



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**CRITERIOS GENERALES PARA DETERMINAR
LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS**

DOCUMENTO CREG-100
23 DE DICIEMBRE DE 2014

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

CRITERIOS GENERALES PARA DETERMINAR LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS

1. ANTECEDENTES

Dentro de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica, la actividad de comercialización consiste en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994.

La metodología de remuneración vigente para la comercialización de energía a usuarios regulados corresponde a la establecida en la Resolución CREG 031 de 1997. En promedio para lo comido del año 2014 la comercialización de energía representa el 14 % del costo unitario de prestación del servicio.

En este documento se presenta la metodología propuesta para la remuneración de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica a usuarios regulados y el análisis y las respuestas a los comentarios y observaciones presentadas por los agentes a las Resoluciones CREG 044 y 045 de 2012.

Mediante la Resolución CREG 044 de 2012 se hizo público un proyecto de resolución por el cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

En esta propuesta, los elementos fundamentales en la remuneración de la actividad son el costo base y el margen de comercialización.

Por otro lado, en la Resolución CREG 045 de 2012 se proponen los ajustes necesarios para armonizar la Resolución CREG 119 de 2007 con la propuesta de remuneración y para incorporar la remuneración de las garantías por el pago de los cargos por uso de los comercializadores a los OR y la del prestador de última instancia.

En la propuesta de remuneración se consideran los resultados del apoyo y asesoría técnica que la Universidad de Antioquia prestó a la Comisión para la revisión del modelo de frontera estocástica, con el que se estiman los gastos eficientes de la actividad de comercialización de energía eléctrica y se remunera el costo base.

De igual forma, se tiene en cuenta que en el Decreto 1937 de 2013 " Por el cual se modifica el Decreto 387 de 2007", se derogó el literal g) del artículo 3 del Decreto 387 de 2007, que disponía: "Los usuarios regulados pertenecientes a un mismo mercado de comercialización sufragarán el servicio prestado por los comercializadores minoristas que actúen en dicho mercado, a través del cobro de: i) Un monto uniforme único que refleje el costo base de comercialización, y ii) Un margen de comercialización.

Finalmente, para la elaboración de la propuesta la Comisión consideró la información suministrada por los agentes mediante las Circulares CREG 017 de 2007, 048 de 2008, 008 de 2009, 053 de 2010, 049 de 2011, 018 de 2012, 024 de 2013 y 026 de 2014 en las cuales se solicitó información sobre los costos de comercialización, cuentas por cobrar y el reporte de

usuarios desconectados. Dicha información reportada fue revisada por la CREG y corregida por las empresas.

2. COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

El costo base de comercialización remunera el costo eficiente de la actividad que se causa por cada usuario atendido y principalmente, corresponde a la gestión de compra de la energía, la lectura de los medidores, la impresión y entrega de las facturas y la atención de los usuarios.

Se excluyen de esta remuneración los costos asociados a:

- Construcción de acometidas e instalaciones internas
- Suspensión y reconexiones del servicio
- Calibración de medidores
- Comercialización de bienes y servicios diferentes de energía
- Comercialización de energía a usuarios no regulados

2.1 Metodología de remuneración

La metodología definida para el costo base en la Resolución CREG 031 de 1997 es el precio máximo, la cual se mantiene en esta propuesta de remuneración. Dicha metodología incluye el uso de un factor de productividad asociado a la actividad.

2.2 Análisis de frontera estocástica

Para la determinación del costo base eficiente, la propuesta contenida en la Resolución CREG 044 de 2012 definió un modelo de frontera estocástica que empleaba como variables explicativas del costo de comercialización, la cantidad de red de nivel de tensión 2 y 3 y el número de usuarios.

La actualización del ejercicio de frontera estocástica desarrollado con el apoyo y asesoría de la Universidad de Antioquia emplea un modelo *Cobb Douglas* para establecer una función de costos que permita establecer el costo base de comercialización.

El trabajo realizado por la Comisión durante el periodo de consulta incluyó el análisis de nuevas variables dentro del modelo. En conjunto con la universidad se buscó incorporar información de capital y trabajo dentro del modelo. Para conseguir lo anterior se plantearon los siguientes procesos:

- a) Búsqueda de información reportada al sistema de costeo por actividades ABC dentro del SUI.
- b) Solicitud de información directamente a las empresas sobre personal, salarios y edificaciones.

Con respecto a la primera alternativa, durante el periodo de consulta se realizaron validaciones a la información suministrada por las empresas y empleada en el proyecto de Resolución

DA

CREG 044 de 2012, permitiéndole a las empresas realizar correcciones y ajustes a la información suministrada.

Adicional a la información del periodo 2007-2011 con la cual se realizaron las estimaciones para la propuesta, la Comisión solicitó mediante las Circulares CREG 024 de 2013 y CREG 026 de 2014 la información correspondiente a los años 2012 y 2013 respectivamente, permitiendo contar con una ventana de tiempo de 7 años para realizar los análisis correspondientes de los costos de comercialización.

Además, mediante la Circular CREG 074 de 2014 se solicitó a las empresas la información sobre la cantidad de redes de media tensión en el área rural y urbana, los usuarios, la cantidad de facturas y los ciclos de facturación empleados.

La información descrita anteriormente para los costos de comercialización y para la caracterización y diferenciación de los mercados de comercialización fue empleada para la estimación del modelo de frontera estocástica.

2.2.1 Modelo general

El modelo corresponde a uno de costos con un producto (q_{it}) y dos insumos en la producción ($w1_{it}$ y $w2_{it}$) y cinco variables de caracterización de las empresas ($z1_{it}$, $z2_{it}$, $z3_{it}$, $z4_{it}$ y $z5_{it}$), la expresión general es la siguiente:

$$\ln y_{it} = \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{it} + \alpha_1 \ln w1_{it} + \alpha_2 \ln w2_{it} + \delta_1 z1_{it} + \dots + \delta_5 z5_{it} + v_{it} + \mu_{it}$$

Con $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$

Se supone que la ineficiencia es invariante en el tiempo. La distribución empleada en la variable aleatoria de la ineficiencia $u_i = |U|$, donde U tiene distribución normal $(0, \sigma_u^2)$. La distribución empleada para la variable aleatoria del término de error v_i fue la distribución normal $(0, \sigma_v^2)$. El periodo de tiempo del modelo es 2009 a 2013.

2.2.2 Especificación de las variables

Las variables que hacen parte del modelo son las siguientes:

a) Variable dependiente, y_{it}

y_{it} corresponde al gasto en la actividad de comercialización en pesos constantes usando el índice de precios al consumidor, IPC, para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.

b) Variable independientes económicas, q_{it} , $w1_{it}$, $w2_{it}$

q_{it} corresponde al producto, medido como el número de usuarios para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$

$w1_{it}$ corresponde al valor en pesos constantes por usuario usando el IPC, de los gastos de personal y misceláneos, para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.

- $x2_{uit}$ corresponde al valor en pesos constantes por usuario usando el IPC, de los gastos en edificios, materiales y equipos de oficina, para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- c) Variables de caracterización de los mercados $z1_{it}$, $z2_{it}$, $z3_{it}$, $z4_{it}$ y $z5_{it}$
- $redrur_usu_{it}$ corresponde a la longitud de la red rural en kilómetros, con respecto a número de usuarios rurales, para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $redurb_usu_{it}$ corresponde a la longitud de la red urbana con respecto a número de usuarios urbanos y de centro poblados, para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $fact_usurur_{it}$ corresponde a la facturación total (número de facturas al año) con respecto al número de usuarios rurales, para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $fact_bimp_{it}$ corresponde al número de facturas bimensuales con respecto a la facturación total (número de facturas al año), para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $fact_trip_{it}$ corresponde al número de facturas trimestrales con respecto a la facturación total (número de facturas al año), para la i -ésima empresa en el año t , con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.

2.2.3 Estimación del modelo de frontera

El modelo empleado en la estimación corresponde al de Battese & Coelli (1992) para datos de panel no balanceado, bajo distribución semi-normal en el término de ineficiencia y con la restricción de homogeneidad lineal de la función de costo.

En la siguiente tabla se resumen los parámetros obtenidos para el modelo.

Variable	Parámetro	Parámetro Estimado	Error Estandar	Z	Valor p
Intercepto	α_0	$\hat{\alpha}_0 = 1,28290$	0,63163	2,03110	0,042248
Log(q)	α_q	$\hat{\alpha}_q = 0,87500$	0,04492	19,47790	<2,2e-16
Log(x1_u)	α_1	$\hat{\alpha}_1 = 0,92268$	0,03915	23,56870	<2,2e-16
Log(x2_u)	α_2	$\hat{\alpha}_2 = 0,07732$	0,03915	1,97490	0,048279
Log(redrur_usu)	δ_1	$\hat{\delta}_1 = 0,18072$	0,07186	2,51500	0,011902
Redurb_usu	δ_2	$\hat{\delta}_2 = 34,7280$	11,95000	2,90620	0,003658
Fact_usurur	δ_3	$\hat{\delta}_3 = 0,00151$	0,00032	4,64010	0,000003
Fact_bimp	δ_4	$\hat{\delta}_4 = 1,84920$	0,49023	3,77210	0,000162

DN

Variable	Parámetro	Parámetro Estimado	Error Estandar	Z	Valor p
Fact_trip	δ_5	$\hat{\delta}_5 = 2,83990$	0,81746	3,47400	0,000513
SigmaSq	$\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2$	$\hat{\sigma}^2 = 0,08144$	0,02513	3,24110	0,001191
Gamma	$\gamma = \sigma_u^2 / \sigma^2$	$\hat{\gamma} = 0,558150$	0,14733	3,78830	0,000152
SigmaSqU	σ_u^2	$\hat{\sigma}_u^2 = 0,04545$	0,02498	1,81980	0,068796
SigmaSqV	σ_v^2	$\hat{\sigma}_v^2 = 0,03598$	0,00656	5,48900	0,000000

Bajo el modelo estimado, las eficiencias técnicas son calculadas usando el método de Battese y Coelli (1992), dado por

$$EfTec_i = e^{(-\mu_i^* + 0.5\sigma^2)} [1 - \Phi(\sigma_u - \mu_i^* / \sigma_u)] [1 - \Phi(-\mu_i^* / \sigma_u)]^{-1}$$

donde

$$\mu_i^* = \sigma_u^2 \bar{\varepsilon}_i (\sigma_u^2 + \sigma_v^2 / T_i)^{-1}$$

$$\sigma_u^2 = \sigma_u^2 \sigma_v^2 (\sigma_v^2 + T_i \sigma_u^2)^{-1}$$

y donde,

T_i = número de observaciones de la empresa i

$\bar{\varepsilon}_i$ = el promedio de los residuales de la empresa i , para los T_i datos

Siendo el residual $\varepsilon_i = \ln y_{it} - \hat{\alpha}_0 + \hat{\alpha}_q \ln q_{it} + \hat{\alpha}_1 \ln w1_{it} + \hat{\alpha}_2 \ln w2_{it} + \hat{\delta}_1 z1_{it} + \dots + \hat{\delta}_5 z5_{it}$

$\Phi(x)$ es el valor de la función de distribución de la normal (0,1) evaluada en x .

Para la estimación de la eficiencia técnica, se reemplazan los parámetros por sus estimaciones dadas en el literal anterior.

Los límites del intervalo de predicción del $(1-\alpha)\%$ aproximado para la eficiencia técnica de acuerdo con Horrace y Schmidt (1996) están dados por:

$$\text{Límite inferior} = e^{(-\mu_i^* - z_L \sigma_u^*)}$$

$$\text{Límite superior} = e^{(-\mu_i^* - z_U \sigma_u^*)}$$

donde,

$$\mu_i^* = \sigma_u^2 \bar{\varepsilon}_i (\sigma_u^2 + \sigma_v^2 / T_i)^{-1}$$

DM

$$\sigma_{\mu_i}^2 = \sigma_u^2 \sigma_v^2 (\sigma_v^2 + T_i \sigma_u^2)^{-1}$$

$$Z_L = \Phi^{-1}[1 - (\alpha/2)(1 - \Phi(-\mu_i^* / \sigma_u))]$$

$$Z_U = \Phi^{-1}[1 - (1 - (\alpha/2))(1 - \Phi(-\mu_i^* / \sigma_u))]$$

$\Phi(x)$ es el valor de la función de distribución de la normal (0,1) evaluada en x.

$\Phi^{-1}(x)$ es el inverso de la función de distribución de la normal (0,1) evaluada en x.

El procedimiento de cálculo, los resultados de la estimación puntal y las pruebas de validación y robustez del modelo se presentan en el informe del apoyo y asesoría de la Universidad de Antioquia el cual encuentra en el Anexo 1 de este documento.

2.3 Propuesta de remuneración de costos base

La propuesta para remunerar el costo base comercialización consiste en determinar este costo a partir de los gastos reportados de la actividad, en el año 2013, para el comercializador integrado con el OR que sirve el mercado, las facturas expedidas por este comercializador en el mismo año y el factor de eficiencia que se calcule empleando el modelo descrito en el numeral anterior.

La propuesta mantiene la metodología de la Resolución CREG 044 de 2012 actualizando y ampliando el modelo de frontera eficiente para incorporar una mayor cantidad de variables de caracterización y diferenciación de los mercados.

La expresión matemática es la siguiente:

$$Cf_j = \frac{GC_j * \eta_j}{Fact_j}$$

Donde:

- Cf_j : Costo base de comercialización del mercado de comercialización j , expresado en pesos por factura de diciembre de 2013.
- GC_j : Gastos en la actividad de comercialización, para el año 2013, del comercializador integrado al OR que sirve el mercado de comercialización j .
- η_j : Factor de eficiencia del mercado de comercialización j .
- $Fact_j$: Cantidad de facturas expedidas, en el año 2013, por el comercializador integrado al OR que sirve al mercado de comercialización j .

Para los mercados de comercialización en donde el factor de eficiencia sea inferior al 94%, el costo base de comercialización se determinará conforme a las siguientes reglas:

DM

- a) El factor de eficiencia a aplicar para la determinación del costo base de comercialización corresponderá al 94 %.
- b) El valor calculado en el literal anterior será aplicable durante el año calendario de aprobación del costo base de comercialización.
- c) Para los cuatro (4) años siguientes, el costo base de comercialización se reducirá en un porcentaje anual equivalente la diferencia entre el 94 % y el valor de la variable η_j determinado para el mercado j dividido por cuatro (4).

En el caso de la variable GC_j , las reglas para su definición no se modificaron frente a la propuesta contenida en la Resolución CREG 044 de 2012, salvo en excluir de la cuenta 444 del sistema de costeo ABC los conceptos asociados a pensiones de jubilación registrados en el Plan Único de Cuentas y asignados a la actividad de comercialización a usuarios regulados¹.

El procedimiento de cálculo de la variable GC_j es:

- 1) Se toma el valor de la cuenta 444 Unidad de negocio de comercialización de energía eléctrica, del sistema de costeo por actividades ABC reportado al Sistema Único de Información, SUI, por el comercializador integrado al OR que sirve el mercado de comercialización j .
- 2) Se resta del valor del numeral 1) los siguientes conceptos:
 - i) El valor de la energía comercializada con destino al mercado regulado y no regulado reportado bajo las cuentas de bienes y servicios disponibles para la venta 444756, 444766, 444796, 444816 y 444836 del sistema de costeo por actividades ABC del SUI.
 - ii) Los valores asignados a la actividad de comercialización de usuarios regulados en las cuentas del Plan Único de Cuentas, PUC: 510206, 510207, 510208, 510209, 510210, 510211, 510212, 510214, 512007, 512008, 512017, 5302, 5304, 5306, 5309, 5313, 5344, 58, 752007, 752008, 7530, 754007, 7555 y 750562.
 - iii) Gasto en la gestión de pérdidas de energía asignados a la actividad de comercialización.
 - iv) Costo de las contribuciones realizadas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD².
 - v) Otros gastos que están incluidos en la información reportada al SUI para la Unidad de negocio de comercialización de energía eléctrica: construcción de acometidas e instalaciones internas, suspensiones y reconexiones del servicio, calibración de medidores, comercialización de bienes y servicios diferentes de energía y comercialización de energía a usuarios no regulados.

¹ Las cuentas en el PUC son: 510206, 510207, 510208, 510209, 510210, 510211, 510212, 510214 y 750562.

² Asignados a la actividad de comercialización de usuarios regulados.

En el caso de la cuenta 7530, se debe validar su valor frente al ítem i) y se emplea el mayor de los dos, ya que de no hacerlo se estaría restando dos veces el valor de la energía comercializada con destino al mercado regulado y no regulado.

La variable $Fact_j$ se establece a partir de la información reportada al Sistema Único de Información, SUI, en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. En esta variable no se incluirán las facturas asociadas a errores en la facturación.

2.4 Actualización del costo base

La propuesta de actualización del costo base no se modifica respecto a la presentada en la Resolución CREG 044 de 2012.

El costo base de comercialización determinado de acuerdo con la propuesta del numeral anterior se mantiene fijo por el periodo tarifario y se actualizará mensualmente utilizando la siguiente fórmula, en concordancia con una metodología de remuneración de precio máximo.

$$Cf_{m,j} = Cf_j \times (1 - X) \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

$Cf_{m,j}$ Costo base de comercialización para cada mercado de comercialización j , expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.

Cf_j Costo base de comercialización para cada mercado de comercialización j , expresado en pesos por factura.

IPC_{m-1} Índice de precios al consumidor reportado por el DANE para el mes $m-1$.

IPC_0 Índice de Precios al Consumidor reportado por el DANE para diciembre de 2013.

X : Factor de productividad acumulado para la actividad de comercialización de energía eléctrica. Durante el primer año calendario de vigencia de la metodología esta variable tendrá un valor igual a cero, el cual se incrementará en 0,00725 cada año calendario.

Cumplido el quinto año calendario de vigencia de la presente resolución, los comercializadores continuarán aplicando el factor de productividad del año 5, hasta tanto la Comisión establezca una nueva metodología.

El factor de productividad fue establecido a partir del estudio que adelantó la Universidad Colegio Mayor Nuestra Señora del Rosario y corresponde al 50 % del valor promedio del intervalo recomendado del índice de productividad³.

³ De esta forma se comparte con los usuarios las ganancias en productividad de acuerdo con lo señalado por la ley.

El informe final de la consultoría se publicó mediante circular CREG 038 de 2011.

