfico No. 11).

De acuerdo con información de XM, el número de usuarios no regulados fue de 4.462 en 2008. Con base en la información registrada en el SUI para el año 2008, si el límite se reduce a 35 MWh-mes, el número potencial total de usuarios con opción de ser no regulados sería de 5.959, para 20 MWh-mes, el número total potencial de usuarios con opción de ser no regulados sería de 9.457 y si el límite fuera de 10 MWh- mes, el número total de usuarios sería de 17.015.

Por otra parte, la demanda correspondiente a los usuarios no regulados fue del 31,5% de la demanda total a diciembre de 2008, según información de XM. Consecuente con el análisis anterior y con base en la información del SUI para el año 2008, si el límite se reduce a 35 MWh-mes, el porcentaje de demanda correspondiente a los usuarios no regulados sería de 33,4%, para 20 MWh-mes se incrementaría a 35,4% de la demanda total y si el límite fuera de 10 MWh- mes, la demanda sería del 37,6%.

Gráfico No. 11  
Número de usuarios y demanda adicional para reducciones a 35, 20 y 10 MW-h – mes.



Fuente: Datos SUI. Elaboración: CREG

## 6.2 Beneficios

### 6.2.1 Precios

Los análisis evidencian que el cambio de usuario regulado a no regulado, por lo general permite a los usuarios conseguir mejores precios de energía en el mercado y por consiguiente conseguir un ahorro en su factura.

La tarifa promedio nacional a los usuarios no regulados conectados al nivel 1, ponderada por demanda de energía, fue inferior a la tarifa promedio nacional a los usuarios regulados conectados al nivel 1, ponderada por demanda de energía, durante el período 2006-2009. La mayor diferencia, del 25%, se presentó en junio de 2007, mientras que la mínima diferencia, de 16,4%, se presentó en enero de 2009. En promedio los ahorros en el costo de la energía para los usuarios no regulados conectados al nivel 1 fue del 21% para el período mencionado, tal y como lo establece la Tabla No. 3.

Tabla No 3.  
Precios promedio ponderados por demanda. UNR vs UR.

	Precios promedio ponderado por demanda Nivel 1 UNR (\$/Kwh)	Precio promedio ponderado por demanda Nivel 1 UR (\$/Kwh)
Ene-06	193,69	246,40
Jun-06	200,63	256,87
Ene-07	201,38	254,63

92

Jun-07	195,93	258,44
Ene-08	209,22	270,92
Jun-08	224,63	289,72
Ene-09	256,64	306,98
Jun-09	263,45	320,74

Fuente: XM y SUI. Elaboración CREG.

El Gráfico No. 12 indica las diferencias en los precios de cada mercado, diferenciando para los usuarios no regulados el nivel de tensión al cual están conectados.

Gráfico No. 12

Promedio Ponderado de Precios por Nivel de Tensión para usuarios regulados y usuarios no regulados



Fuente: XM. Y SUI. Elaboración CREG

Precio promedio ponderado anual para energía transada mediante contratos de largo plazo entre comercializadores y usuarios no regulados. (94,2 % de la demanda UNR). UR-SUI. Precios corrientes.

Así, un usuario del mercado regulado que decide pasar al mercado no regulado obtendrá, por lo general, reducciones considerables en el precio de energía, que para efectos de este análisis resulta, de los datos de 2006 a 2009, de aproximadamente 21%.

Sin embargo, considerando que esta tendencia en las diferencias de precios entre usuario regulado y usuarios no regulados no necesariamente tiene que continuar en el futuro, la Comisión, con el objeto de realizar los análisis de costos e impactos de la reducción del límite para los escenarios planteados en este documento, considera también diferencias más conservadoras, es decir inferiores al 21%.

De la información obtenida para realizar este análisis no se puede establecer si además de las reducciones en el precio, los usuarios no regulados se han visto beneficiados de diferentes modalidades de tarifas, más acordes con sus necesidades y apropiadas para enviar los incentivos adecuados para que la demanda responda activamente a la situación de la oferta. Parece que por lo general los precios a los usuarios no regulados son precios medios para todo kWh consumido.

*gpc*

En otros países, los comercializadores han diseñado toda una gama de tarifas y de modalidades de contratos: para los valles y los picos de la demanda, contratos de diferente duración, tarifas basadas en la carga y no en el consumo que permiten que los usuarios escojan la que más se acomoda a sus necesidades.

Existe teoría respecto a la pérdida de bienestar social que genera el hecho de que los usuarios no sean conocedores de los costos reales de sus consumos de energía y por consiguiente sus consumos no responden a una optimización de costos-beneficios de los recursos disponibles para una sociedad. Es decir no hay correspondencia entre el costo real de la energía y la decisión de consumo, basada en la valoración del bien por parte de los consumidores. Es lo que en varios escenarios, los agentes han denominado pasividad de la demanda. Determinar la necesidad de una demanda más activa y los incentivos necesarios para lograrlo, será un análisis que se realizará dentro del desarrollo del reglamento de comercialización de energía eléctrica.

### **6.2.2 Valor agregado o innovaciones desarrolladas como resultado de la competencia, para beneficio de los usuarios.**

El debate sobre si la electricidad es un bien diferenciado o no, es decir un bien que tiene un atributo de valoración para los usuarios diferente al precio, aún no ha sido resuelto.

La experiencia de diferentes países indica que el comercializador puede ofrecer muchos servicios que son valorados y pagados por el cliente, como los siguientes:

- Opciones de compra de energía verde o ecológica.
- Mejoras en facturación y atención al cliente.
- Mayor claridad de los contratos, precios y servicios ofrecidos.
- Más información de las opciones, la calidad y los eventos
- Oferta de paquetes energéticos integrales y soluciones eficientes a las necesidades energéticas de los usuarios.
- Información en línea por internet de los consumos, precios y problemas, entre otros.

En Colombia no existe un análisis de los beneficios que los usuarios no regulados han obtenido de sus comercializadores por su condición. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD – realiza una encuesta nacional de satisfacción del usuario NSU, que no discrimina entre usuarios regulados o no regulados, por lo que sus resultados no permiten determinar si existen ventajas, diferentes al precio, por tener la condición de usuario no regulado.

Contar con la información acerca de las diferencias cualitativas existentes en el mercado colombiano o las percepciones de los usuarios no regulados de los beneficios de entrar en un mercado competitivo con opciones, puede brindar criterios adicionales a este análisis.

La evaluación de los aspectos mencionados en este numeral será desarrollada posteriormente, una vez se tenga información proveniente del mercado, especialmente de los usuarios no regulados.