2.5 Resumen de los comentarios recibidos sobre la propuesta de remuneración del costo base.

Los principales comentarios recibidos sobre la propuesta de remuneración del costo base de comercialización, publicada en la Resolución CREG 044 de 2012, son los siguientes:

a) El modelo propuesto no es reproducible

La información para la construcción del modelo fue suministrada por las empresas y por el Sistema Único de Información, SUI, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La Comisión hizo pública la información, vía circular, de aquellas empresas que autorizaron divulgar sus datos. Lo anterior limitó el análisis de reproducibilidad del modelo que adelantaron los agentes.

Por otro lado, en la nueva propuesta, en el Anexo 1 de este documento se adjunta el informe que presentó la Universidad de Antioquia y que evidencia todos los procesos que se adelantaron para determinar la frontera estocástica.

La Comisión corroborará con las empresas qué información de la empleada en la estimación de la frontera, debe ser considerada como privada y no puede ser publicada.

b) Dudas sobre la información para el año 2007

En los análisis adicionales se consideró una ventana de tiempo desde el año 2007 hasta el 2013. Estadísticamente se encontró que la mejor información para estimar la frontera corresponde al periodo 2009 a 2013, por lo que este fue el intervalo utilizado.

c) Falta incluir el efecto de los ciclos de facturación

La variable de facturación fue incluida en los análisis adicionales que la Comisión adelantó. El modelo estimado incluye esta variable como explicativa de los costos de comercialización.

d) No considera suficientes variables ambientales

El análisis de variables ambientales o de caracterización de los mercados incluyó: usuarios clasificados por ubicación (urbano, rural y centros poblados), por estratificación socioeconómica y sector, por ciclos de facturación empleados. Adicionalmente, se consideró la cantidad de redes de nivel de tensión 2 en áreas urbanas y rurales.

La información asociada a usuarios en áreas especiales no garantizaba un panel lo suficientemente extenso, además de presentar problemas de consistencia, por lo que no se empleó en el modelo.

Finalmente, el modelo estimado emplea cinco (5) variables ambientales.

e) No es claro el periodo de actualización

La nueva propuesta aclara que el valor del costo base es fijo por el periodo tarifario, siendo actualizado de manera mensual, con el índice de precios al consumidor.

- f) Aumentar el rango de años de análisis

El nuevo ejercicio de análisis incluyó información desde el año 2007 a 2013.

- g) Como se determinó el factor de productividad

El factor de productividad se determinó a partir de las conclusiones del estudio adelantado por la Universidad Colegio Mayor Nuestra Señora del Rosario y corresponde al 50 % del valor promedio del intervalo recomendado del índice de productividad. De esta manera, la empresa comparte con los usuarios las ganancias en productividad de acuerdo con lo señalado por la ley

3. MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN

3.1 Margen operacional de comercialización

En concordancia con el Documento CREG 020 de 2012, que soporta la Resolución de consulta CREG 044 de 2012, se propone aplicar un margen de operación como metodología para determinar la rentabilidad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el sistema interconectado nacional.

Para establecer el margen operacional de la comercialización de energía eléctrica, se emplea como referencia una actividad económica con características similares y que enfrente riesgos comparables, de acuerdo con lo establecido en el artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994.

En ese orden de ideas, se realizó un *benchmarking* con empresas cuya actividad principal corresponde a la comercialización, considerando tanto al por menor como al por mayor, con el propósito de contar con un mayor número de compañías cuyos ingresos fuesen similares a las empresas reguladas de energía eléctrica en el país y adicionalmente un esquema de plazos de pago similar a la comercialización de energía.

El respectivo *benchmarking* para determinar las compañías de referencia cuya actividad económica fuese comparable a las empresas del sector que se está regulando, se llevó a cabo a partir de la definición de las siguientes razones financieras:

- | | |
|---------------------------------|---|
| 1. Rotación de activo: | $\frac{\text{Ingresos Operacionales}}{\text{Activo Total}}$ |
| 2. Estructura financiera: | $\frac{\text{Activo Total}}{\text{Patrimonio}}$ |
| 3. Razón corriente: | $\frac{\text{Activo corriente}}{\text{Pasivo corriente}}$ |
| 4. Intensidad de activos fijos: | $\frac{\text{Activo corriente}}{\text{Activo total}}$ |
| 5. Estructura de capital: | $\frac{\text{Pasivo}}{\text{Patrimonio}}$ |
| 6. ROE: | $\frac{\text{EBIT}}{\text{Patrimonio}}$ |
| 7. ROA: | $\frac{\text{EBIT}}{\text{Activo}}$ |

8. Ingresos

Las razones definidas en los numerales 1 a 7, explican una característica financiera que con el nivel de ingreso, permite hacer una comparación con las empresas del sector para determinar cuáles son aquellas con un comportamiento financiero similar y en ese sentido tomar la referencia del margen operacional.

Para la comparación se utilizó la '*Distancia de Mahalanobis*', una herramienta estadística que ayuda al acopio, organización y análisis de datos numéricos y a la solución de problemas de diseño de experimentos y toma de decisiones⁴. La distancia de Mahalanobis es una forma de determinar la similitud entre dos variables aleatorias multidimensionales, teniendo en cuenta la correlación entre las variables aleatorias. En ese sentido, la metodología consistió en definir como parámetro de referencia una variable multidimensional (consistente en las 8 razones listadas) de las empresas reguladas, y se comparó con las variables multidimensionales de todas las empresas que componen cada subsector de los sectores de comercio al por menor y al por mayor.

Para correr el modelo, se utilizó la información de las empresas para un periodo de 5 años, del 2009 al 2013. Los resultados, arrojan la distancia (adimensional) entre la empresa de referencia y las de cada empresa de los subsectores de los sectores de comercio al por menor y al por mayor, entendiéndose como mayor similitud una menor distancia.

Como lo que se desea es conocer qué subsector o subsectores se comportan de manera similar a las empresas reguladas de energía eléctrica los resultados se presentan por subsector y por año, indicando la mínima distancia, el primer cuartil, la mediana, la media, el tercer cuartil, el máximo y el percentil 95. Para escoger la referencia, se tuvieron en cuenta sólo subsectores que tuvieran información de al menos de 25 empresas, para que fuesen comparables con el sector regulado. Una vez hecho el filtro, se organizaron los resultados con base en la mediana, de menor a mayor distancia, considerando que es el mejor parámetro para establecer el ranking. Las primeras 20 posiciones, de un total de 215, se muestran en la siguiente tabla.

⁴ P. Ch. *Mahalanobis y las aplicaciones de su distancia estadística*, Mtra. María Teresa Escobedo Portillo y PhD Jorge A. Salas Plata Mendoza, CULCyT//Julio-Agosto, 2008.

Posición	Código CIU	Año	No. de empresa	Mínimo	Primer Quartil	Mediana	Media	Tercer Quartil	Máximo	percentil 95
1	G5151	2012	90	0,0408	0,1991	0,2094	1,066	0,213	59,67	0,215
2	G5151	2011	93	0,0283	0,2350	0,2501	1,086	0,255	55,35	0,257
3	G5151	2013	92	0,0001	0,6388	0,6731	1,366	0,688	59,18	0,692
4	G5151	2010	90	0,1654	0,7841	0,8368	1,536	0,853	64,78	0,860
5	G5151	2009	92	0,3764	0,9431	0,9923	1,682	1,007	65,81	1,016
6	G5219	2010	88	0,2980	1,3900	1,4200	2,115	1,432	66,85	1,439
7	G5219	2011	87	0,2529	1,6310	1,6790	2,331	1,695	64,13	1,702
8	G5219	2013	76	0,1870	1,6750	1,7440	2,339	1,764	54,22	1,775
9	G5219	2012	83	0,2890	1,8460	1,9030	2,509	1,923	59,22	1,934
10	G5219	2009	99	0,1414	2,0210	2,0500	2,682	2,066	71,58	2,074
11	G5211	2013	126	0,4033	2,2640	2,5180	2,941	2,570	78,60	2,597
12	G5131	2011	205	0,8922	3,0010	3,0740	3,733	3,104	157,00	3,114
13	G5121	2011	301	0,2440	4,1130	4,2390	4,769	4,283	210,40	4,306
14	G5134	2013	74	0,3891	4,6240	4,7300	4,811	4,773	24,87	4,786
15	G5121	2009	282	0,3220	7,1580	7,3660	7,688	7,447	159,60	7,485
16	G5190	2011	1018	0,2198	7,2000	7,4310	7,757	7,518	296,10	7,555
17	G5190	2013	988	0,0032	8,1860	8,4670	8,777	8,574	521,40	8,620
18	G5134	2012	78	0,2955	8,4270	8,6210	8,311	8,692	13,77	8,714
19	G5190	2012	1038	0,0038	10,1100	10,4200	10,600	10,540	493,40	10,589
20	G5134	2011	79	0,0240	10,3900	10,6500	10,080	10,710	10,75	10,746

Se puede observar en la tabla anterior, que el subsector G5151 correspondiente a comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos se presenta en las primeras 5 posiciones, que corresponde a cada uno de los años del período analizado. Asimismo, el subsector G5219 del comercio al por menor de productos diferentes de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco en establecimientos no especializados se encuentra seguido en el ranking, en las posiciones 6 a 10 con todos los años del período 2009 al 2013.

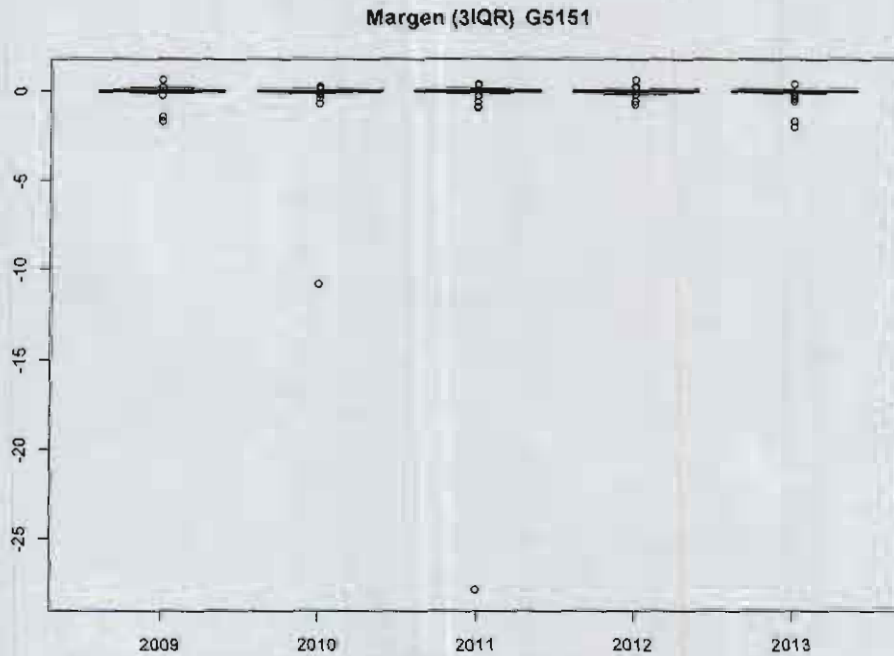
Analizando la información de los resultados se consideraron determinantes, al encontrar los 5 años de cada subsector consecutivamente, observando que los valores de distancias de la mediana son muy cercanos entre sí y particularmente que el percentil 95 de los datos no está muy lejos de la misma. No obstante, es de resaltar que se realizaron diferentes corridas de modelos utilizando diferentes grupos de razones financieras (e.g. 3, 4 y 6; 3, 5, 6 y 8) y los resultados obtenidos inicialmente con las 8 razones fueron estables, en especial para el sector G5151. Así las cosas, preliminarmente se escogió a los subsectores G5151 y G5219 como referencia para determinar el margen operacional.

Una vez seleccionados los subsectores se analizaron los datos de cada uno de estos, específicamente el margen operacional para cada una de las empresas que lo componen, con el fin de depurar la base de datos y eliminar valores anómalos de los mismos. Para esto se utilizó un gráfico de Box-plot, un gráfico representativo de las distribuciones de un conjunto de datos.

El Box-plot⁵ muestra al mismo tiempo información sobre la tendencia central, dispersión y simetría de los datos de estudio y permite identificar con claridad y de forma individual, observaciones que se alejan de manera poco usual del resto de los datos. A estas

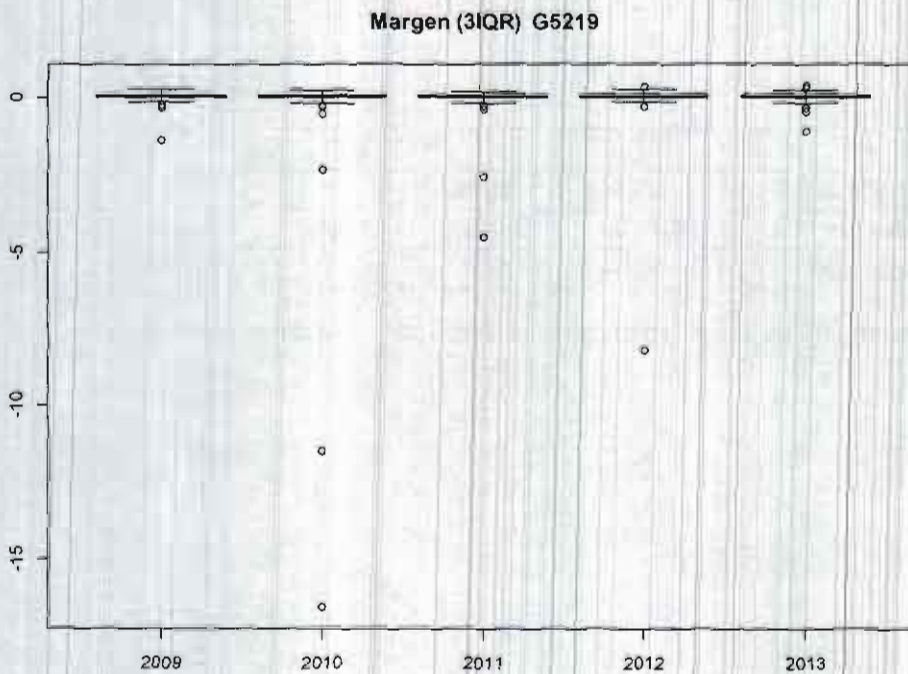
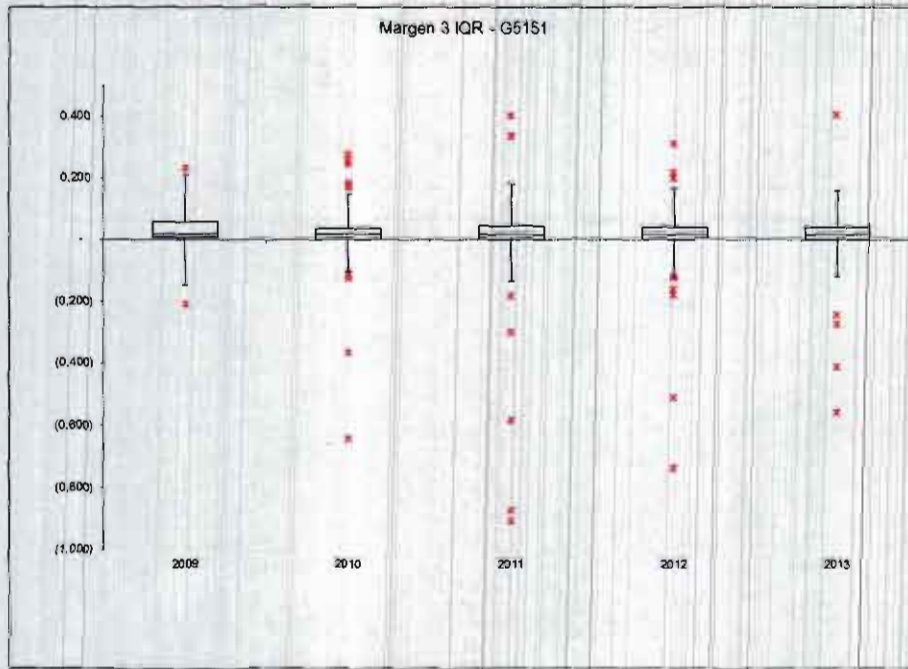
⁵ Mayor información sobre diagramas de caja o "Box-Plot": http://www.cesma.usb.ve/~npena/estadistica_1/BOXPLOT-ayudaenlinea4.htm

observaciones se les conoce como valores atípicos. Los gráficos de Box-plot para el margen operacional de las empresas de cada subsector de referencia son los siguientes.



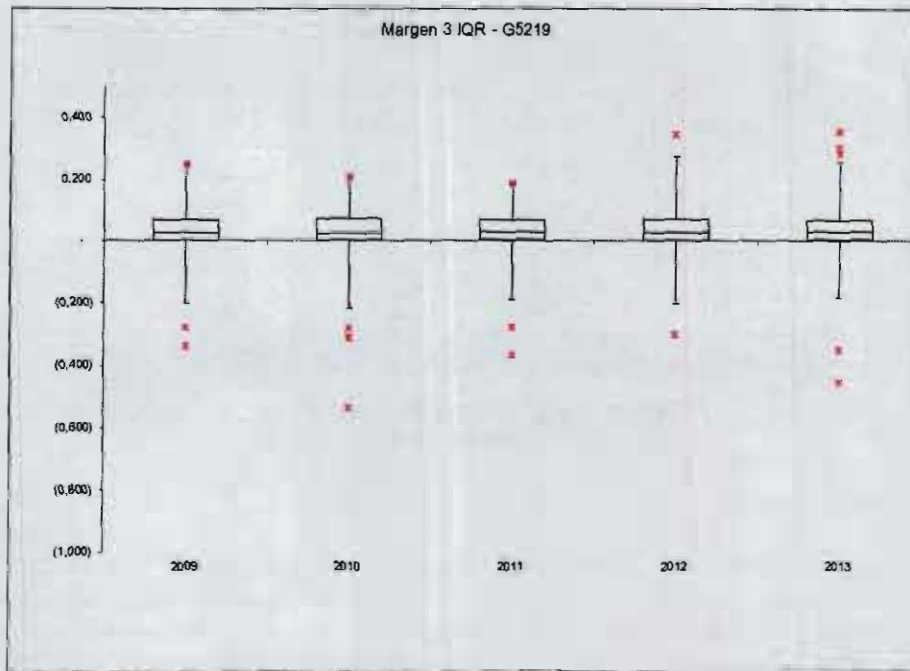
G5151					
Límite 3IQR	2009	2010	2011	2012	2013
Inferior	-14,71%	-10,92%	-13,50%	-12,47%	-11,90%
superior	21,08%	14,56%	18,01%	15,97%	15,87%

En la siguiente gráfica se realiza un acercamiento para mejorar la visualización:



	G5219				
Límite 3IQR	2009	2010	2011	2012	2013
Inferior	-20,54%	-21,83%	-18,92%	-20,33%	-18,43%
superior	27,01%	28,40%	25,94%	27,26%	25,11%

En la siguiente gráfica se realiza un acercamiento para mejorar la visualización:



Una vez eliminados los datos atípicos para cada subsector se determina el margen operacional ponderado por ingresos para cada uno de los 5 años respectivamente, con los siguientes resultados. El valor de cada subsector corresponde a un promedio simple del margen para cada año.

G5151	Margen Operacional	G5219	Margen Operacional
2009	4,64%	2009	3,00%
2010	2,44%	2010	2,93%
2011	3,85%	2011	2,71%
2012	1,57%	2012	1,15%
2013	1,35%	2013	-3,39%
Promedio	2,77%	Promedio	1,28%

De las tablas anteriores se observa que para el año 2013 el subsector de comercio al por menor presenta un margen operacional negativo. La Comisión analizó que la causa de dicho valor correspondía al caso particular de una empresa que debido a los cambios estructurales internos (anteriormente Grandes Superficies de Colombia S.A. y desde 2013 Cencosud Colombia S.A.) presentó un margen negativo y que debido a que esta empresa constituía el 70% de los ingresos del subsector G5219 su impacto en el margen operacional de referencia era significativamente alto. Por lo anterior, se determinó eliminar esta empresa de la muestra obteniendo los siguientes resultados.

G5151	Margen Operacional	G5219	Margen Operacional
2009	4,64%	2009	1,16%
2010	2,44%	2010	3,52%
2011	3,85%	2011	3,97%
2012	1,57%	2012	2,62%
2013	1,35%	2013	2,19%
Promedio	2,77%	Promedio	2,69%

Margen Promedio 2,73%

3.2 Riesgo de cartera

De acuerdo a lo establecido en el Documento CREG 020 de 2012 que acompaña la Resolución CREG 044 de 2013 de consulta, se identificó como riesgo al que se encuentra sujeto el prestador del servicio es la no recuperación de la cartera vencida, a pesar de gestionar su recaudo. Dentro del margen de comercialización este riesgo actualmente no se encuentra reconocido de manera expresa por lo que es necesario evidenciarlo en la regulación.

En la propuesta de la Resolución CREG 044 de 2013 se definió un riesgo de cartera compuesto por tres factores de acuerdo al tipo de usuarios: tradicionales, de barrios subnormales y de barrios subnormales que estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al incumbente. Durante el periodo de consulta la Comisión decidió realizar una modificación a la propuesta en cuanto al riesgo relacionado con la atención a usuarios subnormales propios e incluyendo un factor adicional para nuevos usuarios conectados al SIN de conformidad con la política pública de expansión de cobertura definida por el Ministerio de Minas y Energía.

Riesgo de cartera para usuarios tradicionales

Para los usuarios tradicionales la metodología propuesta se mantiene y la respectiva fórmula se establece en la Resolución definitiva.

Riesgo de cartera para usuarios de áreas especiales

En la resolución de consulta, respecto al riesgo de cartera para usuarios de barrios subnormales la Comisión aplicó la Metodología de Bautista (2006) para realizar una estimación de la prima de riesgo sobre aquellos agentes que atiendan usuarios que se encuentran bajo esta categorización. Una vez surtido el proceso de consulta y los análisis respectivos, la Comisión consideró pertinente ajustar dicho factor de riesgo de cartera y ampliarlo para usuarios de zonas especiales.

Las definiciones de los Usuarios de Áreas Especiales son las que se encuentran bajo el Decreto 111 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía así:

“Áreas Especiales: Para efectos del presente Decreto, entiéndase por Áreas Especiales a las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales, respecto de los cuales los usuarios de los estratos 1 y 2 ubicados en las mismas, son beneficiarios del Fondo de Energía Social de que trata el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011, de conformidad con las definiciones que se establecen para cada una de ellas en el presente acto.

Área Rural de Menor Desarrollo: Es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica.

Corresponde al Alcalde Municipal o Distrital o a la autoridad competente, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo: Las áreas rurales que pertenezcan a municipios que no se encuentran clasificados en la metodología de las Necesidades Básicas Insatisfechas del Departamento Administrativo Nacional de Estadística, se considerarán Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

Barrio Subnormal: Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que éste se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red ; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio y, (iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red.

Zonas de Difícil Gestión: Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:

(i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa. Para acreditar lo anterior, la empresa deberá presentar ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, certificación suscrita por la Auditoría Externa de Gestión y Resultados o por el Representante Legal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994 y demás normas que la modifiquen y/o adicionen. Dicha certificación debe ir acompañada con la memoria de cálculo respectiva para cada una de las Áreas reportadas al Sistema Único de Información (SUI).”

Conservando la metodología de Bautista, se aplica para el cálculo de riesgo de cartera de usuarios de áreas especiales, que parte de la siguiente fórmula:

$$f_T^{(k)} = \frac{d_T^{(k)} - d_{T-1}^{(k)} + Cast^{(k)}}{F^{(k)}}$$

- $f_T^{(k)}$: Fracción de la facturación anual total reportada en cartera con más de un año al final de año contable.
- $d_T^{(k)}$: Stock de cuentas por cobrar en la categoría k, morosas con un año o más al final del año T. En pesos corrientes.
- $Cast^{(k)}$: Castigo de cartera durante el año de cálculo, proveniente de cuentas morosas en la categoría K. En pesos corrientes.
- $F^{(k)}$: Facturación total para la categoría k durante el año de cálculo. En pesos corrientes.

La información de cuentas por cobrar mayor a 360 días fue suministrada por las empresas mediante las circulares CREG 053 de 2010, 049 de 2011, 018 de 2012, 024 de 2013 y 026 de 2014, fuente del d y F para cada mercado j para cada tipo de usuario de barrios subnormales, SN, Áreas rurales de menor desarrollo, MD y Zonas de Difícil Gestión, DF para la ventana de tiempo de 5 años, 2009-2013.

La información de castigo de cartera fue solicitada a las empresas que de acuerdo a la información reportada al Sistema Único de Información, SUI, tuvieron usuarios de barrios subnormales al momento del cálculo.

Al aplicar la Metodología de Bautista se obtienen los valores de riesgo para cada uno de los tres tipos de usuarios de áreas especiales, el cual se pondera por la facturación por tipo de usuario y se calcula para cada uno de los años. En ese orden de ideas, el riesgo de cartera (RCAE) se determina como el promedio simple del riesgo calculado para cada uno de los años del periodo evaluado:

$$f_T = \frac{1}{\sum_k F_T^{(k)}} \times \sum_k (f_T^{(k)} \times F_T^{(k)})$$

$$RCAE_{j,t} = \frac{1}{4} * \sum_{T=2010}^{2013} f_T$$

Teniendo en cuenta la diferencia de mercados, la Comisión consideró pertinente calcular de forma independiente el riesgo de cartera por atender usuarios de áreas especiales según mercado de comercialización.

Asimismo, consideró pertinente que para aquellos mercados cuyo riesgo de cartera para este tipo de usuarios fuese calculado por un valor mayor o igual a 10%, aplicar una senda en la que se reduzca en un 5% anualmente, con el fin de brindarle a las empresas el incentivo a gestionar el recaudo de los usuarios que atienden en estas áreas.

Riesgo de cartera para usuarios de barrios subnormales atendidos por un comercializador entrante

El factor referente al riesgo de cartera que representan los usuarios de barrios subnormales que a diciembre de 2013 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al

integrado al operador de red la propuesta de la Resolución CREG 044 de 2012 se mantiene sin ajustes.

Riesgo de cartera para nuevos usuarios conectados al SIN

Por otra parte, de acuerdo a la política de expansión en relación a la cobertura y atención a usuarios que el gobierno se encuentra fijando dentro de las bases del plan de desarrollo 2014-2018, existe la posibilidad de integrar nuevos usuarios al Sistema Nacional Interconectado, SIN. En relación con la incorporación de estos usuarios se incluyó un factor adicional para remunerar el riesgo de cartera por la atención de los mismos.

En ese sentido, dicho factor para incluir en el riesgo de cartera será el promedio simple de los años 2009-2013, del riesgo de cartera calculado de acuerdo a la metodología de Bautista específicamente para los usuarios de áreas rurales de menor desarrollo, equivalente a 15,22%.

3.3 Costos financieros

En la Resolución CREG 044 de 2012 se consideraron dos ajustes relacionados con los costos financieros a los que se enfrentan las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a saber: i) para algunos ciclos de facturación, las tarifas cobradas al usuario final son inferiores a los pagos que debe hacer el comercializador a los otros agentes de la cadena; y ii) el giro de los subsidios a las tarifas de los usuarios de menores recursos se produce con posterioridad a la fecha de vencimiento de las facturas de los usuarios.

En el anexo 6 del documento CREG 020 de 2012, soporte de la Resolución de consulta, se presentó el análisis de los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización de energía eléctrica, en especial los costos derivados de la publicación y el cobro de tarifas anteriores de acuerdo con los ciclos de facturación posibles en un mes calendario. Una actualización del modelo aplicado, teniendo en cuenta los valores de las tasas del Banco de la Republica, corresponde reconocer un 0,042% en el margen de comercialización por ciclo de efectivo. La actualización del modelo es la siguiente.

Tasa CDAT a 1 día	1,61%	EA	0,00%	Día vencido
Tasa CDAT 2 -14 días	1,27%	EA	0,00%	Día vencido
Tasa CDAT 15-29 días	1,53%	EA	0,00%	Día vencido
Tasa CDAT a 30 días	1,42%	EA	0,00%	Día vencido
Tasa CDAT 31-90 días	1,71%	EA	0,00%	Día vencido
Tesorería 1-5 días	7,46%	EA	0,02%	Día vencido
Tesorería 6-14 días	7,41%	EA	0,02%	Día vencido
Tesorería 15-30 días	7,24%	EA	0,02%	Día vencido

Fuente: Banco de la Republica



Día de Publicación de Tarifas	Rendimiento Promedio	Δ Rendimiento
15	-0,0460%	
14	-0,0440%	0,002%
13	-0,0430%	0,002%
12	-0,0410%	0,002%
11	-0,0390%	0,002%
10	-0,0370%	0,002%
Sensibilidad al día de publicación		-0,002%
Promedio simple		-0,042%

En cuanto al giro de subsidios, en el numeral 6.1.3 del documento CREG 020 de 2012 se explica que existe, un costo financiero asociado al tiempo que transcurre entre la fecha de vencimiento de las facturas a los usuarios y la fecha prevista para el giro de los subsidios a los usuarios de menores ingresos por parte del Gobierno Nacional, y la metodología para determinar el porcentaje a incluir en el margen de comercialización debido a éste costo financiero.

Este factor se mantiene en la Resolución definitiva. No obstante, teniendo en cuenta el Decreto 731 de 2014 a través del cual se estableció la posibilidad de realizar un giro parcial de los subsidios hasta de un 80% durante y antes de la finalización del trimestre, se complementó la ecuación para incluir un factor del capital de trabajo que se reconoce al comercializador deficitario de forma anticipada. En ese orden de ideas, para el cálculo del costo financiero se deberá tener en cuenta los dos factores del ciclo de efectivo, tanto favor como en contra.

$$CFS_{i,j,m} = \frac{Sub1_{i,j,T} \times [(1 + r_1)^{N+0.63} - 1] + Sub2_{i,j,T} \times [(1 + r_2)^M - 1]}{Facturación_{i,j,T}}$$

Donde:

$CFS_{i,j,m}$: Costo financiero asociado al giro de los subsidios al comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j , aplicable en el mes m . Este factor será igual a cero cuando en la última validación trimestral realizada por el Ministerio de Minas y Energía, el comercializador i , en el mercado de comercialización j , sea superavitario.

- T : Últimos cuatro trimestres para los cuales el Ministerio de Minas y Energía ha realizado el giro de los subsidios al comercializador i , en el mercado de comercialización j .
- N : Promedio del número de meses transcurridos desde la finalización de los trimestres T hasta el giro de los subsidios de esos trimestres para el comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j .
- En el caso de que un comercializador sea superavitario y se vuelva deficitario el valor de N deberá ser igual a 1,5.
- r_1 : Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio semanal de las tasas de interés *preferencial o corporativo*, de los créditos comerciales, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía.
- La fuente de información será la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Superintendencia Financiera de Colombia.
- $Sub1_{i,j,T}$: Valor promedio del déficit de subsidios causados y no pagados una vez finalizado cada trimestre, de acuerdo con las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el artículo 5 del Decreto 847 de 2001 o aquel que lo modifique, complemente o sustituya, para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para los trimestres T .
- M : Promedio del número de meses de pago anticipado respecto de la finalización de los trimestres T para el comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j .
- r_2 : Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio semanal de las tasas de los Certificados de Ahorro a Término, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía.
- La fuente de información será la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Superintendencia Financiera de Colombia.
- $Sub2_{i,j,T}$: Valor promedio del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre, de acuerdo con las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el artículo 5 del Decreto 847 de 2001 o aquel que lo modifique o sustituya, para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para los trimestres T .
- $Facturación_{i,j,T}$: Corresponde a la facturación por concepto de ventas de energía realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para los trimestres T . Esta facturación debe coincidir con lo reportado al Sistema Unificado de Información, SUI, para usuarios regulados en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

3.4 Resumen de los comentarios recibidos sobre la propuesta de remuneración del margen de comercialización

Los principales comentarios recibidos sobre la propuesta de remuneración del margen de comercialización publicada en la Resolución CREG 044 de 2012 son los siguientes:

1. Margen operacional

- a) Se sugiere que la ventana de tiempo de la muestra sea ampliada hasta 2011. Es de esperarse que con una mayor cantidad de información y una adecuada depuración de los *outliers* estadísticos, los márgenes operacionales promedio obtenidos converjan a una media natural del mercado.

Como se expuso en el numeral 3.1 el análisis para determinar el margen operacional de comercialización consideró mayor información, ampliada a un periodo de 5 años del 2009 al 2013, con un debido proceso de depuración de la misma.

- b) Considerar el nivel de ingresos no presenta un criterio claro de comparación entre sectores, por tanto no es un argumento suficiente para tomar el conjunto de los subsectores G5211 y G5219 como referente para el margen operacional de la comercialización de energía.

Para el cálculo del margen operacional de comercialización se tuvieron en cuenta otros factores además del nivel de ingreso, los cuales permitieron hacer una debida comparación de las empresas cuya actividad principal es la comercialización, de forma tal que se reevaluó la selección de los subsectores de referencia.

- c) Las empresas que sean consideradas para el análisis de rentabilidad deben haber generado un EBIT neto positivo durante el periodo de análisis.

El proceso de evaluación para determinar el margen operacional incluyó el debido análisis de los márgenes operacionales de las empresas de referencia, eliminando con una metodología clara los datos atípicos que pudiesen afectar de forma desacertada el cálculo del margen de referencia.

- d) Se solicita calcular el margen operacional como un promedio ponderado con base en el ingreso de las empresas y en su lugar utilice un promedio simple.

Teniendo en cuenta que el margen operacional se calcula como la utilidad operacional dividido el ingreso de la empresa, lo cual se mide como un porcentaje y depende directamente del valor de los ingresos, la forma matemáticamente correcta de determinar el margen operacional de un grupo de empresas es realizando una ponderación por el nivel de ingresos.

- e) Margen operacional aprobado se debe reconocer sobre toda la cadena de componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio, es decir se debe incluir la propia actividad de comercialización.

Considerando que a las empresas comercializadoras de energía eléctrica se les está reconociendo los costos y gastos propios de la actividad de comercialización, el

margen operacional se debe reconocer sobre los componentes de la cadena sobre los cuales el agente ofrece un servicio de intermediación únicamente.

2. Riesgo de cartera

- a) Existen casos en que no es posible realizar desconexiones por las condiciones sociales o de orden público de las regiones atendidas.

La Comisión evidencia los casos en que no es posible realizar desconexiones del servicio de energía eléctrica, estableciendo un riesgo de cartera particular para usuarios de áreas especiales con una metodología diferente.

- b) Una alternativa para los usuarios tradicionales consiste en regresar a la fórmula de Bautista.

Para el caso de los usuarios tradicionales se considera que las empresas comercializadoras tienen la potestad y capacidad para interrumpir y desconectar usuarios que incumplan con el pago del servicio. Adicionalmente, con la información disponible de cuentas por cobrar y cartera castigada, se realizaron análisis y al aplicar la metodología de Bautista se evidenciaba que las empresas estaban en capacidad de hacer gestión de dichas cuentas, puesto que la cartera de más de 360 días disminuía al siguiente año.

- c) Considerar ampliar el alcance del riesgo de cartera, ya que solamente se remite el alcance de la Resolución a Usuarios de Barrios Subnormales, y como es bien conocido las Zonas de Difícil Gestión y los usuarios Constitucionalmente Protegidos presentan una Gestión de cartera que no puede realizarse a partir de la suspensión de desconexión del servicio.

Con respecto al riesgo de cartera para usuarios de barrios subnormales, se puede observar en el numeral 3.2 del presente documento que en la resolución definitiva se amplió el alcance incluyendo los usuarios de difícil gestión, al igual que de áreas de menor desarrollo, reconociendo un riesgo de cartera para usuarios de áreas especiales. En cuanto a los usuarios constitucionalmente protegidos, luego de un detallado análisis que se presenta en el anexo 4 de este documento, se considera que no es competencia del regulador incluir el riesgo de cartera de este tipo de usuarios como parte de la metodología.

- d) El no reporte de información consideramos debe sancionarse por parte de la SSPD, pero no se considera adecuado acotar los riesgos a reconocer (90% del mínimo de los demás mercados), para el agente que no presentó información de usuarios desconectados.

En primer lugar, reconocer el 90% del mínimo riesgo de cartera determinado entre los demás mercados calculados, no corresponde a una sanción para quienes no presentan la información. Estrictamente, corresponde al mecanismo que emplea la Comisión en caso de no contar con la información necesaria y lo establece como medida de referencia.

- e) Se solicita a la Comisión adicionalmente, permitir entregar nuevamente la información

Según se establece en la resolución definitiva, los comercializadores podrán entregar la información en la solicitud de cargos que establecerá en resolución particular el costo base, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales y el riesgo de cartera de áreas especiales.