## **6.3 COSTOS**

En cuanto a los costos de esta medida se consideran dos aspectos: los requisitos de medición y los costos de transacción asociados a la introducción de la competencia, es

decir los costos asociados a las relaciones entre los diferentes agentes, costos de establecer reglas y de cumplirlas, comparados con los costos de decisión y ejecución de un solo agente.

**6.3.1 Equipos de medición**

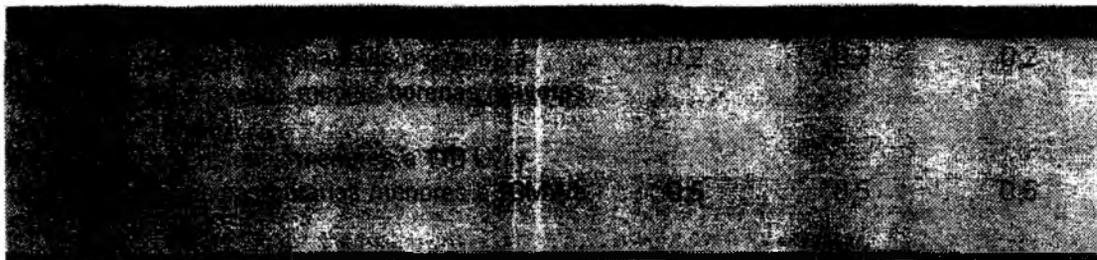
Como ya se mencionó en los antecedentes de este documento, la Resolución CREG 131 de 1998 requiere para participar en el mercado no regulado que el usuario instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemetria, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora, de acuerdo con los requisitos del Código de Medida, del Código de Redes y del Código de Distribución.

La exigencia de la medición horaria se basa en dos premisas: i) considerando que los precios de la energía varían hora a hora, los consumidores pueden obtener diferentes niveles de precios y pueden por consiguiente responder activamente a la oferta; y ii) es necesario, para la precisa liquidación de la energía en el mercado mayorista, el consumo hora a hora de la demanda de cada comercializador que realiza transacciones en el MEM y de cada contrato de energía registrado en el mercado.

Concretamente, la Resolución CREG 025 exige lo siguiente:

***“Características de equipos y clase de medición***

*La clase requerida para los aparatos destinados para la medición de energía activa y reactiva para liquidación y facturación del mercado mayorista será, como mínimo, la indicada en el siguiente cuadro:*



CT : Transformador de corriente

PT : Transformador de voltaje

Es decir, si un usuario regulado cumple con los límites establecidos para participar en el mercado competitivo y decide pasar a dicho mercado, debe contar con un equipo con una precisión de 0,5 (Tabla No 4), si consume menos de 166 MWh-mes, tanto en el medidor como en los transformadores de medida, con registro horario de la energía y con telemetria.

Tabla No 4  
Requisitos Regulatorios Precisión en los Equipos de Medida

MERCADO	Tensión	Transferencia promedio. Últimos 6 meses.	RES. 025/95	RES. 070/98
	>110 kV.	Cualquiera	0.2	

<b>MAYORISTA</b>	Cualquiera	>14.400 Mwh-mes	0.2	
	< 110 Kv	< 14.400 Mwh-mes	0.5	
<b>NO MAYORISTA</b>		E >166 Mwh-mes (2.000 Mwh anual)		1.0 (T.0.5)
		166<E<25 Mwh-mes (300 Mwh anual)		1.0 (T.1)
		E<25 MWh-mes		2.0

Fuente. CREG

Para determinar los costos de esta inversión la CREG realizó un sondeo en el mercado nacional y los resultados fueron los siguientes: (Tabla No. 5)

Tabla No 5  
Costos del Equipo de Medida

Consumo mensual (MWh-mes)	Potencia Equivalente (kVA)	Conexión	Clase mínima de los componentes	Cuál es el cambio	Cuánto cuesta el cambio (\$)	
					Medidores	Transformador (3)
C>55	100	Indirecta	0.5 CT/VT/Medidor Wh. 2.0 Medidor Varh	de 1.0 a 0.5S/registro horario y módem	2.500.000	6.200.000
C>35	63,5	Semi-directa	0.5 CT/VT/Medidor Wh. 2.0 Medidor Varh	de 1.0 a 0.5S/registro horario y módem	2.500.000	2.400.000
C>20	36,4	Semi-directa	0.5 CT/VT/Medidor Wh. 2.0 Medidor Varh	de 1.0 a 0.5S/registro horario y módem	2.500.000	2.400.000
10>C>20	19	Directa	0.5 CT/VT/Medidor Wh. 2.0 Medidor Varh	de 1.0 a 0.5S/registro horario y módem	2.500.000	600.000

Fuente: CREG.

La instalación de estos equipos implica una inversión para los comercializadores o para los usuarios afectados<sup>3</sup>. El análisis costo – beneficio de esta inversión determina el umbral de

<sup>3</sup> La ley 142/94 establece que las empresas pueden exigir la compra del equipo de medida a sus usuarios, pero esto no implica que sean las mismas empresas quienes provean del equipo.

consumo a partir del cual un usuario puede acceder al mercado competitivo, dadas las exigencias en equipos de medición vigentes en la actualidad. Es decir para consumos inferiores al umbral a establecer, la actual exigencia en los equipos de medida se convierte en una barrera de entrada y estos usuarios no tendrían los incentivos necesarios para entrar en el mercado competitivo, así se les permitiera.

Sin embargo, es pertinente mencionar que la reducción del límite de demanda que permite a los usuarios entrar al mercado competitivo, no siempre debe considerar el costo del equipo de medida horario. Para demandas por debajo del umbral de consumo que mantiene los incentivos para entrar al mercado competitivo, pueden existir otras opciones. Los países que han liberalizado la totalidad de la demanda, es decir donde todos los usuarios tienen la opción de cambiar al mercado competitivo, han establecido un umbral de consumo por debajo del cual los usuarios no requieren instalar un equipo de medida especial, y las liquidaciones horarias de energía se realizan a través de otros mecanismos.

La adopción de curvas de carga, por ejemplo, se ha implementado en muchos países y sus costos de desarrollo y operación han variado bastante. La generalidad es que el costo principal del sistema de curvas de carga es la poca precisión comparada con la medición horaria, lo cual conlleva a errores en la liquidación de los consumos por parte de los diferentes comercializadores y a la exigencia de un esquema claro de manejo de pérdidas. La teoría establece que quien incurre en el cargo es quien debe asumirlo, por lo que los usuarios que ejercieron su elegibilidad deberían asumir los costos asociados a esta elección.

La implementación de un sistema de esta naturaleza implica cambios en muchos aspectos del funcionamiento del mercado, de las empresas y de la cultura de los usuarios, por lo que se considera necesario estudiar con detalle el mecanismo y los costos de adopción para el caso colombiano, antes de presentar una propuesta al respecto. En este sentido, este aspecto será objeto de un análisis posterior a este documento.

Considerando lo anterior, pueden existir diferentes metodologías para el análisis del umbral de consumo que permite cumplir con las exigencias vigentes del equipo de medición y participar del mercado competitivo. A continuación se enuncian algunos ejemplos:

- Valor presente neto.
- Tiempo de recuperación de la inversión.
- En algunos países se aplican criterios como: si el costo de la anualidad de la inversión es menor al 1% del costo de la factura anual de energía, el usuario tiene incentivos para migrar al mercado competitivo y el costo del equipo no constituye una barrera de entrada.

Luego de analizar estas metodologías, este análisis se basó en el valor presente neto, aplicado para los tres escenarios en estudio. No se consideró apropiado el uso de las últimas dos metodologías, por cuanto contienen elementos que no necesariamente se pueden catalogar como objetivos.

A continuación se presentan los resultados de la evaluación:

a) Consumo > 35 MWh-mes

Tal como se presenta en la Tabla No. 6, el valor presente neto de este escenario es superior a cero cuando se considera un ahorro en tarifas del 21%. Teniendo en cuenta

que las diferencias en tarifas que se han observado durante los últimos años, no necesariamente se presentarán hacia futuro, hicimos un análisis de sensibilidad consistente en determinar cuál sería la diferencia en tarifas para la cual el valor presente neto sería igual a cero. Este ejercicio permitió concluir que con una diferencia en tarifas de \$5,02 por kWh, es decir de 1,82%, el cambio de mercado podría ser atractivo para usuarios con consumos superiores a 35 MWh mes.

Tabla No. 6

Tasa anual de descuento: 12%  
 Periodo de análisis: 5 años  
 Promedio Tarifa UNR: \$218.2. Costo Mes: \$7.637.000  
 Promedio Tarifa UR: \$275. Costo Mes: \$9.625.000

Diferencia Tarifa UNR-UR: \$57,4 (21%)

Año	Egresos	Ahorros	Ahorros -Egresos	VPN
0	-5.000.000		-5.000.000	-5.000.000
1	-720.000	24.360.000	23.640.000	21.107.143
2	-720.000	24.360.000	23.640.000	18.845.663
3	-720.000	24.360.000	23.640.000	16.826.485
4	-720.000	24.360.000	23.640.000	15.023.647
5	-720.000	24.360.000	23.640.000	13.413.971
			472.72%	80.216.909

Diferencia Tarifa UNR-UR: \$5,02. (1,82%)

Año	Egresos	Ahorros	Ahorros -Egresos	VPN
0	-5.000.000		-5.000.000	-5.000.000
1	-720.000	2.107.140	1.387.140	1.238.518
2	-720.000	2.107.140	1.387.140	1.105.820
3	-720.000	2.107.140	1.387.140	987.339
4	-720.000	2.107.140	1.387.140	881.553
5	-720.000	2.107.140	1.387.140	787.100
			12,00%	0

b) Consumos >20 MWh-mes

Siguiendo la metodología descrita en el literal anterior, es posible concluir que el cambio de mercado resulta atractivo para usuarios con demandas superiores a 20 MWh mes, incluso en aquellos eventos en que la diferencia esperada de precios sea de \$8,78 por kWh.

Esta conclusión se basa en las cifras presentadas en la Tabla No. 7.

Tabla No 7

Tasa anual de descuento: 12%  
 Periodo de análisis: 5 años  
 Promedio Tarifa UNR: \$218.2. Costo Mes: \$4.364.000  
 Promedio Tarifa UR: \$275. Costo Mes: \$5.500.000

Diferencia Tarifa UNR-UR: \$57,4 (21%)

Año	Egresos	Ahorros	Ahorros -Egresos	VPN
0	-5.000.000		-5.000.000	-5.000.000
1	-720.000	13.920.000	13.200.000	11.785.714
2	-720.000	13.920.000	13.200.000	10.522.959
3	-720.000	13.920.000	13.200.000	9.395.499
4	-720.000	13.920.000	13.200.000	8.388.839
5	-720.000	13.920.000	13.200.000	7.490.034

263,58% 42.583.046

Diferencia Tarifa UNR-UR: \$8,78 (3,19%)

Año	Egresos	Ahorros	Ahorros -Egresos	VPN
0	-5.000.000		-5.000.000	-5.000.000
1	-720.000	2.107.200	1.387.200	1.238.571
2	-720.000	2.107.200	1.387.200	1.105.867
3	-720.000	2.107.200	1.387.200	987.382
4	-720.000	2.107.200	1.387.200	881.591
5	-720.000	2.107.200	1.387.200	787.135

12,00% 0

c) Consumos > 10 MWh-mes

Finalmente, esta metodología permite concluir que el cambio de mercado también resulta atractivo para usuarios con demandas superiores a 10 MWh mes, incluso en aquellos eventos en que la diferencia esperada de precios sea de \$17,55 por kWh, tal como se presenta en la Tabla No. 8.

Es preciso mencionar que si bien el sondeo de mercado realizado por la CREG indicó que el costo de los equipos de medida para un usuario de estas características podría ascender a \$3.100.000, tal como se indica en la Tabla No. 5, hicimos este ejercicio con una estimación de costos de \$5.000.000, a fin de hacer una evaluación más conservadora.

*gpc*

Tabla No 8

Tasa anual de descuento: 12%  
 Periodo de análisis: 5 años  
 Promedio Tarifa UNR: \$218.2. Costo Mes: \$2.182.000  
 Promedio Tarifa UR: \$275. Costo Mes: \$2.750.000

Diferencia Tarifa UNR-UR: \$57,4 (21%)

Año	Egresos	Ahorros	Ahorros -Egresos	VPN
0	-5.000.000		-5.000.000	-5.000.000
1	-720.000	6.960.000	6.240.000	5.571.429
2	-720.000	6.960.000	6.240.000	4.974.490
3	-720.000	6.960.000	6.240.000	4.441.509
4	-720.000	6.960.000	6.240.000	3.965.633
5	-720.000	6.960.000	6.240.000	3.540.744
			122,51%	17.493.804

Diferencia Tarifa UNR-UR: \$17,55 (6,38%)

Año	Egresos	Ahorros	Ahorros -Egresos	VPN
0	-5.000.000		-5.000.000	-5.000.000
1	-720.000	2.106.000	1.386.000	1.237.500
2	-720.000	2.107.200	1.387.200	1.105.867
3	-720.000	2.107.200	1.387.200	987.382
4	-720.000	2.107.200	1.387.200	881.591
5	-720.000	2.107.200	1.387.200	787.135
			12,00%	0

### 6.3.2 Costos de gestión del sistema

En el análisis de introducción de competencia es importante tener en cuenta los efectos de la posible eliminación de economías de escala, cuya desaparición implica el aumento de los costo medios de la actividad, ó de economías de alcance que hacen más barato realizar dos actividades de manera conjunta que separada.