3. Ciclo de efectivo

- a) El modelo de la Comisión supone que los costos de energía y peajes son recaudados por el comercializador el mes siguiente al mes en que la energía fue consumida por el cliente

El modelo ejecutado por la Comisión se basa en lo establecido en las Resoluciones CREG 108 de 1997 y 058 de 2000. Anteriormente, la CREG ha emitido conceptos en relación al tema los cuales pueden ser consultados en la página web. Algunos de estos conceptos son: S-2005-001208 y S-2012-006037.

- b) Finalmente, considera la Comisión que la tarifa puede publicarse a partir del día 10 y hasta el 15, cuando en realidad, si se toma en consideración la fecha de publicación de los componentes por parte del ASIC y el LAC, en particular los cargos definitivos ADD a aplicar en tarifa, los tiempos que requieren los medios para publicación de las tarifas que envían los comercializadores y que la Ley impone aplicación de tarifas a partir (y no hasta) del día 15, llevan a que las empresas realicen estas publicaciones prácticamente el día 15 de cada mes.

El ejercicio de simulación realizado por la Comisión para determinar el porcentaje a reconocer por el ciclo de efectivo, como puede observarse en el numeral 3.3 del presente documento, de forma general toma como referencia que las empresas realizan las publicaciones el día 15 de cada mes y tienen 30 ciclos de facturación.

- c) En cuanto a los costos financieros reconocidos por el giro de subsidios al comercializador deficitario, se considera adecuado que la fórmula permita el reconocimiento del costo financiero de los déficits acumulados mensuales reales que experimenta el comercializador por el no pago oportuno de los subsidios.

Como se mencionó en el numeral 3.3 del presente documento, actualmente con la expedición del Decreto 731 de 2014 a través del cual se estableció la posibilidad de realizar un giro parcial de los subsidios hasta de un 80% durante y antes de la finalización del trimestre, el giro de subsidios por parte de Ministerio no conlleva déficits acumulados.

4. MODIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 119 DE 2007

La propuesta de modificación busca incluir en las variables del margen de comercialización una que remunere el costo de la actividad de comercialización realizada por el prestador de última instancia y otra variable que remunere el costo de las garantías financieras para cubrir el pago que el comercializador debe realizar de los cargos por uso del STR y/o SDL.

Adicionalmente, con la propuesta se armoniza la aplicación de la nueva metodología de remuneración con la forma en que se transfieren los costos a los usuarios regulados mediante la Resolución CREG 119 de 2007.



5. ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PROPUESTA

La Comisión realizó el impacto de la propuesta de remuneración sobre el ingreso de las empresas reguladas y sobre el cargo que enfrentarían los usuarios por la actividad de comercialización, a partir de la información reportada por las empresas en diferentes circulares, la disponible en el Sistema Único de Información y en la Comisión.

En los análisis se consideraron:

- Los cargos aprobados, los ingresos estimados a partir de estos cargos y los gastos reportados por las empresas.
- La eficiencia estimada por el modelo de frontera estocástica y los diferentes intervalos de confianza disponibles.
- El costo base de comercialización estimado con la metodología propuesta y su sensibilidad en diferentes fechas de corte.
- El valor del margen operacional estimado.
- Los valores estimados de riesgo de cartera para usuarios tradicionales y los ubicados en áreas especiales.
- El cargo de comercialización resultante del margen de comercialización y el costo base de comercialización estimado y su impacto en la tarifa a los usuarios regulados en cada mercado de comercialización.

El impacto de la aplicación de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización y los posibles aumentos en la tarifa a los usuarios que se lleguen a presentar en algunos mercados de comercialización, pueden ser mitigados por los comercializadores mediante la aplicación de la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 168 de 2008.

6. CONCORDANCIAS

La aprobación de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias y en especial las siguientes:

- Numeral 2.6 del anexo 1 y anexo 2 de la Resolución CREG 031 de 1997.
- Resolución CREG 007 de 1999.
- Resolución CREG 036 de 2006.
- Resolución CREG 101 de 2006.

Se aclara con relación a la Resolución 007 de 1999, si bien se deroga, los cargos de comercialización particulares correspondiente a cada agente, estarán vigentes, mientras éstos no se les aprueben unos cargos nuevos en los términos de la Resolución 180 de 2014.

Por otro lado, la aprobación de la modificación de la Resolución CREG 119 de 2012 cambia los artículos 4 y 11 de la citada norma.

7. PROPUESTA A LA COMISIÓN

Se propone a la Comisión la adopción del proyecto de resolución que se anexa a este documento.

8. Anexo 1. Informe final sobre el apoyo y asesoría técnica por parte de la Universidad de Antioquia

CONVENIO INTERADMINISTRATIVO No 001 ENTRE LA CREG Y LA
UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

Informe Final

Prestar apoyo y asesoría técnica a la CREG en la definición de un modelo de frontera estocástica para la estimación de los gastos eficientes de la actividad de comercialización de energía eléctrica: Producto 2

Informe Presentado por:
Elkin Castaño V.

Agosto 8 de 2014

Este informe presenta, en la primera sección, un análisis inicial de la información recolectada por la CREG para la estimación de un modelo frontera estocástica que permite la obtención de los gastos eficientes de la actividad de comercialización de energía eléctrica. La segunda sección presenta una breve descripción del modelo de frontera estocástica. En la tercera sección se presenta la construcción del modelo de costos de frontera estocástica y el cálculo de las eficiencias técnicas, junto con sus límites de confianza. Finalmente, el Apéndice 1 contiene los diagnósticos para la validación del modelo, y el Apéndice 2, enumera las etapas realizadas en la construcción del modelo final.

1. Análisis de la información recopilada por la CREG

1. 1 Descripción de la Información

- El archivo de datos construido por la CREG consta de 29 empresas comercializadores de electricidad y de un conjunto de variables asociadas a dicha actividad para los años 2007 a 2013. La información constituye inicialmente un panel de datos de 29 comercializadoras observadas durante 7 períodos de tiempo. Inicialmente, el panel de datos parece balanceado, es decir cada empresa cuenta con el mismo número de observaciones. El total de observaciones en el archivo es de 203.

- Las 29 empresas consideradas en la base de datos corresponden a las siguientes siglas de identificación:

CODENSA, EPM, ELECTRICARIBE, EMCALI, ESSA, CHEC, EPSA, CEDENAR, ENERTOLIMA, CENS, EBSA, CEO, ELECTROHUILA, EMSA, EEC, EDEQ, EEP, ELECTROCAQUETA, DISPAC, ENERCA, CETSA, ENELAR, EMCARTAGO, PUTUMAYO, EEBP, ENERGUAVIARE, SIBUNDOY, EMEE y RUITOQUE.

- Las variables observadas reportadas en la base de datos son las siguientes:

Costo de Comercialización (\$ precios corrientes)
Costo de Comercialización (\$ precios constantes 2013 IPC)
Costo de Comercialización (\$ precios constantes 2013 IPP)
Longitud red urbana nivel 2 (km)
Longitud red rural nivel 2 (km)
Cantidad de usuarios urbano

Cantidad de usuarios rural
Cantidad de usuarios centro poblado
Cantidad de usuarios Estrato 1
Cantidad de usuarios Estrato 2
Cantidad de usuarios Estrato 3
Cantidad de usuarios Estrato 4
Cantidad de usuarios Estrato 5
Cantidad de usuarios Estrato 6
Cantidad de usuarios Industrial
Cantidad de usuarios Comercial
Cantidad de usuarios Oficial
Cantidad de usuarios Alumbrado público
Cantidad de usuarios Especial asistencial
Cantidad de usuarios Especial educativo
Total Usuarios
Cantidad de usuarios ciclo - < 25
Cantidad de usuarios ciclo 25 - 35
Cantidad de usuarios ciclo 35 - 45
Cantidad de usuarios ciclo 45 - 65
Cantidad de usuarios ciclo - > 65
Facturas Extraordinarias
Facturas Mensuales
Facturas Bimensuales
Facturas Trimestrales
Total Facturas Año
Personal (\$Corrientes)
Materiales (\$Corrientes)
Equipos (\$Corrientes)
Edificios (\$Corrientes)
Misceláneos (\$Corrientes)
Personal (\$ precios constantes 2013 IPC)
Materiales (\$ precios constantes 2013 IPC)
Equipos (\$ precios constantes 2013 IPC)

DN

Edificios (\$ precios constantes 2013 IPC)
Misceláneos (\$ precios constantes 2013 IPC)
Personal (\$ precios constantes 2013 IPP)
Materiales (\$ precios constantes 2013 IPP)
Equipos (\$ precios constantes 2013 IPP)
Edificios (\$ precios constantes 2013 IPP)
Misceláneos (\$ precios constantes 2013 IPP)
Cantidad total de personal
Área dedicada (m2)
Índice de ruralidad 2011
Categoría por Número de Usuarios
Categoría por Costos de comercialización
Categoría Por Km Red Total

1.2 Análisis preliminar de la información

A continuación se señala algunos de los problemas encontrados con la información reportada.

- **Empresas sin costos reportados:**

CEO 2007
CEO 2008
CEO 2009
CEO 2010
ENERCA 2008
ENERCA 2009
EEBP 2009
ENELAR 2012
RUITOQUE 2013

- **Empresas con información faltante en usuarios:**

CENS 2008
CENS 2009

- **Empresas con información inadecuada sobre costo de materiales:**

Con valores 0:

EEBP año 2013

ENEGUAVIARE año 2008

ENERTOLIMA años 2007, 2010, 2011, 2013

Con valores negativos:

DISPAC año 2012

- Empresas con información faltante sobre costo de edificios:

Con valores 0:

CODENSA años 2009, 2010

DISPAC año 2009

EMEE años 2008, 2009, 2010

- Empresas con información faltante en facturación:

CENS 2008, 2009

- Empresas con información faltante en ciclos de facturación:

CENS 2008, 2009

- Empresas con información faltante en Personal, Materiales, Equipo, Edificios y Misceláneos:

CEO 2009

RUITOQUE 2013

- Variables con exceso de datos faltantes:

Cantidad total de personal

Área dedicada (m²)

Índice de ruralidad 2011

Debido a los problemas anteriores, las empresas no cuentan con el mismo número de observaciones en el panel, es decir, el panel de datos no es balanceado. El número de observaciones total disponibles es de 176.

La siguiente tabla presenta el número de observaciones disponibles para cada empresa comercializadora.

Tabla 1. Número de observaciones disponibles por empresa años 2007-2013

Empresa	Número de la empresa	Número de Observaciones
CEDENAR	1	7
CENS	2	5
CEO	3	3
CETSA	4	7
CHEC	5	7
CODENSA	6	5
DISPAC	7	5
EBSA	8	7
EDEQ	9	7
EEBP	10	5
EEC	11	7
EEP	12	7
ELECTRICARIBE	13	7
ELECTROCAQUETA	14	7
ELECTROHUILA	15	7
EMCALI	16	7
EMCARTAGO	17	7
EMEE	18	4
EMSA	19	7
ENELAR	20	5
ENERCA	21	3
ENERGUAVIARE	22	6
ENERTOLIMA	23	3
EPM	24	7
EPSA	25	7
ESSA	26	7
PUTUMAYO	27	7
RUITOQUE	28	6
SIBUNDOY	29	7
Total de observaciones		176

Basados en esta información de panel de datos no balanceados a partir del año 2009, se hará el análisis para la construcción de un modelo de frontera estocástica de costos eficientes para las empresas comercializadoras de electricidad. En estos datos se debe analizar la posible existencia de observaciones atípicas e influyentes en la elaboración del modelo de frontera estocástica.

2. El modelo de costos frontera estocástica

El modelo de costos de frontera estocástica es empleado ampliamente en la literatura económica cuando se quieren determinar los costos eficientes de un conjunto de empresas de una industria. Este modelo fue originalmente desarrollado por Aigner, Lovell, and Schmidt (1977). Su formulación inicial es

$$y_i = \beta'x_i + v_i + u_i$$

Donde y_i es el costo observado para la i -ésima empresa, $\beta'x_i + v_i$ es la frontera óptima, o mínimo costo buscado por la empresa. $\beta'x_i$ es la parte determinística de la frontera, definido en términos del producto y de los costos de entrada, y $v_i \sim N(0, \sigma_v^2)$ es la parte aleatoria de la frontera. La suma de estas dos componentes constituye la frontera estocástica.

La cantidad en la que la empresa se aleja del costo mínimo (la frontera), es u_i , donde $u_i = |U_i|$, siendo $U_i \sim N(0, \sigma_u^2)$. En este contexto u_i es la "ineficiencia" de la empresa i . En la propuesta inicial de esta metodología, u_i sigue una distribución semi-normal. Posteriormente, una gran variedad de modelos han aparecido en la literatura sobre el tema. Kumbhakar y Lovell (2000) presentan una extensa relación de otras formulaciones. Otros documentos importantes se encuentran en Bauer (1990) y Greene (2008).

Para la formulación del modelo de costos, frecuentemente se supone una función Cobb-Douglas, o una función translogarítmica, u otra forma del modelo logarítmico. La forma básica del modelo es

$$\log(y_i) = \beta'x_i + v_i + u_i$$

Donde las componentes del vector x_i son los logaritmos del producto y de los precios de entrada, y/o de sus cuadrados y/o de sus productos cruzados.

De esta manera, u_i representa la proporción en la cual el costo y_i falla en alcanzar la frontera óptima. La eficiencia técnica para la empresa i , se obtiene como

$$EfTec_i = \frac{y_i}{y_i \text{ óptimo}} \approx e^{-u_i}$$

Debido a que las u_i no se pueden observar, para el cálculo de las eficiencias técnicas se emplea

$$EfTec_i = E(e^{-u_i} | \varepsilon_i)$$

donde $\varepsilon_i = u_i + v_i$

Adicionalmente, se debe de asumir que todas las empresas de la muestra tienen la misma frontera de costos, por lo cual estas deben de ser similares en su tipo de producción. También es necesario que las empresas que utilicen los mismos insumos para producir los mismos productos

2. 1 El modelo de frontera estocástica para datos de panel no balanceados

2.1.1 Funciones de Producción

Battese and Coelli (1992) proponen un modelo de producción de frontera estocástica para datos de panel no balanceados en el cual se supone que los efectos de empresas son variables aleatorias con una distribución normal truncada, y que también permite que varíen sistemáticamente en el tiempo.

El modelo puede ser expresado en general como

$$Y_{it} = x'_{it} \beta + (V_{it} - U_{it}), \quad i=1, \dots, N, \quad t=1, \dots, T_i, \quad (1)$$

Donde Y_{it} es (el logaritmo de) la producción de la i -ésima empresa en el t -ésimo período;

x_{it} es un $k \times 1$ vector de (transformaciones de las) cantidades de insumo de la i -ésima empresa en el t -ésimo período;

β es un vector de parámetros desconocidos;

V_{it} son variables aleatorias iid $N(0, \sigma_v^2)$, e independientes de

$U_{it} = (U_i \exp(-\eta_i(t-T)))$, donde

U_i son variables aleatorias no negativas que representan la ineficiencia técnica en la producción y se supone que iid como truncaciones en cero de la distribución $N(\mu, \sigma_U^2)$ o con distribución semi-normal;

η es un parámetro desconocido;

El panel de datos no necesariamente debe ser balanceado.

El modelo emplea la parametrización de Battese and Corra (1977) quienes reemplazan σ_V^2 y σ_U^2 con $\sigma^2 = \sigma_V^2 + \sigma_U^2$ y $\gamma = \sigma_U^2 / (\sigma_V^2 + \sigma_U^2)$. El parámetro γ , debe caer entre 0 y 1. La función de log-verosimilitud del modelo es presentada en el apéndice de Battese y Coelli (1992).

La imposición de una o más restricciones sobre este modelo proporciona un grupo de casos especiales que aparecen en la literatura.

Haciendo el parámetro η igual a cero se obtiene el modelo de eficiencia invariante en el tiempo presentado en Battese, Coelli y Colby (1989). Además, restringiendo la formulación para datos de panel balanceados se obtiene el modelo asumido en Battese and Coelli (1988). Si también se supone que μ es igual a cero, el modelo se reduce al modelo presentado por Pitt and Lee (1981). Además, si se restringe $T=1$ el modelo es el modelo de corte transversal, con formulación semi-normal de Aigner, Lovell and Schmidt (1977).

Claramente, las permutaciones de estas restricciones dan lugar a un gran número de modelos. Por ejemplo, Si todas las restricciones anteriores son impuestas, excepto $\mu=0$, se obtiene el modelo de Stevenson (1980).

Si se usa una función de costo, se pueden estimar la especificación de Hughes (1988) y la de Schmidt and Lovell (1979), la cual supone eficiencia asignativa (allocative efficiency). Éstas dos últimas especificaciones son los análogos (en la función de costos) a la especificaciones de funciones de producción en Battese and Coelli (1988) y Aigner, Lovell and Schmidt (1977), respectivamente.

En una aplicación particular, un gran número de escogencias de modelos debería ser considerada. Por ejemplo, se debe asumir una distribución semi-normal para los efectos de ineficiencia o una la distribución más general normal truncada? En el caso de datos de panel, se debería suponer eficiencia variante o invariante en el tiempo? Para tomar este

tipo de decisiones, se recomienda estimar un grupo de modelos alternativos y el modelo preferido se seleccione con base en la prueba del cociente de verosimilitud (LRT test).

Para probar si se necesita una función de frontera estocástica, se debe probar la significancia del parámetro γ .⁶ Si la hipótesis nula de que γ es cero no se rechaza, indicaría que σ_U^2 es cero y por tanto que el término U_{it} debería ser removido del modelo, dejando una especificación cuyos parámetros pueden ser consistentemente estimados usando OLS.

Kumbhakar, Ghosh and McGukin (1991) and Reifschneider and Stevenson (1991) proponen modelos de frontera estocástica en los cuales la ineficiencia es expresada en términos de un vector de variables específicas a las empresas. Battese and Coelli (1995) también proponen un modelo que es equivalente al Kumbhakar, Ghosh and McGukin (1991), pero donde se impone la eficiencia asignativa, se eliminan las condiciones de primer orden en la maximización de las ganancias y se permite el empleo de datos de panel. En nuestro caso, el modelo de Battese and Coelli (1995) fue empleado como una posible especificación al problema, pero los resultados no fueron adecuados.

2.1.2 Funciones de Costo

Todo lo anterior ha sido expresado en términos de una función de producción, donde los U_{it} son interpretados como los efectos de ineficiencia técnica, los que causan que las empresas operen por debajo de la frontera de producción estocástica $Y_{it} = x_{it}\beta + V_{it}$.

Para especificar una función de frontera estocástica de costos, basta cambiar la especificación término de error ($V_i - U_i$) por ($V_i + U_i$).