La actividad de comercialización minorista de electricidad implica la compra-venta de energía que se realiza a través de los siguientes procesos:

- Adquisición del medidor. Este proceso, de acuerdo con lo establecido en la Ley, puede ser realizado bien sea por la empresa o por los usuarios. La costumbre es que los usuarios regulados asumen los costos de sus medidores y las empresas asumen los costos de los medidores para los usuarios no regulados. Pese a lo anterior, el análisis de beneficio-costos de la compra de un medidor especial para entrar en el mercado competitivo, se realiza en este documento asumiendo que es el usuario quien incurre en los costos respectivos. Esto obedece a que el análisis se realiza desde la perspectiva del usuario, quien podría comprar el medidor porque la regulación se lo permite y tendría los incentivos para hacerlo si los costos en los que incurre son inferiores a los beneficios que obtiene.
- Mantenimiento y Operación de los medidores: Este proceso es realizado generalmente por los comercializadores. El Código de Medida asigna esta responsabilidad al propietario de los equipos, bien sea como propietario de los ó

como responsable de que sus Grandes Consumidores adquieran y pongan en servicio o contraten con los Transportadores o Distribuidores correspondientes en forma oportuna, la provisión y operación de los equipos de medida y comunicaciones, tal y como el mismo Código lo dispone.

El mantenimiento y la operación de los medidores obedece a economías de escala, de alcance y de densidad, es decir entre mayor sea el número de medidores y más concentrada su ubicación los costos de mantenimiento y operación son menores. Así mismo esta actividad puede estar incluida en las actividades rutinarias de operación y mantenimiento de las redes, realizada por el Operador de Red.

Sin embargo, es necesario considerar también que puede ser realizado por terceros expertos en estos equipos, con lo cual la desagregación distribución-comercialización no tendría ningún impacto.

- **Lectura de los medidores:** Es realizada por el comercializador, tanto para los usuarios regulados como para los usuarios no regulados. Responde de manera contundente a las economías de densidad, en el caso de usuarios regulados y a economías de escala para lecturas remotas. En algunos países se ha mantenido la realización de esta actividad por parte del distribuidor, por su responsabilidad en el manejo de las pérdidas ó se ha abierto a la competencia para su realización por terceros expertos en el tema, siempre contando con auditorías de los equipos por terceros. Es decir no necesariamente la desagregación de actividades implica mayores costos en esta actividad.

En el país, en la actualidad, si implica duplicidad de costos por cuanto la lectura remota es realizada por el comercializador y verificada por el distribuidor. Sin embargo los costos asociados a esta duplicidad serán analizados en la revisión al Código de Medida.

**Procesamiento de la Información.** No son significativas las economías de escala presentes en el procesamiento de información, por cuanto cada vez los software son más accesibles en escalas más pequeñas. Actualmente es un proceso realizado por el comercializador, verificado y refutado por el distribuidor.

- **Liquidación y facturación.** Este proceso es realizado centralmente por XM, pero es necesario determinar el mayor costo por el procesamiento de 11.500 fronteras comerciales adicionales.

## **Conclusiones del Capítulo 6**

- En desarrollo del análisis costo – beneficio de reducir el límite de consumo o potencia instalada que determina la condición de usuario no regulado se identificaron aspectos cualitativos y cuantitativos.
- Los aspectos cualitativos consisten en los beneficios de ser usuario no regulado, diferentes al precio. Se pretenden profundizar en el estudio de estas variables, en el futuro.
- La variable cuantitativa de los beneficios corresponde a la diferencia de precios aplicados a usuarios regulados y no regulados. La diferencia promedio ponderada por demanda para los últimos 3 años para el nivel 1 resultó en 21% de las tarifas aplicadas a usuarios regulados.

- Las variables cuantitativas de costos corresponden a la inversión en los equipos de medida necesarios para participar en el mercado competitivo y los gastos recurrentes de administración, operación y mantenimiento – AOM. De acuerdo con los análisis adelantados por la Comisión, la inversión se estima en \$5 millones y los gastos de AOM se estiman en \$720 mil anuales.
- Los análisis de valor presente neto arrojaron resultados positivos para los tres límites propuestos, considerando sensibilidades en las variaciones de las diferencias de precios aplicados a usuarios regulados y no regulados.

## 7 IMPACTO EN CARGOS Y CONTRIBUCIONES

### 7.1 IMPACTO EN CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN

Como parte de la revisión de los límites para el acceso al mercado no regulado es importante considerar si los cargos de comercialización se afectan por el hecho de que los nuevos usuarios calificados para ser usuarios no regulados ejerzan su opción y salgan del mercado regulado. Dicho de otra forma, es necesario determinar si la metodología de cálculo de los cargos de comercialización lleva a un incremento de los cargos para los usuarios regulados, cuando los nuevos usuarios elegibles abandonan el mercado regulado.

La metodología que establece los cargos de comercialización es la definida mediante la Resolución CREG 031 de 1997, modificada parcialmente por la Resolución CREG 119 de 2007, cuya fórmula de cálculo es la siguiente:

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0} = \$ / kWh$$

Donde:

$C_{m,t}$ : Costo de Comercialización del mes  $m$ , del año  $t$ , expresado en \$/kWh.

$C_0^*$ : Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura.

$CFM_{t-1}$ : Consumo Facturado Medio de cada empresa, en el año  $t-1$ , a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

$\Delta IPSE$ : Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumió como del 1% anual.

$IPC_{m-1}$ : Índice de Precios al Consumidor del mes  $m-1$ .

$IPC_0$ : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el  $C_0^*$ .

Los parámetros  $C_0^*$  para las empresas son aprobados por la CREG, con base en una metodología de optimización, por una única vez, que es cuando la empresa solicita este

cargo y la CREG lo define a través de una resolución. Es decir este componente del cargo no cambia con la reducción de la demanda.

Sin embargo, el Consumo Facturado Medio,  $CFM_{t-1}$ , el cual se actualiza año a año a partir de los datos reales del año inmediatamente anterior, sí puede variar con la salida de usuarios de mayor demanda del mercado regulado. Es decir con la salida de un porcentaje de la demanda, la de mayor consumo, esta variable que constituye el denominador de la fórmula se reduce, resultando por consiguiente en un cargo mayor de comercialización para la demanda regulada remanente.

Este fenómeno de incremento en los cargos de comercialización sucedió al principio de esta década, como parte de otro fenómeno conocido como descreme del mercado ó creación de empresas dedicadas a la atención de usuarios no regulados, caracterizados por los altos consumos de energía, consumos facturados medios altos y por lo tanto cargos de comercialización menores.