Esta sustitución en (1) produce la función de costos

$$Y_{it} = x'_{it} \beta + (V_{it} + U_{it}) \quad ,i=1,\dots,N, t=1,\dots,T,$$

donde

Y_{it} es el (logaritmo del) costo de producción de la i -ésima empresa en el período t ;

⁶Se debe tener en cuenta que toda prueba LRT que especifica una hipótesis nula donde el parámetro γ es cero no tiene una distribución chi-cuadrado debido a que la restricción define una cota sobre el espacio paramétrico. En este caso, se puede probar que la prueba LRT tiene una distribución chi-cuadrado mixta. Véase Lee (1993) y Coelli (1993, 1994).

DN

x_{it} es un vector de $k \times 1$ de (transformaciones de los) precios de los insumos y del producto de la i -ésima empresa en el período t , y puede contener variables que caracterizan las empresas (variables ambientales);

β es un vector de parámetros desconocidos;

V_{it} son variables aleatorias iid $N(0, \sigma_v^2)$, e independientes de

$U_{it} = (U_i \exp(-\eta(t-T)))$, donde

U_{it} son variables aleatorias no negativas que representan el costo de ineficiencia en la producción. Se supone que son iid truncadas en cero de la distribución $N(\mu, \sigma_U^2)$, o con distribución semi-normal;

η es un parámetro desconocido;

El panel de datos no necesariamente debe ser balanceado (T_i puede ser diferente en cada empresa)

En esta función de costo, los U_{it} definen cuán arriba del costo de frontera opera la empresa. Es decir, representa la porción en la cual el costo Y_{it} falla en alcanzar la frontera óptima. Si se asume eficiencia asignativa, los U_{it} están estrechamente relacionados con el costo de ineficiencia técnica.

En casi todas las formulaciones presentadas, la componente aleatoria V_{it} sigue una distribución normal con media cero, y puede ser heterocedástica. Sin embargo, la gran mayoría de modelos de frontera estocástica propuestos se basan en diferentes formulaciones para el término de ineficiencia U .

Los resultados que se obtienen por medio de esta metodología dependen de forma crucial del modelo de costos asumido. Por tanto, la especificación y estimación de los parámetros del modelo, aunque pueden ser de interés secundario, son el principal paso en el proceso de construcción del modelo de frontera estocástica.

Para la formulación del modelo de costos, frecuentemente se supone una función Cobb-Douglas, o una función translogarítmica (translog), u otra forma del modelo logarítmico.

Las variables explicativas en la función de costo de frontera estocástica incluyen el producto y los precios de los insumos. Además, en la función se incluyen otro tipo de variables que caracterizan a las empresas (denominadas variables ambientales)

3. Construcción del modelo de costo de frontera estocástica

A continuación se presentan las variables empleadas para la estimación del modelo.

3.1 Especificación de las variables

Variable dependiente

y_{it} es el costo total en pesos constantes usando el índice de precios al consumidor, IPC, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

Variables independientes económicas

q_{it} es el producto, medido como el número de usuarios para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

$x1_{u_{it}}$ es el costo en pesos constantes por usuario usando el IPC, de personal y de gastos misceláneos, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

$x2_{u_{it}}$ es el costo en pesos constantes por usuario usando el IPC, de edificios, materiales y equipos de oficina, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

Variables que caracterizan las empresas

$redrur_usu_{it}$ es la longitud de la red rural en kilómetros, con respecto a número de usuarios rurales, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

$redurb_usu_{it}$ es la longitud de la red urbana con respecto a número de usuarios urbanos y de centro poblados, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

$fact_usurur_{it}$ es la facturación total (número de facturas al año) con respecto al número de usuarios rurales, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

$fact_bimp_{it}$ es el número de facturas bimensuales con respecto a la facturación total, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

$fact_trip_{it}$ es el número de facturas trimestrales con respecto a la facturación total, para la i -ésima empresa en el año t , $i=1, \dots, n$ $t=1, 2, \dots, T_i$.

3.2 Selección del modelo de costo

Se consideraron dos modelos para la especificación del modelo de costo.

El Modelo Translog

DN

Para un modelo de costos con un producto (q), dos insumos en la producción (w_1, w_2) y cinco variables de caracterización de las empresas (z_1, z_2, z_3, z_4, z_5), el modelo translog es de la forma

$$\ln y_{it} = \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{it} + \gamma_{qq} [0.5 \ln^2 q_{it}] + \gamma_{q1} \ln q_{it} \ln w_{1it} + \gamma_{q2} \ln q_{it} \ln w_{2it} + \alpha_1 \ln w_{1it} + \alpha_2 \ln w_{2it} + \gamma_{11} [0.5 \ln^2 w_{1it}] + \gamma_{22} [0.5 \ln^2 w_{2it}] + \gamma_{12} \ln w_{1it} \ln w_{2it} + \delta_1 z_{1it} + \dots + \delta_5 z_{5it} + v_{it} + u_{it}$$

donde la hipótesis de homogeneidad lineal requiere que $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$.

El Modelo Cobb-Douglas

Para un modelo de costos con un producto y dos insumos en la producción y cinco variables de caracterización de las empresas (z_1, z_2, z_3, z_4, z_5), el modelo Cobb-Douglas se define como:

$$\ln y_{it} = \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{it} + \alpha_1 \ln w_{1it} + \alpha_2 \ln w_{2it} + \delta_1 z_{1it} + \dots + \delta_5 z_{5it} + v_{it} + u_{it} \quad (2)$$

donde la hipótesis la hipótesis de homogeneidad lineal requiere que $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$.

La selección del modelo más adecuado, se basa en observar que el modelo de Cobb-Douglas está anidado dentro del modelo translog. El modelo de Cobb-Douglas se obtiene haciendo

$$\gamma_{qq} = \gamma_{q1} = \gamma_{q2} = \gamma_{11} = \gamma_{22} = \gamma_{12} = 0$$

en la ecuación del modelo translog.

En la escogencia del modelo más adecuado, se emplea la prueba del cociente de verosimilitud, LRT, para probar las restricciones anteriores sobre el modelo translog.

3.3 Supuestos en la estimación

El proceso de construcción del modelo se describe en el apéndice 2.

Para la estimación de los modelos a comparar, debido al corto período de observación en el tiempo de los datos del panel, se supuso que la ineficiencia es invariante en el tiempo (es decir el parámetro η se restringió a cero). Sin embargo, la estimación de un modelo con eficiencias variantes en el tiempo ($\eta \neq 0$) sugiere una fuerte disminución en la eficiencia promedio desde el año 2009 al 2013.

La distribución empleada en la variable aleatoria de la ineficiencia U_{it} fue la distribución semi-normal. La distribución empleada para la variable aleatoria del término de error V_{it} fue la distribución normal.

Para la estimación se emplearon 17 empresas que corresponden a aquellas con clasificación 1 y 2 en términos del costo total, número de usuarios y longitud de red. Esta clasificación corresponde a empresas grandes y medianas, según la CREG.

La información sobre cada empresa se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 2. Empresas y número de observaciones por empresas usadas en la estimación

Empresa	no_empresa	Observaciones, T_i
CEDENAR	1	5
CENS	2	4
CEO	3	3
CHEC	5	3
CODENSA	6	5
EBSA	8	5
EDEQ	9	5
EEC	11	4
EEP	12	5
ELECTRICARIBE	13	5
ELECTROHUILA	15	5
EMCALI	16	5
EMSA	19	5
ENERTOLIMA	23	5
EPM	24	5
EPSA	25	4
ESSA	26	4

Los procesos de estimación y pruebas de hipótesis se realizaron empleando el paquete **frontier** (Coelli y Henningsen, 2013) implementado en el programa computacional R.

Selección del modelo de costo

A continuación se presenta el resultado de la prueba de escogencia del modelo de costo.

Tabla 3. Selección del modelo de costo

Modelo 1: Modelo Cobb-Douglas
 Modelo 2: Modelo Translog

Modelo	Df	LogLik	Df	Chisq	Valor_p
--------	----	--------	----	-------	---------

DM

Cobb-Douglas	10	9.5709			
Translog	13	11.1204	3	3.0991	0.3766

Se rechaza el modelo translog, es decir, los datos parecen adecuarse a un modelo de Cobb-Douglas.

3.4 Estimación del modelo de costo de frontera estocástica de Cobb-douglas

Una vez seleccionada la especificación para el modelo de costo, la estimación del modelo se realizó bajo la restricción de homogeneidad lineal de la función de costo. La forma del modelo (2) a estimar bajo la restricción de homogeneidad es:

$$\ln(y_{it} / w2_{it}) = \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{it} + \alpha_1 \ln(w1_{it} / w2_{it}) + \delta_1 z1_{it} + \dots + \delta_5 z5_{it} + v_{it} + u_{it} \quad (3)$$

Los resultados son los siguientes:

Tabla 4. Estimación Máximo verosímil del modelo de frontera estocástica

Error Components Frontier (see Battese & Coelli 1992)
 Inefficiency increases the endogenous variable (as in a cost function)
 The dependent variable is logged
 Iterative ML estimation terminated after 17 iterations:
 log likelihood values and parameters of two successive iterations
 are within the tolerance limit

final maximum likelihood estimates

variable	Estimate	Std. Error	z value	Valor p
(Intercept)	1.2829e+00	6.3163e-01	2.0311	0.0422481 *
log(q)	8.7500e-01	4.4923e-02	19.4779	< 2.2e-16 ***
I(log(x1_u/x2_u))	9.2268e-01	3.9149e-02	23.5687	< 2.2e-16 ***
I(log(long_rur/usu_rur))	1.8072e-01	7.1858e-02	2.5150	0.0119021 *
I(long_urb/usu_urb_cp)	3.4728e+01	1.1950e+01	2.9062	0.0036580 **
I(x4/usu_rur)	1.5053e-03	3.2441e-04	4.6401	3.482e-06 ***
fac_bimp	1.8492e+00	4.9023e-01	3.7721	0.0001619 ***
fac_trip	2.8399e+00	8.1746e-01	3.4740	0.0005127 ***
sigmaSq	8.1436e-02	2.5126e-02	3.2411	0.0011906 **
gamma	5.5815e-01	1.4733e-01	3.7883	0.0001517 ***
sigmaSqU	4.5453e-02	2.4978e-02	1.8198	0.0687964 .
sigmaSqV	3.5983e-02	6.5555e-03	5.4890	4.043e-08 ***
sigma	2.8537e-01	4.4023e-02	6.4823	9.036e-11 ***
sigmaU	2.1320e-01	5.8579e-02	3.6395	0.0002732 ***
sigmaV	1.8969e-01	1.7279e-02	10.9779	< 2.2e-16 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
 log likelihood value: 9.570901

panel data

DM

number of cross-sections = 17
 number of time periods = 5
 total number of observations = 77
 thus there are 8 observations not in the panel
 mean efficiency: 0.8589309

Todas las variables en el modelo parecer ser significativas. Se obtiene una eficiencia promedio de las empresas en la muestra de 0.8589.

3.5 Prueba de una distribución semi-normal contra una normal truncada, en el término de ineficiencia

El modelo anterior fue comparado con otro donde la distribución de las ineficiencias es la normal truncada. Los resultados se presentan a continuación.

Tabla 5. Selección de la distribución de la ineficiencia

Model 1: front_semi-Norm
 Model 2: front_Norm-Trunc

Modelo	Df	LogLik	Df	Chisq	Valor p
Semi-normal	10	9.5709			
Norma-trunc	11	10.2137	1	1.2857	0.2568

La prueba no rechaza la distribución semi-normal en la ineficiencia.

3.6 El modelo estimado en términos de todas las variables

El modelo estimado anterior corresponde al siguiente modelo donde aparecen todas las variables explicativas. Observe que se incluye el coeficiente de la variable $\log(x2_u)$ y su significancia, y que la suma de los coeficientes de $\log(x1_u)$ y $\log(x2_u)$ es uno. La especificación del modelo es

$$\ln y_{it} = \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{it} + \alpha_1 \ln w1_{it} + (1 - \alpha_1) \ln w2_{it} + \delta_1 z1_{it} + \dots + \delta_5 z5_{it} + v_{it} + u_{it}$$

Tabla 6. El modelo estimado en términos de todas las variables

Variable	Estimate	Std. Error	z value	Valor p
(Intercept)	1.2829e+00	6.3163e-01	2.0311	0.0422481 *
log(q)	8.7500e-01	4.4923e-02	19.4779	< 2.2e-16 ***
I(log(x1_u))	9.2268e-01	3.9149e-02	23.5687	< 2.2e-16 ***
I(log(x2_u))	0.07731514	3.9149e-02	1.9749	0.0482790 *
I(log(long_rur/usu_rur))	1.8072e-01	7.1858e-02	2.5150	0.0119021 *
I(long_urb/usu_urb_cp)	3.4728e+01	1.1950e+01	2.9062	0.0036580 **
I(x4/usu_rur)	1.5053e-03	3.2441e-04	4.6401	3.482e-06 ***
fac_bimp	1.8492e+00	4.9023e-01	3.7721	0.0001619 ***
fac_trip	2.8399e+00	8.1746e-01	3.4740	0.0005127 ***

DN

sigmaSq	8.1436e-02	2.5126e-02	3.2411	0.0011906	**
gamma	5.5815e-01	1.4733e-01	3.7883	0.0001517	***
sigmaSqU	4.5453e-02	2.4978e-02	1.8198	0.0687964	.
sigmaSqV	3.5983e-02	6.5555e-03	5.4890	4.043e-08	***
sigma	2.8537e-01	4.4023e-02	6.4823	9.036e-11	***
sigmaU	2.1320e-01	5.8579e-02	3.6395	0.0002732	***
sigmaV	1.8969e-01	1.7279e-02	10.9779	< 2.2e-16	***

3.7 Prueba de la existencia de ineficiencias

Se trata de probar la hipótesis nula de que el modelo más adecuado es aquel donde $\gamma=0$ (no existen ineficiencias), contra la hipótesis alternativa de que $\gamma>0$ (existen ineficiencias). La prueba se realiza comparando el modelo estimado por OLS y el modelo estimado anterior de frontera estocástica, usando de nuevo una prueba LRT. Los resultados son:

Tabla 7. Prueba sobre la existencia de ineficiencias

Model 1: OLS (no inefficiency)
 Model 2: Error Components Frontier

Modelo	Df	LogLik	Df	Chisq	Valor p
No hay ineficiencias	9	4.1709			
Hay ineficiencias	10	9.5709	1	10.8	0.0005075 ***

Se rechaza el modelo 1. Se concluye que hay ineficiencias.

3.8 Cálculo de la Eficiencia Técnica

El modelo anterior fue utilizado para calcular la eficiencia técnica de las empresas en la muestra. Bajo el modelo estimado, las eficiencias técnicas son calculadas usando el método de Battese y Coelli (1992), dado por

$$EfTec_i = e^{(-\mu_i^* + 0.5\sigma_i^2)} [1 - \Phi(\sigma_i - \mu_i^* / \sigma_i)] [1 - \Phi(-\mu_i^* / \sigma_i)]^{-1}$$

donde

$$\mu_i^* = \sigma_u^2 \bar{\varepsilon}_i (\sigma_u^2 + \sigma_v^2 / T_i)^{-1}$$

$$\sigma_i^2 = \sigma_u^2 \sigma_v^2 (\sigma_u^2 + T_i \sigma_v^2)^{-1}$$

y donde, de la tabla 6,

$$\sigma_u^2 = \text{sigmaSqU} = 4.5453e-02$$

$$\sigma_v^2 = \text{sigmaSqV} = 3.5983e-02$$

DN

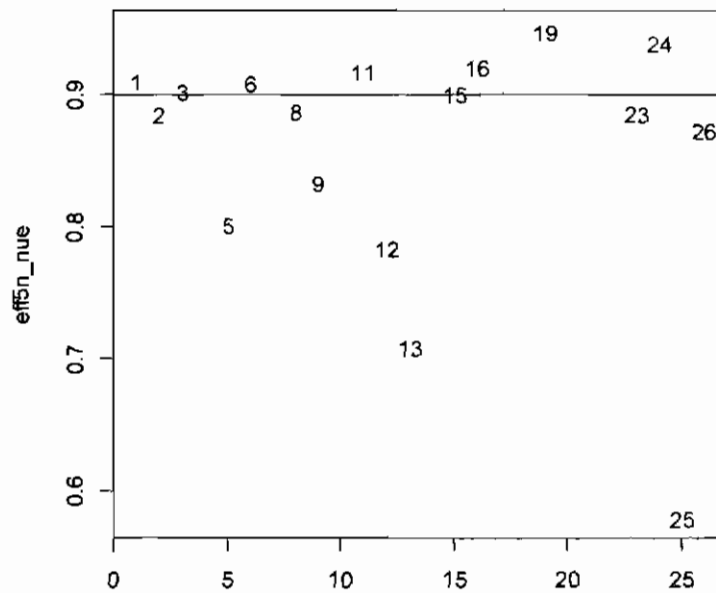
T_i = número de observaciones de la empresa i .

A continuación se presentan los resultados.

Tabla 8. Eficiencia técnica de las empresas en la muestra

Num. Empresa	Eficiencia
1	0.9109422
2	0.8858827
3	0.9033740
5	0.8034798
6	0.9103722
8	0.8886343
9	0.8347741
11	0.9185863
12	0.7848756
13	0.7096050
15	0.9011692
16	0.9219753
19	0.9484200
23	0.8862032
24	0.9393686
25	0.5797614
26	0.8744022

Gráfica 1. Eficiencia técnica de las empresas en la muestra



DW

3.9 Proporción de la variabilidad total de los efectos aleatorios explicada por la ineficiencia

Proporción de la variabilidad total de los efectos aleatorios, $Var(V+U)$, explicada por la ineficiencia está definida como

$$Prop(U) = \frac{Var(u)}{Var(u) + Var(v)} = \frac{0.01652843}{0.01652843 + 0.03598002} = 0.3147766$$

Aproximadamente el 31.5% de dicha variabilidad total se debe a la ineficiencia de las empresas.

3.10 Cálculo de la eficiencia para todas las empresas

El mismo modelo fue utilizado para calcular la eficiencia técnica de las empresas en la muestra y predecir la eficiencia de las demás empresas. A continuación se presentan los resultados. Los códigos de las empresas son los siguientes

Tabla 9. Códigos de las empresas

Empresa	Num_empresa
CEDENAR	1
CENS	2
CEO	3
CETSA	4
CHEC	5
CODENSA	6
DISPAC	7
EBSA	8
EDEQ	9
EEBP	10
EEC	11
EEP	12
ELECTRICARIBE	13
ELECTROCAQUETA	14
ELECTROHUILA	15
EMCALI	16
EMCARTAGO	17
EMEE	18
EMSA	19
ENELAR	20
ENERCA	21
ENERGUAVIARE	22
ENERTOLIMA	23
EPM	24

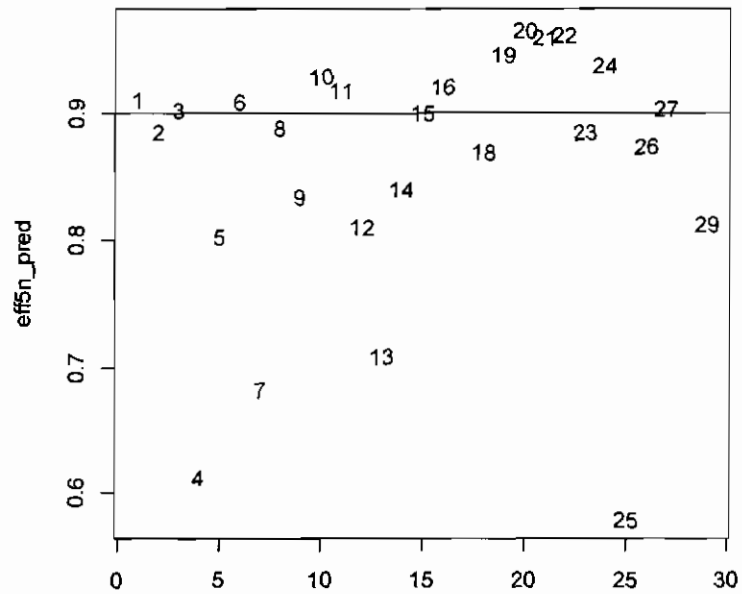
DM

EPSA	25
ESSA	26
PUTUMAYO	27
SIBUNDOY	29

Tabla 10. Eficiencia para todas las empresas

<u>Num.</u>	<u>Empresa</u>	<u>Eficiencia</u>
1		0.9109422
2		0.8858827
3		0.9033740
4		0.6137821
5		0.8034798
6		0.9103722
7		0.6836366
8		0.8886343
9		0.8347741
10		0.9297446
11		0.9185863
12		0.8115348
13		0.7096050
14		0.8403369
15		0.9011692
16		0.9219753
18		0.8705643
19		0.9484200
20		0.9673285
21		0.9619125
22		0.9637231
23		0.8862032
24		0.9393686
25		0.5797614
26		0.8744022
27		0.9051677
29		0.8131265

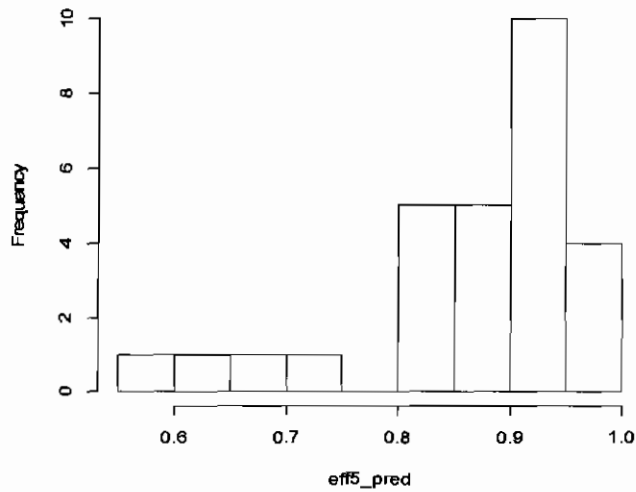
Gráfica 2. Eficiencia técnica para todas las empresas



3.11 Distribución de la eficiencia técnica

A continuación se presenta la distribución estimada para las eficiencias técnicas.

Grafica 3. Histograma de la eficiencia técnica



La gráfica anterior muestra una distribución de frecuencias típica en la evaluación de costo eficiencia. A continuación se presenta una descripción estadística de la distribución de las eficiencias técnicas.

DM

Tabla 11. Estadísticas descriptivas de la distribución de la eficiencia

Estadística	Eficiencia
nobs	27.000000
Minimum	0.579761
Maximum	0.967328
1. Quartile	0.823951
3. Quartile	0.920281
Mean	0.858437
Median	0.888634
LCL Mean	0.817847
UCL Mean	0.899028
Variance	0.010528
Stdev	0.102608
Skewness	-1.337502
Kurtosis	0.885075

3.12 Cálculo de los límites para un intervalo de confianza de las eficiencias técnicas.

Siguiendo los resultados presentados por Horrace y Schmidt (1996), un intervalo del $(1-\alpha)$ % aproximado de confianza para la eficiencia técnica, tiene límites:

$$\text{Límite inferior} = e^{(-\mu^* - z_L \sigma_*)}$$

$$\text{Límite superior} = e^{(-\mu^* - z_U \sigma_*)}$$

donde,

$$z_L = \Phi^{-1}[1-(\alpha/2)(1-\Phi(-\mu^*/\sigma_*))]$$

$$z_U = \Phi^{-1}[1-(1-(\alpha/2))(1-\Phi(-\mu^*/\sigma_*))]$$

A continuación se presenta la evaluación de los límites de confianza al 95% y al 90% para las eficiencias técnicas de cada empresa.

Tabla 12. Intervalo del 95% de confianza de las eficiencias técnicas

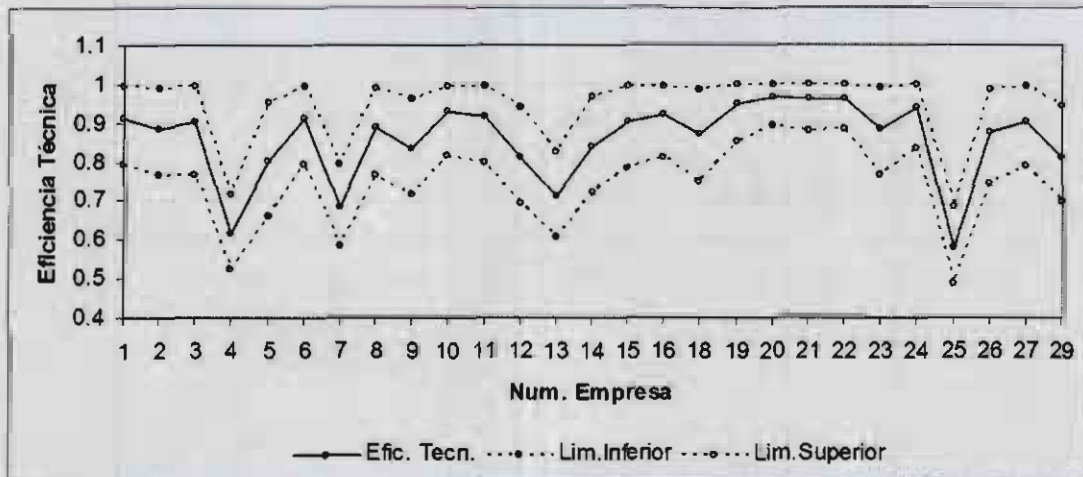
Empresa	Efic. Tecn.	Lim. Inf.	Lim. Sup.	Lim. Inf.	Lim. Sup.	Lim. Inf.	Lim. Sup.
		95%	95%	90%	90%	80%	80%
1	0.911	0.795	0.994	0.814	0.989	0.836	0.979
2	0.886	0.765	0.989	0.784	0.980	0.806	0.964
3	0.903	0.768	0.995	0.791	0.990	0.817	0.980
4	0.614	0.524	0.714	0.537	0.697	0.553	0.677
5	0.803	0.663	0.955	0.683	0.933	0.708	0.904

UN

6	0.910	0.794	0.994	0.813	0.989	0.836	0.979
7	0.684	0.584	0.795	0.599	0.776	0.616	0.754
8	0.889	0.768	0.990	0.787	0.981	0.809	0.966
9	0.835	0.715	0.962	0.733	0.943	0.754	0.919
10	0.930	0.816	0.997	0.836	0.994	0.860	0.988
11	0.919	0.798	0.996	0.819	0.992	0.843	0.984
12	0.812	0.694	0.941	0.711	0.919	0.732	0.895
13	0.710	0.606	0.826	0.621	0.805	0.639	0.783
14	0.840	0.720	0.966	0.738	0.948	0.759	0.925
15	0.901	0.782	0.993	0.802	0.986	0.824	0.974
16	0.922	0.810	0.996	0.829	0.992	0.851	0.984
18	0.871	0.749	0.984	0.767	0.971	0.790	0.953
19	0.948	0.853	0.998	0.872	0.996	0.892	0.992
20	0.967	0.894	0.999	0.910	0.998	0.927	0.996
21	0.962	0.880	0.999	0.897	0.998	0.916	0.995
22	0.964	0.886	0.999	0.903	0.998	0.921	0.995
23	0.886	0.765	0.989	0.784	0.980	0.807	0.965
24	0.939	0.837	0.997	0.856	0.995	0.877	0.990
25	0.580	0.487	0.685	0.501	0.666	0.517	0.645
26	0.874	0.744	0.988	0.764	0.977	0.788	0.960
27	0.905	0.787	0.993	0.806	0.987	0.829	0.976
29	0.813	0.695	0.942	0.713	0.921	0.733	0.896

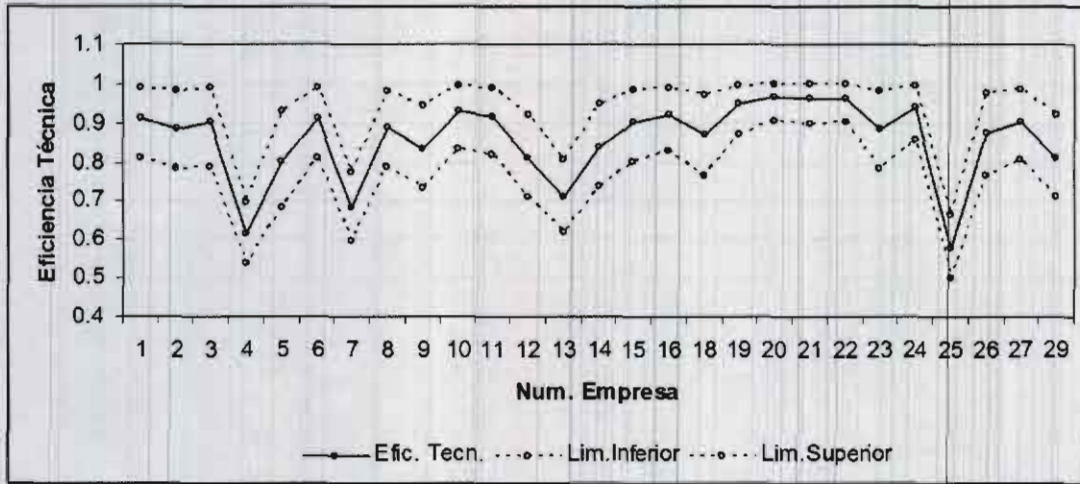
A continuación se representan gráficamente las eficiencias técnicas y sus límites de confianza al 95%, 90% y 80%.

Gráfica 4. Eficiencias técnicas e intervalo del 95% de confianza

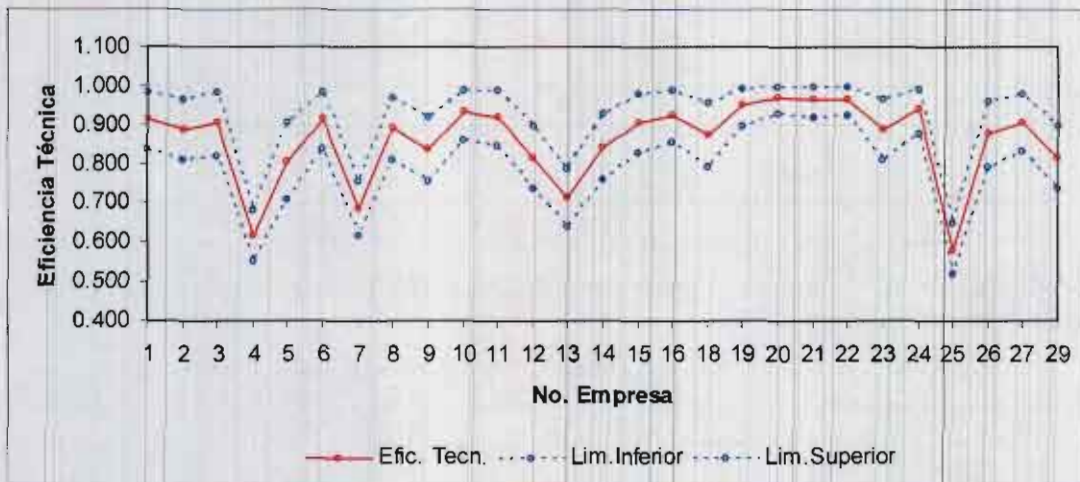


Gráfica 5. Eficiencias técnicas e intervalo del 90% de confianza

DM



Gráfica 5. Eficiencias técnicas e intervalo del 80% de confianza



DM

Apéndice 1

Algunos diagnósticos del modelo de frontera estocástica

A. Signo correcto en la distribución de los residuales.

Antes de hacer la estimación máximo verosímil del modelo se debe verificar el coeficiente e asimetría de la distribución de los residuales en la estimación por mínimos cuadrados del modelo. Waldam (1982) probó que cuando la distribución de dichos residuales tiene asimetría en la dirección equivocada, una solución al estimador de máxima verosimilitud es simplemente la solución de mínimos cuadrados, donde $Var(U)=0$. En el caso de una función de costo, se espera que la distribución de los residuales sea asimétrica a la derecha, es decir el coeficiente de asimetría debe tener signo positivo. A continuación se presentan los resultados obtenidos en la distribución de los residuales y su coeficiente de asimetría.

Gráfica 4. Histograma de los residuales de mínimos cuadrados

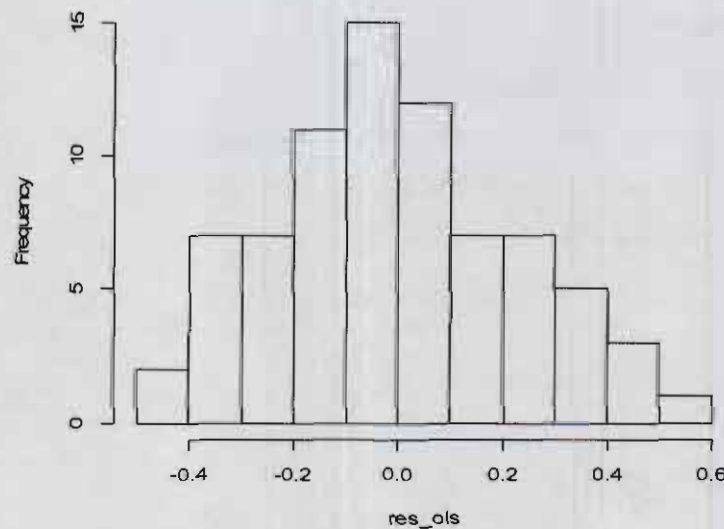


Tabla 12. estadísticas para los residuales OLS

Estadísticas	Residuales OLS
nobs	77.000000
Minimum	-0.496278
Maximum	0.506988
1. Quartile	-0.169806
3. Quartile	0.125427
Mean	0.000000
Median	-0.015651
Variance	0.053230
Stdev	0.230716

DM

Skewness 0.189731
Kurtosis -0.524793

Se observa que la asimetría de distribución es a la derecha y que el coeficiente de asimetría es positivo (0.189731).

A. Prueba de normalidad de los residuales del modelo (excluyendo la ineficiencia)

Prueba de Shapiro - Wilk

Test Results:

STATISTIC W= 0.9877

P VALUE= 0.6695

Prueba de Jarque - Bera

Test Results:

STATISTIC X-squared= 0.2826

P VALUE Asymptotic p Value: 0.8682

Se concluye que no se rechaza la normalidad

B. Análisis de Multicolinealidad en el modelo

Una forma de verificar si existe presencia de multicolinealidad en el modelo, se obtuvieron los coeficientes de inflación de varianzas (VIF) en el modelo estimado por OLS. Los resultados se presentan a continuación.

Tabla 13. Coeficientes VIF

Variable	log(q)	log(x1 u/x2 u)	log(long rur/usu rur)	
VIF	1.10292	1.164521	1.076760	
Variable	long urb/usu urb cp	I(x4/usu rur)	fac bimp	fac trip
VIF	1.150539	1.281212	1.260793	1.179050

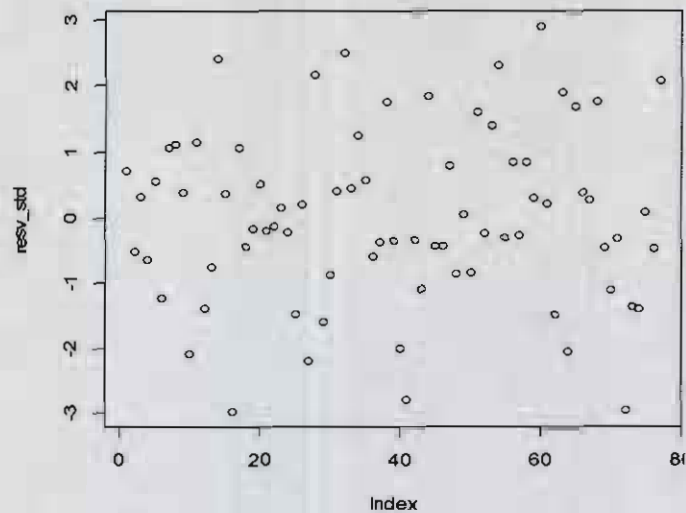
Indicios de multicolinealidad severa ocurren cuando este coeficiente toma valores mayores que 5. En nuestro caso, los valores obtenidos están muy por debajo de esa cota.

C. Análisis de residuales

A continuación se presenta la gráfica de los residuales del modelo de frontera estocástica (estimaciones del efecto puramente aleatorio, V) estandarizados.