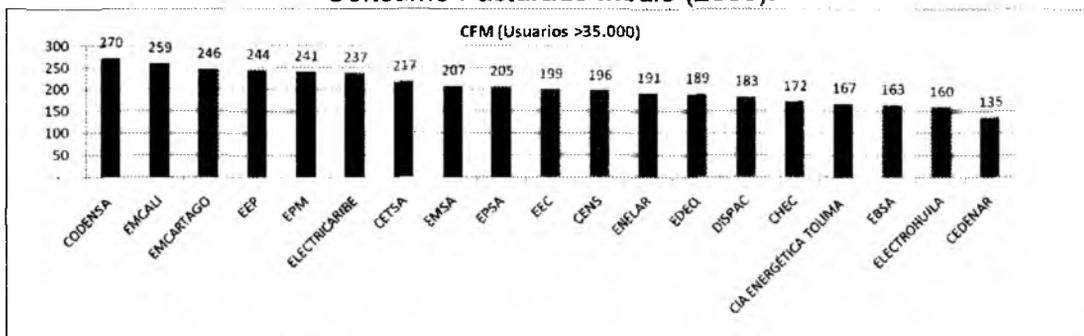
Teniendo en cuenta lo anterior, y con las cifras establecidas en los numerales anteriores, a continuación se analiza el impacto que la reducción del límite para que un usuario participe en el mercado no regulado puede tener en el cargo de comercialización para el mercado regulado. Se realizan los siguientes análisis:

- Impacto en el Consumo Facturado Medio de las empresas comercializadoras, CFM, como consecuencia del retiro de los usuarios con las demandas más altas en el mercado regulado. Se realiza el cálculo a partir del incremento en la demanda del mercado no regulado, señalada en el numeral anterior.
- Impacto en el Cargo de Comercialización de la misma muestra de empresas comercializadoras, como consecuencia de las reducciones en el Consumo Facturado Medio, CFM.

La información del Consumo Facturado Medio utilizado para este análisis es el aplicable para el año 2009, calculado a partir de la información del año 2008. Los datos son obtenidos del SUI, excepto para las empresas Electricaribe y Emcali, cuya información no estaba disponible en este sistema, por lo que fue calculada por la Comisión, de forma aproximada, a partir de datos del mismo SUI. Se consideraron únicamente empresas con más de 35.000 usuarios, a efectos de simplificar el análisis.

Los datos de CFM utilizados para el análisis se presentan en el Gráfico No. 13.

Gráfico No. 13  
Consumo Facturado Medio (2009).



Fuente: SUI

El análisis del impacto en el CFM se realiza reduciendo la demanda en kWh del mercado de cada empresa, en los porcentajes indicados anteriormente para cada escenario: 1,88% para la reducción a 35 Mwh-mes, 3,88% para la reducción a 20 Mwh-mes y 6,16% para la reducción a 10 Mwh-mes. Es decir el ejercicio determina el impacto en los cargos de cada empresa, asumiendo que los usuarios regulados que pasan al mercado no regulado, pertenecen todos a esa misma empresa; escenario extremo y poco factible. La Tabla No. 9 muestra el ejercicio para el escenario de 35 Mwh-mes.

Tabla No 9  
Reducción en la demanda como consecuencia de la reducción del límite a 35 MWh-mes

Empresa	Mercado	A: Demanda por empresa KWh (Registrados SUI)	B: 1,88% de la demanda de cada empresa (kWh)	C: A-B. Demanda reducida en un 1,88% para cada empresa (kWh)
CODENSA	BOGOTA	7.294.108.025	137.129.231	7.156.978.794
EMCALI	CALI	2.771.432.060	52.102.923	2.719.329.137
EMCARTAGO	CARTAGO	106.757.592	2.007.043	104.750.550
EEP	PEREIRA	373.576.324	7.023.235	366.553.089
EPM	ANTIOQUIA NUEVO	4.785.857.380	89.974.119	4.695.883.261
ELÉCTRICARIBE	COSTA ATLANTICA	5.787.934.322	108.813.165	5.679.121.157
GETSA	TULUA	123.780.167	2.327.067	121.453.100
EMSA	META	467.380.535	8.786.754	458.593.781
EPSA	EPSAU	839.923.604	15.790.564	824.133.040
EEC	CUNDINAMARCA	432.483.096	8.130.682	424.352.414
CENS	NORTE DE SANTANDER	792.035.417	14.890.266	777.145.151
ENELAR	ARAUCA	109.377.537	2.056.298	107.321.239
EDEQ	QUINDIO	340.189.877	6.395.570	333.794.307
DISPAC	CHOCO	119.844.728	2.253.081	117.591.647
CHEC	CALDAS	761.762.257	14.321.130	747.441.127
TOLIMA	TOLIMA	643.128.737	12.090.820	631.037.917
EBSA	BOYACA	490.431.627	9.220.115	481.211.512
ELECTROHUILA	HUILA	437.959.885	8.233.846	429.726.039
GEDENAR	NARIÑO	454.808.896	8.550.407	446.258.489
<b>Total</b>		<b>27.132.772.066,20</b>	<b>510.096.114,84</b>	<b>26.622.675.951,36</b>

Fuente: SUI

Posteriormente se analiza el impacto en el número de facturas, considerando la reducción en el número de usuarios para cada escenario. En el caso del escenario de 35 MWh-mes el número potencial de nuevos usuarios no regulados sería de 1.982, que multiplicado por 12 meses, para determinar el número de facturas anuales, resulta en 23.784 facturas menos. La Tabla No. 10 muestra el número de facturas que cada una de las empresas registró para el año 2008, la reducción en el número de facturas si todos los nuevos usuarios potenciales migraran al mercado no regulado en cada una de las empresas, y el impacto en el número de facturas para cada una de las empresas, como resultado de esta reducción en el número de usuarios. De la misma manera que en el análisis del consumo, en este análisis se asume que todos los nuevos usuarios pertenecen a una misma empresa, escenario extremo y poco factible.