Gráfica 4. Residuales estandarizados

DN

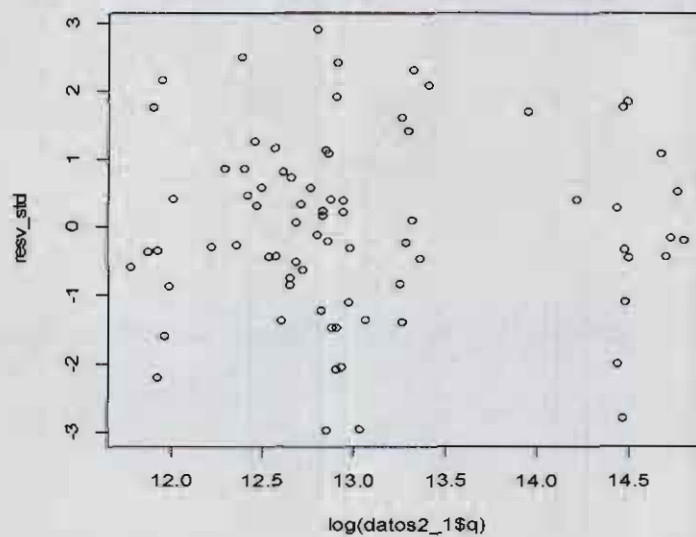


La gráfica no señala la presencia de datos atípicos, los cuales bajo normalidad, y dado el tamaño de la muestra, no deberían exceder en magnitud la cota de 3.0.

D. Gráficos de residuales contra variables explicativas

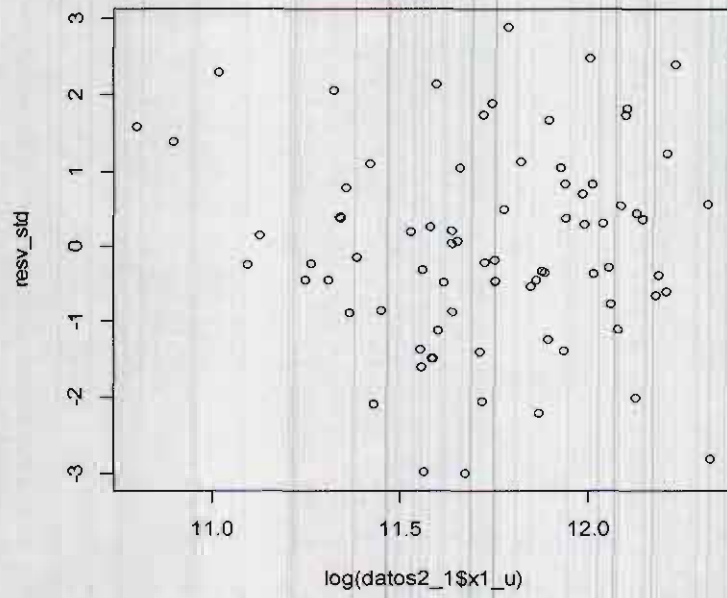
Estos gráficos son útiles para detectar presencia de heterocedasticidad en el modelo o la falta de formas no lineales en las variables explicativas del modelo. La interpretación de estos gráficos debe tener en cuenta tanto el número de empresas en la muestra, como la longitud del panel en el tiempo.

Gráfica 5. Residuales estandarizados contra $\log(q)$

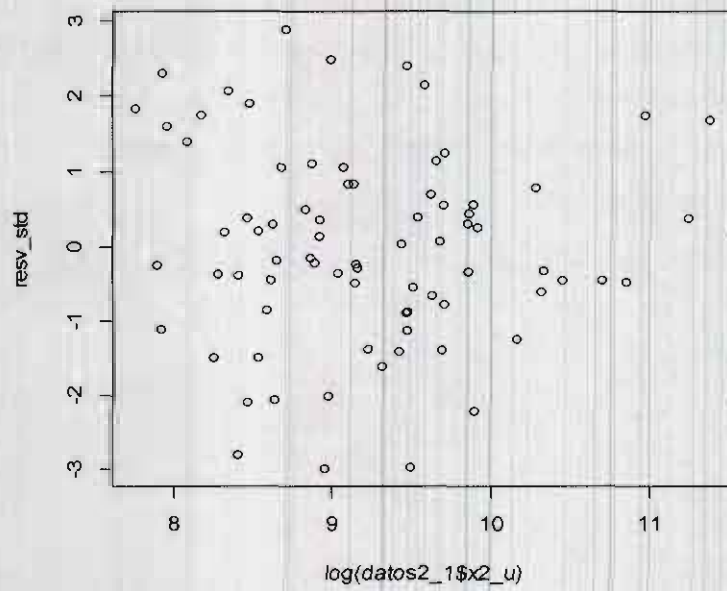


Gráfica 6. Residuales estandarizados contra $\log(x1_u)$

D14

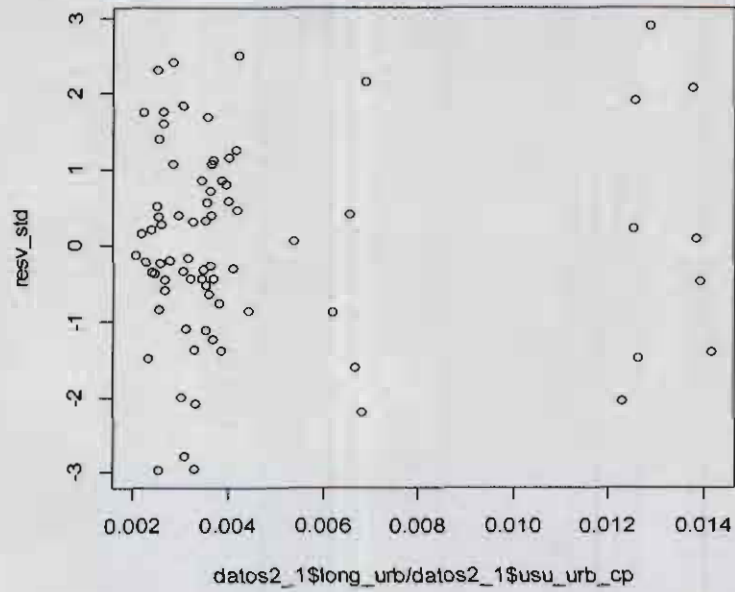


Gráfica 7. Residuales estandarizados contra log(x2_u)

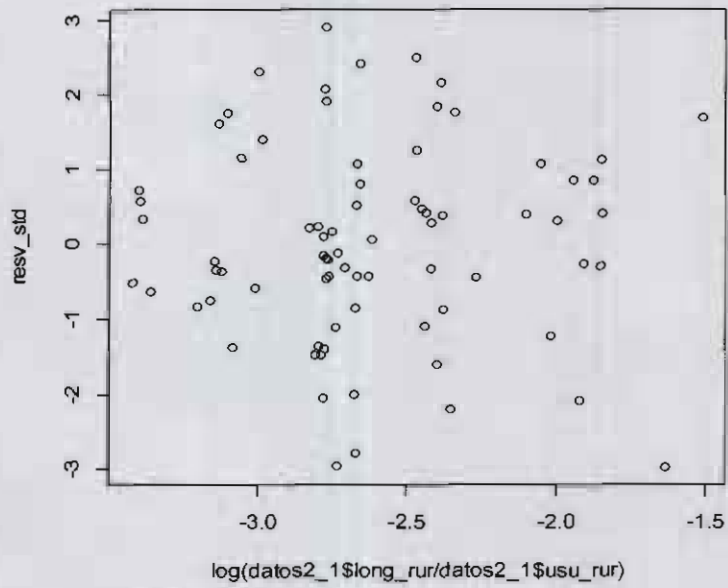


Gráfica 8. Residuales estandarizados contra log(redrur_usu)

OH

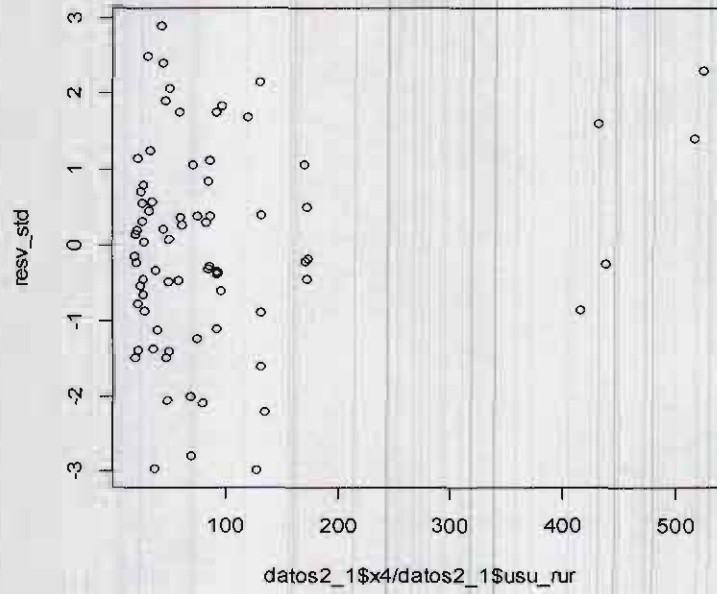


Gráfica 9. Residuales estandarizados contra redurb_usu

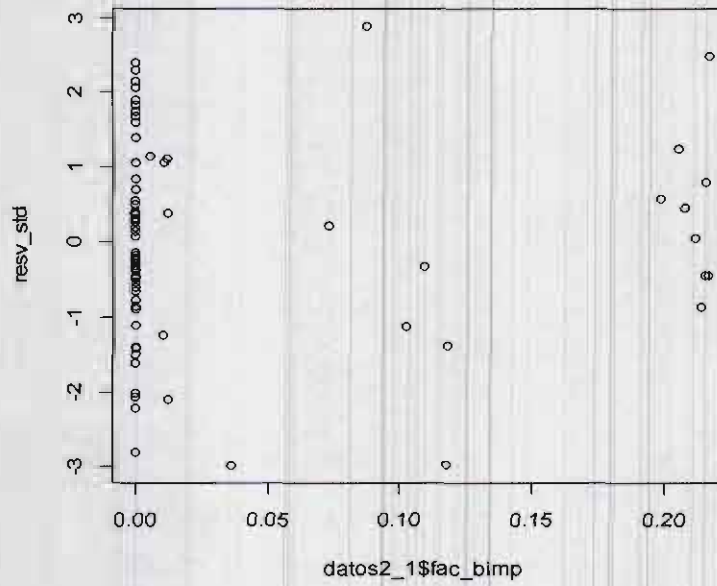


Gráfica 10. Residuales estandarizados contra log(fact_usurur)

DM

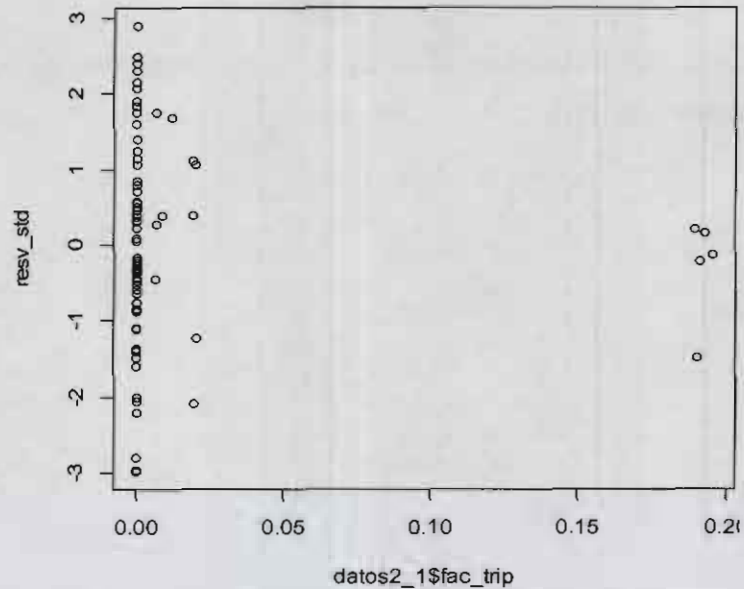


Gráfica 11. Residuales estandarizados contra fac_bimp



Gráfica 12. Residuales estandarizados contra fac_trip

DM



De los resultados anteriores, teniendo en cuenta el número de empresas en la muestra y como la longitud del panel en el tiempo, no parecen mostrar evidencia sobre desviaciones sistemáticas importantes del patrón rectangular típico en esta clase de gráfica.

E. Modelos preliminares

A continuación se presentan las estimaciones preliminares del modelo de costos asumiendo que no hay ineficiencias. Estos modelos se emplean como un análisis preliminar para comparar sus resultados con los del modelo de costo frontera estocástica y permiten estudiar algunas características en la estimación de ese modelo.

Estimación usando OLS: no se tiene en cuenta que los datos son de panel ni la existencia de ineficiencia.

Tabla 14. Estimación por mínimos cuadrados (OLS)

Variable	Estimate	Std. Error	t value	Valor p
(Intercept)	1.199e+00	5.115e-01	2.344	0.021968 *
log(q)	8.863e-01	3.547e-02	24.984	< 2e-16 ***
I(log(x1_u/x2_u))	9.597e-01	3.681e-02	26.075	< 2e-16 ***
I(log(long_rur/usu_rur))	1.588e-01	6.625e-02	2.397	0.019235 *
I(long_urb/usu_urb_cp)	2.855e+01	8.981e+00	3.179	0.002212 **
I(x4/usu_rur)	1.206e-03	2.908e-04	4.148	9.40e-05 ***
fac_bimp	1.998e+00	4.408e-01	4.534	2.37e-05 ***
fac_trip	2.398e+00	6.364e-01	3.768	0.000343 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.2421 on 69 degrees of freedom
 Multiple R-squared: 0.9581, Adjusted R-squared: 0.9539

DM

F-statistic: 225.6 on 7 and 69 DF, p-value: < 2.2e-16

Estimación usando modelo de datos de panel de efectos fijos (modelo "pooling" de datos de panel) se tiene en cuenta un panel no balanceado, pero donde no hay ineficiencia.

Tabla 15. Estimación usando datos de panel

Variable	Estimate	Std. Error	t-value	Valor p
(Intercept)	1.1989e+00	5.1150e-01	2.3439	0.0219679 *
log(q)	8.8627e-01	3.5474e-02	24.9835	< 2.2e-16 ***
I(log(x1_u/x2_u))	9.5973e-01	3.6806e-02	26.0751	< 2.2e-16 ***
I(log(long_rur/usu_rur))	1.5880e-01	6.6245e-02	2.3972	0.0192349 *
I(long_urb/usu_urb_cp)	2.8551e+01	8.9809e+00	3.1791	0.0022124 **
I(x4/usu_rur)	1.2064e-03	2.9084e-04	4.1481	9.402e-05 ***
fac_bimp	1.9984e+00	4.4077e-01	4.5338	2.372e-05 ***
fac_trip	2.3982e+00	6.3642e-01	3.7683	0.0003428 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares: 96.637

Residual Sum of Squares: 4.0455

R-Squared : 0.95814

Adj. R-Squared : 0.85859

F-statistic: 225.608 on 7 and 69 DF, p-value: < 2.22e-16

F. Prueba de Ramsey sobre la especificación del modelo

Es una prueba sobre posibles especificaciones erróneas del modelo, por falta de términos no lineales. Consiste en probar si los valores ajustados del modelo estimado ayudan a explicar la variable dependiente. Para esto se incluyen potencias de los valores ajustados por el modelo, y se prueba si sus coeficientes son estadísticamente significativos. Si lo son, posibles no linealidades faltarían ser especificadas en el modelo. En nuestro caso se agregó la potencia 1 y 2 para los valores ajustados al modelo. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 16. Modelo para la prueba de Ramsey

Variable	Estimate	Std. Error	z value	Valor p
(Intercept)	2.88844003	3.57325504	0.8083	0.4188892
log(q)	0.87427495	0.04462256	19.5927	< 2.2e-16 ***
I(log(x1_u/x2_u))	0.92226120	0.03929240	23.4717	< 2.2e-16 ***
I(log(long_rur/usu_rur))	0.18109411	0.07014080	2.5819	0.0098268 **
I(long_urb/usu_urb_cp)	35.13090066	12.07372286	2.9097	0.0036178 **
I(x4/usu_rur)	0.00148453	0.00032623	4.5505	5.351e-06 ***
fac_bimp	1.82975860	0.49016281	3.7330	0.0001892 ***
fac_trip	2.78860287	0.82399841	3.3842	0.0007138 ***
ajustnnn	-0.21671803	0.46355616	-0.4675	0.6401337
I(ajustnnn^2)	0.00733485	0.01520304	0.4825	0.6294797
sigmaSq	0.08079639	0.02479983	3.2579	0.0011222 **
gamma	0.55623036	0.14958250	3.7186	0.0002004 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
log likelihood value: 9.737296

panel data
number of cross-sections = 17
number of time periods = 5
total number of observations = 77
thus there are 8 observations not in the panel
mean efficiency: 0.8593065

Observe que los resultados obtenidos antes se mantienen aproximadamente, mientras que los coeficientes de las nuevas variables no son estadísticamente significativos, indicando que no hacen falta términos no lineales de las variables en el modelo. Pruebas realizadas con potencias más altas (3 y 4) de los valores ajustados, permiten llegar a la misma conclusión. Este resultado es consistente con la selección del modelo Cobb-Douglas y no del modelo translog para la función de costo, el cual incluye no linealidades.

DH

Apéndice 2

A continuación se describen las etapas en la construcción del modelo.

Etapa 1. Selección del modelo de costos.

Etapa 2. Estimación del modelo y selección de la distribución de las ineficiencias U.

Etapa 3. Validación del modelo.

Etapa 4. Prueba sobre la existencia de ineficiencias.

Etapa 5. Cálculo de las eficiencias técnicas y límites de predicción.

Referencias Bibliográficas

Aigner, D.J., Lovell, C.A.K. and Schmidt, P. (1977), "Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models", *Journal of Econometrics*, 6, 21-37.

Battese, G.E. and Coelli, T.J. (1988), "Prediction of Firm-Level Technical Efficiencies With a Generalised Frontier Production Function and Panel Data", *Journal of Econometrics*, 38, 387-399.

Battese, G.E. and Coelli, T.J. (1992), "Frontier Production Functions, Technical Efficiency and Panel Data: With Application to Paddy Farmers in India", *Journal of Productivity Analysis*, 3, 153-169.

Battese, G.E. and Coelli, T.J. (1995), "A Model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production Function for Panel Data", *Empirical Economics*, 20, 325-332.

Battese, G.E., Coelli, T.J. and Colby, T.C. (1989), "Estimation of Frontier Production Functions and the Efficiencies of Indian Farms Using Panel Data From ICRISAT's Village Level Studies", *Journal of Quantitative Economics*, 5, 327-348.

Battese, G.E. and Corra, G.S. (1977), "Estimation of a Production Frontier Model: With Application to the Pastoral Zone of Eastern Australia", *Australian Journal of Agricultural Economics*, 21, 169-179.

Coelli, T.J. (1992), "A Computer Program for Frontier Production Function Estimation: FRONTIER, Version 2.0", *Economics Letters* 39, 29-32.