Tabla No. 10  
Impacto en el Número de Facturas por reducción del límite

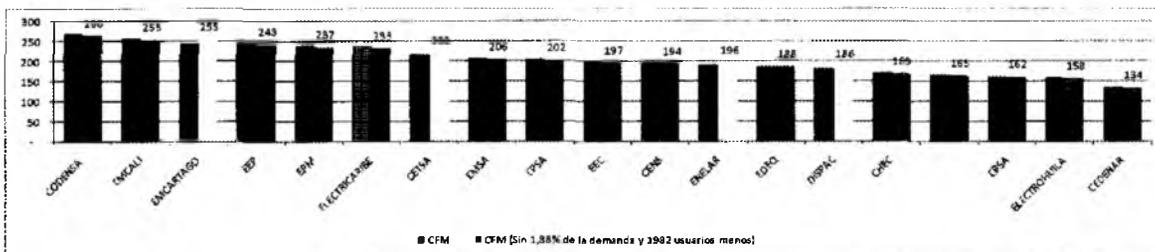
Empresa	Mercado	A: Número Facturas Sui (2008)	B: A-23.784. Reducción en el número de facturas	Impacto
CODENSA	BOGOTA	26.965.435	26.941.651	-0,1%
EMCALI	CALI	10.694.477	10.670.693	-0,2%
EMCARTAGO	CARTAGO	434.106	410.322	-5,5%
EEP	PEREIRA	1.531.839	1.508.055	-1,6%
EPM	ANTIOQUIA NUEVO	19.869.576	19.845.792	-0,1%
ELECTRICARIBE	COSTA ATLANTICA	24.421.664	24.397.880	-0,1%
CETSA	TULUA	569.981	546.197	-4,2%
EMSA	META	2.253.323	2.229.539	-1,1%
EPSA	EPSAU	4.094.873	4.071.089	-0,6%
EEC	CUNDINAMARCA	2.177.738	2.153.954	-1,1%
CENS	NORTE DE SANTANDER	4.031.156	4.007.372	-0,6%
ENELAR	ARAUCA	571.726	547.942	-4,2%
EDEQ	QUINDIO	1.803.650	1.779.866	-1,3%
DISPAC	CHOCO	655.763	631.979	-3,6%
CHEC	CALDAS	4.440.301	4.416.517	-0,5%
TOLIMA	TOLIMA	3.849.999	3.826.215	-0,6%
EBSA	BOYACA	3.002.289	2.978.505	-0,8%
ELECTROHUILA	HUILA	2.739.597	2.715.813	-0,9%
CEDENAR	NARIÑO	3.358.414	3.334.630	-0,7%

Fuente: SUI

Como resultado de este ejercicio se observa que para las empresas cuyo impacto en el número de facturas es menor a -1,88%, o menor a la reducción en la demanda, el CFM no se reduce sino que aumenta, mientras que para las empresas cuyo impacto en el número de facturas es mayor a -1,88%, el CFM se reduce, presentándose las mayores reducciones en el CFM (-1,8%) para las empresas cuyo impacto en el número de facturas es menor: Codensa (-0,09%), EPM (-0,12%) y Electricaribe (-0,10%).

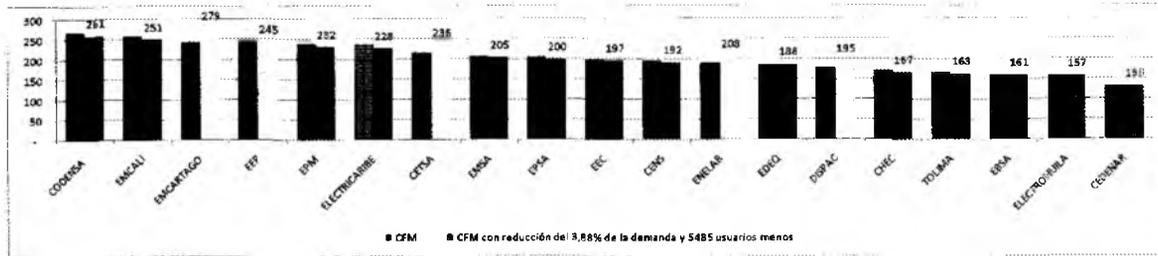
Los resultados de este análisis para la reducción del límite a 35 MWh-mes, a 20 MWh-mes y a 10 MWh-mes, se presentan en los Gráficos No. 14.

Gráficos No. 14  
Impactos en el CFM por reducción de la demanda y del número de usuarios

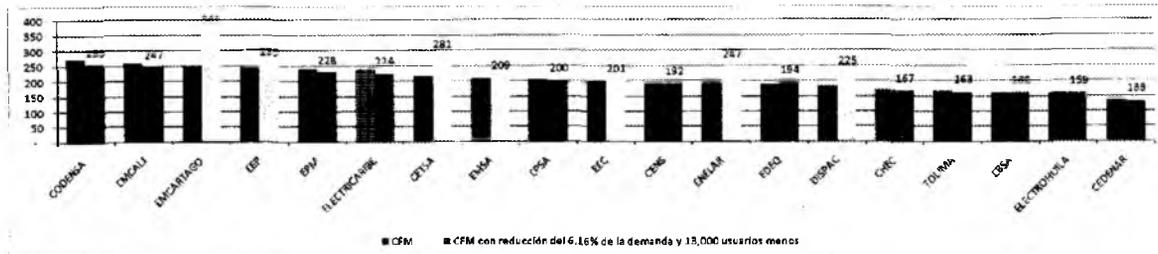


Mayor reducción del CFM: -1,8% (Codensa, EPM, Electricaribe)

*opc*



Mayor reducción en el CFM: -3.8% (Codensa, Electricaribe)



Mayor reducción en el CFM: -5,9% (Codensa, Electricaribe)

Fuente: SUI

\*Las barras amarillas representan las empresas cuyo CFM se incrementa. A medida que el límite se reduce el incremento en el CFM en estas empresas es mayor.

A partir de los cálculos de los impactos en el CFM debidos a la reducción de la demanda y del número de facturas de los usuarios regulados, se realiza el cálculo del impacto en el cargo de comercialización. Con el cargo base de comercialización de cada empresa actualizado a pesos de diciembre de 2008 y su respectivo CFM, se obtienen los resultados de la Tabla. No 11 y del Grafico No. 15.

Tabla No. 11  
Impacto en el Cargo de Comercialización

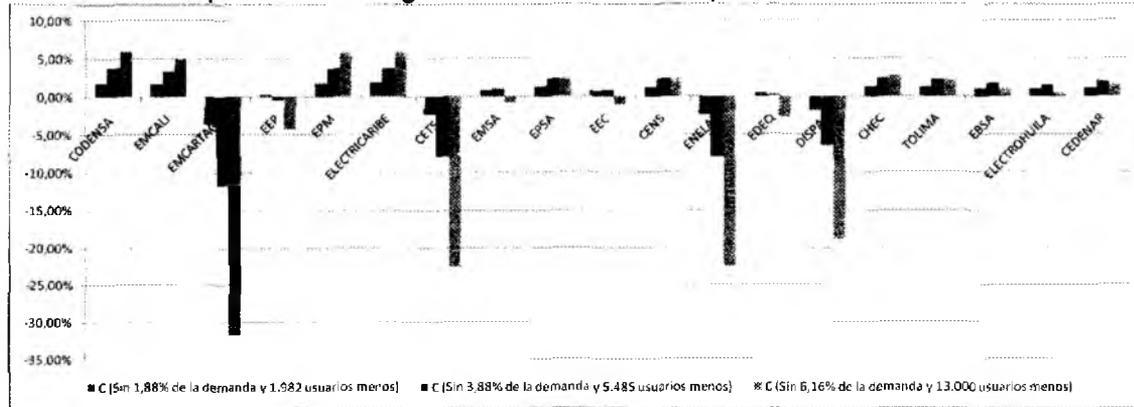
Empresa	Cargo de Comercialización (2009)	C (Sin 1,88% de la demanda y 1.982 usuarios menos)	C (Sin 3,88% de la demanda y 5.485 usuarios menos)	C (Sin 6,16% de la demanda y 13.000 usuarios menos)
CODENSA	29,04	1,83%	3,8%	5,9%
EMCALI	27,88	1,69%	3,4%	5,0%
EMCARTAGO	14,09	-3,67%	-11,7%	-31,8%
EEP	14,20	0,33%	-0,4%	-4,3%
EPM	36,31	1,79%	3,7%	5,7%
ELECTRICARIBE	37,86	1,82%	3,8%	5,9%
CETSA	24,06	-2,34%	-8,0%	-22,7%
EMSA	39,28	0,84%	1,0%	-0,8%
EPSA	52,79	1,32%	2,4%	2,5%
EEC	88,15	0,80%	0,9%	-1,1%
CENS	45,08	1,31%	2,3%	2,4%
ENELAR	47,46	-2,32%	-7,9%	-22,6%
EDEQ	23,69	0,57%	0,2%	-2,7%
DISPAC	61,96	-1,78%	-6,4%	-18,9%
CHEC	46,61	1,37%	2,5%	2,8%
TOLIMA	41,49	1,29%	2,3%	2,2%
EBSA	70,22	1,11%	1,8%	1,0%
ELECTROHUILA	55,71	1,03%	1,5%	0,5%
CEDENAR	87,56	1,19%	2,0%	1,6%

Fuente: SUI. Elaboración CREG

*gpe*

Las empresas en amarillo tienen decrecimiento en los tres escenarios de su cargo de comercialización.

Gráfico No. 15  
Impacto en el cargo de comercialización por reducción en el límite



Fuente: SUI. Elaboración CREG.

Consecuente con la tendencia en el consumo facturado medio, el impacto en el cargo de comercialización como consecuencia de la reducción en la demanda del mercado regulado, es máximo de 1,83% y 3,8% para reducciones a 35 y 20 MWh –mes, respectivamente, para las empresas Codensa, EPM y Electricaribe y un máximo de 5,9% para una reducción en el límite a 10 MWh-mes. No obstante lo anterior, vale la pena insistir en que estas estimaciones corresponden a un escenario extremo en que se supone que los usuarios regulados que pasan al mercado no regulado, pertenecen todos a la empresa objeto de análisis.

## 7.2 IMPACTO EN EL RÉGIMEN DE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

De acuerdo con el marco normativo vigente, los subsidios y las contribuciones se aplican a la tarifa final que paga el consumidor. Es decir, en el caso de las contribuciones, al costo unitario total de la energía (Cu) se aplica un 20% y el resultado es la contribución de un segmento determinado de usuarios al mercado, es decir:

$$\text{Contribuciones} = Cu(\$/kwh) * kWh * (20\%)$$

Considerando que los precios de generación de la energía para los usuarios del mercado no regulado son por lo general menores que los precios para los usuarios del mercado regulado, y el cargo de comercialización pueden también reducirse, las contribuciones pueden verse reducidas con el incremento en el número de usuarios no regulados.

La magnitud de este efecto depende primordialmente de la diferencia en las tarifas a usuarios regulados y no regulados, las cuales han variado significativamente durante la historia del mercado, y el futuro de estas diferencias no es fácilmente predecible.

Hacer compatibles la liberalización del mercado con las políticas de subsidios no es un análisis sencillo, pues incluye evaluar los beneficios para la economía en conjunto,

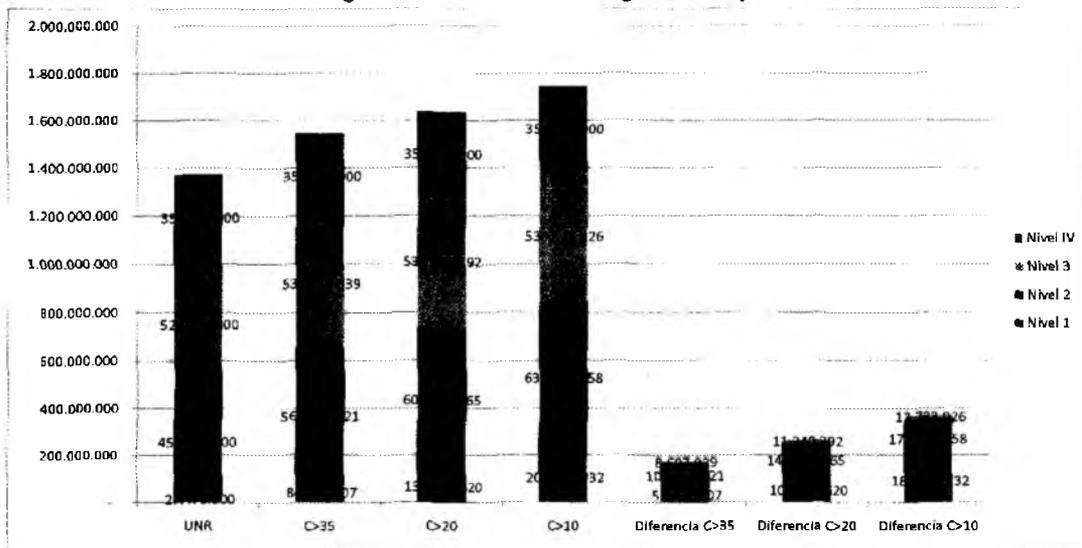
incluyendo ganancias en eficiencia y equidad del mercado. Esto es, el impacto de las medidas regulatorias no se debe evaluar desde una perspectiva meramente fiscal.

El análisis presentado en este capítulo se limita a determinar los efectos que se producirían sobre el monto de dinero proveniente de los cargos de los usuarios con destino a las contribuciones, en cuanto se reduzca el límite de potencia o energía consumida, exigida para participar en el mercado competitivo.

Para realizar este análisis se parte de las diferencias de precios entre el mercado regulado y el mercado no regulado, estimadas en los anteriores capítulos de este documento. Además, se toman en consideración los niveles de tensión a los cuales están conectados los potenciales usuarios no regulados. Con base en esta información se establece el monto aproximado de menores recursos por concepto de contribuciones, que el sistema dejaría de recibir como consecuencia de la reducción en el límite y asumiendo que todos los usuarios ejercen su opción de cambio.

De acuerdo con la información reportada al SUI por las empresas, la demanda de energía eléctrica por nivel de tensión al cual están conectados los usuarios con consumos mayores a 55 MWh-mes, 35 MWh-mes, 20 MWh-mes y 10 MWh-mes, corresponde al presentado en el Gráfico No. 16.

Gráfico No. 16  
Demanda de energía de usuarios no regulados, por nivel de tensión



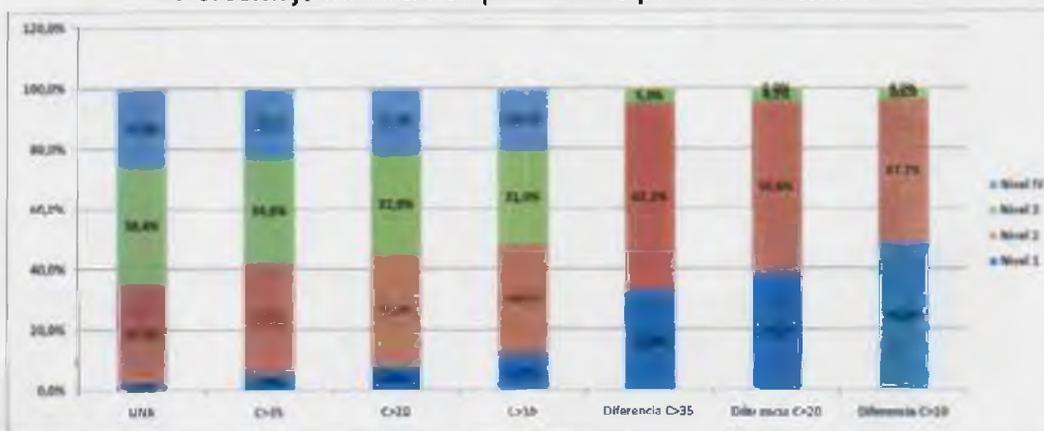
Fuente SUI. Agosto de 2009. Elaboración GREG.

De acuerdo con este gráfico, los potenciales nuevos usuarios no regulados están conectados principalmente a los niveles de tensión 1 y 2. Para consumos entre 35 y 55 Mwh-mes, el 32,8% de la demanda está conectada al nivel 1 y el 62,2% está conectada al nivel 2; para consumos entre 20 y 55 MWh-mes el 39,1% de la demanda está conectada al nivel 1 y el 56,6% está conectada al nivel 2; y finalmente para usuarios con consumos

*Handwritten signature/initials*

entre 10 y 55 MWh-mes el 48,8% de la demanda está conectada al nivel 1 y el 47,7% al nivel 2. Esta información se presenta en el Gráfico No. 17.

Gráfico No. 17  
Porcentaje de usuarios potenciales por nivel de tensión



Fuente SUI. Agosto de 2009. Elaboración CREG

Con esta información, con las estimaciones de las diferencias de precios entre usuarios regulados y usuarios no regulados establecidas en el numeral 6.1.1 de este documento, y con la potencial demanda adicional no regulada establecida en el numeral 6.2 de este documento, se calcula la reducción en el monto de las contribuciones anuales que se produciría como consecuencia del establecimiento de nuevos límites de consumo para usuarios no regulados. Los resultados de este ejercicio se presentan en la Tabla No. 12.

Tabla No. 12  
Impacto de la reducción del límite en el recaudo de las contribuciones

Nuevo límite de demanda de energía	Diferencia en la demanda no regulada sobre toda la demanda	Demanda adicional MNR (Mwh-año)	Diferencia de tarifas reguladas vs. no reguladas para Nivel 1	Diferencia en la tarifa no regulada con tarifa regulada junio 2009 (\$/kwh)	Recursos menos de tarifas (en millones de pesos)	Recursos menos de contribuciones (en millones de pesos)
>35 mwh-mes	1,88%	1.005.587	21%	57,75	58.072	11.614
>20 Mwh-mes	3,88%	2.078.289	21%	57,75	120.021	24.004
>10 Mwh-mes	6,16%	3.298.215	21%	57,75	190.471	38.094

Fuente SUI. Elaboración CREG  
Cifras en millones

Para el año 2008, según cifras reportadas por el Ministerio de Minas y Energía, el monto de recursos del Presupuesto General de la Nación que se destinó en el 2008 a subsidios por concepto de menores tarifas de energía eléctrica fue de \$1,4 billones de pesos, de los cuales \$954 mil millones, el 72%, correspondió a recursos provenientes de las contribuciones de los usuarios y 28% correspondió a recursos del tesoro nacional.

*gpc*

Considerando lo anterior, la reducción en contribuciones como consecuencia de la reducción en el límite de consumo para usuarios no regulados, corresponde a 1,15% para el límite de 35 MWh-mes, 2,5% para el límite de 20 MWh-mes y 3,98% para el límite de 10 MWh-mes, del total de contribuciones recibidas en el año 2008.

Teniendo en cuenta los impactos en el cargo de comercialización y en los recursos destinados a financiar los subsidios a la demanda de energía eléctrica, la Comisión propone reducir gradualmente los límites de potencia o energía consumida que se exigen para participar en el mercado competitivo. En particular, dado que ya fue aprobado el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal 2010, la Comisión propone que la primera reducción se adopte a partir del 1 de enero de 2011.

### Conclusiones Capítulo 7

- Del análisis de impacto de la reducción del límite de consumo en el cargo de comercialización de los usuarios regulados, se concluye que en algunas empresas, aquellas con un menor número de usuarios, el cargo puede llegar a reducirse.
- En las otras empresas, en el escenario en que todos los usuarios potenciales ejercieran su derecho de cambiarse de mercado, los mayores impactos se presentan para las empresas con mayor número de usuarios. El mayor impacto sería de 5,9%, 3,8% y 1,8% en los escenarios de reducción del límite a 35, 20 y 10 MWh-mes, respectivamente.
- En el análisis de reducción de las contribuciones, los escenarios son 1,15% para el límite de 35 MWh-mes, 2,5% para el límite de 20 MWh-mes y 3,98% para el límite de 10 MWh-mes, del total de contribuciones recibidas en el año 2008.
- Estos impactos pueden ser tenidos en cuenta para efectos de adoptar estos cambios regulatorios en forma gradual.

### 8 Propuesta a la CREG

Se propone a la CREG establecer los siguientes límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo:

A partir del 1º de enero del 2011	65 kW o	35 MWh
A partir del 1º de enero del 2012	37 kW o	20 MWh
A partir del 1º de enero del 2013	19 kW o	10 MWh