Coelli, T.J. (1995), "Estimators and Hypothesis Tests for a Stochastic: A Monte Carlo Analysis", *Journal of Productivity Analysis*, 6, 247-268.

Coelli, T.J., Henningsen, A. (2013). *frontier: Stochastic Frontier Analysis*. R package version 1.1-0. <http://CRAN.R-Project.org/package=frontier>.

Horrace, W., and Schmidt, P. (2002) "Confidence Statements for Efficiency Estimates from Stochastic Frontier Models", *Economics Faculty Scholarship*, Paper NO. 27.

Hughes, M.D. (1988), "A Stochastic Frontier Cost Function for Residential Child Care Provision", *Journal of Applied Econometrics*, 3, 203-214.

Pitt, M.M. and Lee, L.F. (1981), "Measurement and Sources of Technical Inefficiency in the Indonesian Weaving Industry", *Journal of Development Economics*, 9, 43-64.

Schmidt, P. (1986), "Frontier Production Functions", *Econometric Reviews*, 4, 289-328.

Schmidt, P. and Lovell, C.A.K. (1979), "Estimating Technical and Allocative Inefficiency Relative to Stochastic Production and Cost Frontiers", *Journal of Econometrics*, 9, 343-366.

Stevenson, R.E. (1980), "Likelihood Functions for Generalised Stochastic Frontier Estimation", *Journal of Econometrics*, 13, 57- 66.

9. Anexo 2. Cuestionario de la Superintendencia de Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC

CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN: Actualización de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados.

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG

RADICACIÓN:

Bogotá, D.C.

No.	Preguntas afección a la competencia	Sí	No	Explicación	Observaciones
1ª.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	--	---	--	---
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:	---	---	---	---
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	--	---	--	---
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con		X		

20

	respecto a otras.				
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		X		
3ª.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	---	--	---	--
3.1	Genera un régimen de autorregulación o coregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	CONCLUSIÓN FINAL	El proyecto de resolución no limita o afecta la competencia, tiene como propósito establecer la metodología general de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados.			

10. Anexo 3. Documento 071 de 2014 del Comité Asesor de Comercialización

Mediante las reuniones llevadas a cabo con el CAC, la Comisión pudo profundizar en el análisis de variables mencionadas dentro de los comentarios a la propuesta de la Resolución 044 de 2012, específicamente sobre el cobro de impuestos, estampillas y los usuarios constitucionalmente protegidos.

Los análisis del CAC se consolidaron en el Documento CAC 071 de 2014.

Con respecto al primer aspecto, el estudio adelantado por el CAC incluyó 14 empresas y encontró que no es un concepto que afecte de forma generalizada a las empresas y solo impacta a un comercializador. Sin embargo, estos valores resultan ser no significativos dentro de los montos de dinero que maneja la empresa.

Por ser un cargo único, particular y de un peso relativamente bajo la Comisión no considera que el modelo se vea afectado al incluirlo dentro del cálculo final.

Ahora bien, el caso de impuestos diferentes a las estampillas, es un problema que no ha sido soportado por ninguna empresa cuando la CREG han solicitado información al respecto, por lo que a consideración de la Comisión es un cargo impositivo sobre todos los agentes con diferencias mínimas que no afectan los resultados del modelo final.

Existe un punto que a consideración de la CREG debe estar claro. El servicio de repartición de facturas no está obligado a ser prestado exclusivamente por 4-72, existen diferentes posibilidades con las que la empresa puede evaluar y decidir adoptar.

La Ley 1369 de 2009 establece entre otros los servicios postales: carta, impresos, telegrama, objeto postales masivos. Con relación a los objetos postales masivos conforme al No 3 del artículo 11 de la Ley 1369 de 2009, la empresa puede hacer uso de la autoprestación, es decir que sea la misma empresa sin usar las redes postales la que ejerza el servicio de mensajería. Sin embargo, si la empresa utiliza las redes postales, deberá aplicar el piso tarifario para el servicio de mensajería expresa.

En conclusión, si los objetos postales masivos (facturas) son enviados a los destinatarios a través de operadores del servicio de mensajería expresa masiva, estos últimos están sujetos al cumplimiento de la regulación que expida la CRC y especialmente deberá aplicar el piso tarifario para el servicio expreso masivo establecido en la Resolución CRC 2067 de 2010. La empresa decide. Por lo tanto no es un gasto administrativo fijo que tenga ser remunerado través del cargo de comercialización, si no que depende de la gestión administrativa propia y autónoma de la empresa.

Con respecto a los usuarios constitucionalmente protegidos el ejercicio se basó en un análisis de riesgo de cartera en general, buscando identificar el peso que los usuarios constitucionalmente protegidos representan frente al riesgo total que asumen los agentes.

El resultado demuestra que los usuarios con mayores deudas son los considerados constitucionalmente protegidos, dentro de los cuales se encuentran hospitales, escuelas y universidades principalmente. Pero el CAC encontró que la mayoría de empresas de la muestra, al no poder proceder a desconectar a un usuario residencial, dadas sus condiciones que por ley le protegen, el usuario deja de ser considerado como un deudor normal y se categoriza como un usuario constitucionalmente protegido. Este procedimiento lo realizan pues

considerando que el estado es el responsable de asumir los costos de la deuda que este procedimiento acarrea.

El análisis de la Comisión sobre los usuarios constitucionalmente protegidos se encuentra en el anexo 4 de este documento.



11. Anexo 4. Usuarios constitucionalmente protegidos

Dentro del Estado Social Derecho como el Colombiano, se ha establecido que los servicios públicos son inherentes a la finalidad de éste. Así se dispuso en el artículo 365 de la Carta Política:

“ARTICULO 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita”.

Con la Constitución Política de 1991, se deja la antigua concepción de que el Estado es el único encargado de la prestación de los servicios públicos, para dar paso a la libre competencia para la prestación de los mismos, amparado por los principios de libertad económica y libertad de empresa como rectores de la denominada Constitución Económica.

Bajo este marco constitucional, el Legislador reglamentó el régimen de los servicios públicos domiciliarios con la Ley 142 de 1994. En dicha Ley, dentro sus principios se encuentran los siguientes:

“Artículo 2o. Intervención del Estado en los servicios públicos. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

2.1 Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

2.2 Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.

2.3 Atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico.

2.4 Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

2.5 Prestación eficiente.

2.6 Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.

2.7 Obtención de economías de escala comprobables.

2.8 Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.

2.9 Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad”. (Negrilla fuera del texto original)

Por su parte el artículo 3 de la precitada Ley, señala:

"Artículo 3

3. Instrumentos de la intervención estatal. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta Ley, especialmente las relativas a las siguientes materias:

3.1. Promoción y apoyo a personas que presten los servicios públicos.

3.2. Gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios.

3.3. Regulación de la prestación de los servicios públicos teniendo en cuenta las características de cada región; fijación de metas de eficiencia, cobertura y calidad, evaluación de las mismas, y definición del régimen tarifario.

3.4. Control y vigilancia de la observancia de las normas y de los planes y programas sobre la materia.

3.5. Organización de sistemas de información, capacitación y asistencia técnica.

3.6. Protección de los recursos naturales.

3.7. Otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos.

3.8. Estímulo a la inversión de los particulares en los servicios públicos".

Se resalta el hecho, que el legislador protegiendo la prestación eficiente e ininterrumpida de los servicios públicos domiciliarios, señala además que la inversión privada es factor decisivo para la prestación del servicio público domiciliario.

Dentro de este marco constitucional y legal, la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG-, en la Resolución CREG 024 1995 definió la actividad de comercialización de energía eléctrica así:

"Comercialización de energía eléctrica. Actividad consistente en la compra y venta energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales".

Esta actividad debe realizarse consultando los principios fundantes de la Constitución Económica y los rectores de las Leyes 142 y 143 de 1994.

Problemática

La Ley 143 de 1994, señaló que las actividades de generación, distribución, transmisión y comercialización de energía, deberían ser prestadas por empresas distintas, en todo caso permitiendo que la actividad de comercialización la puedan ejercer generadores o distribuidores y personas jurídicas que se dediquen exclusivamente a la actividad de comercialización.

Las empresas comercializadoras, en desarrollo de su actividad de comercialización, se han encontrado con un grupo de usuarios, frente a los cuales es difícil el cobro de la prestación del servicio de energía. Tal es el caso de: i) Usuarios constitucionalmente protegidos (personas naturales o jurídicas) y ii) Empresas públicas.

Los primeros con una especial protección constitucional vía jurisprudencial y los segundos que se han reportado como morosos en el pago del servicio de energía, no obstante contar con una norma en la Ley 143 de 1994 (artículo 49), que obligan a la Nación, entidades descentralizadas territorialmente o por servicios a cancelar en forma oportuna el valor de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Personas Naturales y Jurídicas Constitucionalmente Protegidos

Dentro de esta categoría, se encuentran personas jurídicas tales como Colegios, Hospitales, Cárceles entre otros y personas naturales como menores de edad, discapacitados, ancianos en situación de discapacidad, frente a los cuales la Corte Constitucional en sendas jurisprudencias ha manifestado que aunque la suspensión de la energía eléctrica por el no pago estaría sustentado en la Ley 142 de 1994, se encuentra en abierta contradicción con derechos fundamentales que amparan a personas o grupo con una debilidad manifiesta.⁷

Es importante tener en cuenta que dicha protección constitucional, se hace enmarcado en el Estado Social de Derecho. La Corte Constitucional, lo ha definido así:

*(...)Desde este punto de vista el Estado social puede ser definido como el Estado que garantiza estándares mínimos de salario, alimentación, salud, habitación, educación, asegurados para todos los ciudadanos bajo la idea de derecho y no simplemente de caridad (H.L. Wilensky, 1975)(...).*⁸

Bajo esta acepción constitucional, se entiende que todos los estamentos del Estado, deben contribuir a su desarrollo, orientados bajo el principio de solidaridad señalado en el artículo 1 de la Carta Política. Pero esa contribución deben hacerla todos los estamentos de la sociedad de manera proporcional y equitativa.

En el caso de las personas constitucionalmente protegidas, las empresas comercializadoras del servicio de energía eléctrica no pueden suspender el servicio de electricidad por las razones anteriormente mencionados, cabe entonces la pregunta, ¿quién debe asumir el costo del Estado Social de Derecho sobre este particular?

En principio lo estarían asumiendo las empresas con el no cobro y por lo tanto considerándolo como una cartera de muy difícil recuperación. Pero en la práctica, las empresas no lo asumen directamente y de alguna u otra manera lo transmiten al usuario final vía tarifa.

Así las cosas, el costo del Estado Social de Derecho frente a este tema en particular que debería estar asumiendo el Estado con los ingresos corrientes de la Nación, lo termina asumiendo el usuario final del servicio de energía eléctrica, según el análisis antes mencionado.

Empresas Oficiales

Se encuentra que las empresas comercializadoras de energía eléctrica tienen dentro de cartera incobrable a las empresas públicas u oficiales. En este caso, si bien se ha tenido un pronunciamiento de la Corte Constitucional en el sentido que no se les debe dejar sin el servicio de energía eléctrica ante el no pago, atendiendo a que el servicio público que prestan estas instituciones se podría ver afectado, es la misma Corte la que siempre ha conminado a que finalmente el pago se haga. Se podría decir que se protege el servicio público, pero no la cultura del no pago, toda vez que esto va en detrimento de las finanzas de las empresas comercializadoras del servicio público de energía eléctrica.

Además, es mandato legal que la Nación y sus entidades descentralizadas por servicios y territorialmente, están obligadas a honrar los compromisos que adquieran por concepto del servicio de energía eléctrica. Así lo dispuso la Ley 143 de 1994 al señalar:

⁷ Corte Constitucional, sentencia T1204 de 1994. MP Dr. Marco Gerardo Monroy Cabra

⁸ Corte Constitucional, Sentencia T406 de 1992. MP Dr. Ciro Angarita Barón

"Artículo 49.

La Nación, las demás entidades territoriales, las entidades descentralizadas de aquélla y éstas, así como las entidades descentralizadas indirectas y las demás personas jurídicas u órganos que integran la estructura del Estado, en todos los órdenes y niveles, incorporarán en sus respectivos presupuestos apropiaciones suficientes para satisfacer las obligaciones económicas contraídas por el uso del servicio público de electricidad, las cuales se deberán cancelar en las fechas en que se hagan exigibles.

Es deber del Contralor General de la República y de los contralores departamentales y municipales, según el caso, cerciorarse de que los funcionarios que tienen la responsabilidad de preparar los proyectos de presupuesto, de ejecutar las apropiaciones y de cancelar las obligaciones, incorporen y realicen los pagos derivados de ellas. A quienes no lo hagan se les sancionará en la forma prevista en las normas vigentes, inclusive solicitando su destitución a la autoridad nominadora competente, sin perjuicio de las responsabilidades civil y penal que puedan corresponderles".

Así las cosas, este tema debe ser solucionado por los órganos de control (Procuraduría General de la Nación y Contraloría General de la República), exigiendo el cumplimiento de la precitada Ley.

De otra parte, se resalta que dentro de las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 presentadas al Consejo Nacional de Política Económica y Social –CONPES–, quedó estipulado claramente lo siguiente: *" Por otra parte la recuperación de cartera morosa de las empresas comercializadoras, particularmente de las entidades estatales, se establecerá un mecanismo para que las empresas de energía puedan gestionar, a través del Gobierno Nacional, el pago de la deuda del servicio de las entidades estatales locales, regionales y nacionales, a partir de los tres meses de morosidad. El Gobierno Nacional definirá el mecanismo idóneo para descontar a la entidad estatal correspondiente la deuda con respecto a su presupuesto asignado desde el presupuesto General de la Nación".* En este orden de ideas, el instrumento de política por naturaleza como es el Plan Nacional de Desarrollo, deja claro que le corresponderá al Gobierno Nacional, formular la política correspondiente para solucionar este problema.

Papel del Regulador

Frente a esta problemática, la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG- como regulador del mercado de energía, debe: "Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta eficiente, capaz de abastecer la demanda, bajo criterios, sociales económicos, sociales y ambientales y de viabilidad financiera". Según la Ley 143 de 1994.

Además, la CREG según la Ley 142 de 1994 debe:

73.3 Definir criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas (...) entre otros.

La CREG, como regulador del mercado, debe estar atenta a proferir regulación, conforme las señales que el comportamiento del mercado demande.

Si bien la regulación, es una herramienta de intervención en el mercado, ésta se debe utilizar para corregir yerros del mismo. Frente al caso tratado en el presente documento, no se trata de un mal funcionamiento como tal del mercado, que requiera de regulación. Si bien es un tema que debe ser objeto de corrección, al tratarse de una problemática social y empresarial, le atañe más a la política pública y a organismos de control que a la regulación responder a esta problemática.

Conclusiones

- La protección constitucional a personas o entidades con una debilidad manifiesta, debe seguirse respetando.
- Las entidades públicas deben honrar sus obligaciones por concepto de la prestación del servicio de energía eléctrica. El Gobierno Nacional debe formular la política para tal fin.
- Se debe transmitir la problemática en este documento señalada, a los encargados de definir la política económica y energética, para que se aclare quien (es) deben asumir el costo de la protección constitucional, que en todo caso no debe ser el usuario final del servicio de energía eléctrica.
- Las autoridades de control, deben tomar atenta nota sobre las entidades públicas morosas en el pago del servicio público de energía eléctrica.
- La problemática acá señalada no es un tema que deba resolverse mediante regulación de la CREG.

12. Anexo 5. Respuesta a los comentarios recibidos a la propuestas contenidas en las resoluciones CREG 044 y 045 de 2012

12.1 Comentarios generales

ASOCODIS

Expedir un marco de reglamentación y remuneración de la actividad integral, preferiblemente en forma simultánea con la normatividad de temas fundamentales que tienen relación con la comercialización, tales como: Calidad de la atención comercial, Prestador de Última Instancia, Límites de los Usuarios Regulados y No Regulados, MOR, Medición Inteligente, Avances Tecnológicos, etc.). Para ello, es recomendable que se expida la regulación preferiblemente en forma simultánea o en su defecto definir las acciones que la CREG tomará frente a ajustes en la remuneración que se apruebe una vez se vayan definiendo los temas aún no resueltos que puedan impactar la remuneración de los comercializadores y los precios a los usuarios finales.

De otro lado, con respecto a los ingresos totales, para una muestra de empresas que representan aproximadamente el 96% de la demanda nacional, la aplicación de la propuesta representa disminuir los ingresos actuales de comercialización en un 15% aproximadamente. Ello implica disminuir los ingresos actuales en una suma cercana a los 175 mil millones de pesos anuales para estas empresas, afectando sin duda la rentabilidad de las empresas. Es preciso mencionar que las sumas mencionadas podrían significativamente ser superiores dependiendo de lo que se establezca por parte de la CREG en la disminución de los límites para los usuarios no regulados, el valor del cargo fijo y exigencias en calidad, entre otros.

Ante la preocupación por los impactos estimados, se requiere un análisis de suficiencia y viabilidad financiera que permita garantizar el cumplimiento de los principios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994. Por ello, se debe realizar un chequeo de los efectos de la regulación en los ingresos y en la recuperación de los costos para las empresas antes de adoptar de manera definitiva la nueva metodología. En ese contexto, se solicita la presentación de un ejercicio de verificación cumpliendo con los criterios de suficiencia y viabilidad financiera. Es conveniente que ese ejercicio lo pueda conocer la industria previa a la expedición de la resolución definitiva.

Por lo anterior, ASOCODIS solicita a la CREG someter nuevamente a consideración de la industria la propuesta final sobre la remuneración de la actividad de comercialización por un tiempo relativamente corto, tal como se ha realizado en el pasado con otras propuesta regulatorias tales como: La Fórmula Tarifaria, Áreas de Distribución, Remuneración de la Distribución, entre otras. Y en la medida que la propuesta definitiva de la CREG represente impactos significativos para los usuarios y/o para las empresas, sugerimos se establezca un periodo de transición en el cual sea gradual la implantación de la misma bien para el aumento o la disminución de los cargos.

... se recomienda a la CREG realizar un trabajo conjunto con los Agentes en los próximos días no sólo de depuración sino de construcción colectiva para la búsqueda de la función que represente de la manera más adecuada los costos de la actividad de comercialización.

En la medida que los costos asociados a las pérdidas de energía no son considerados en la actividad de comercialización, se debe garantizar que en la remuneración de la actividad de distribución sean considerados estos costos.

La CREG además deberá revisar con mayor detenimiento aquellas empresas con impactos sustanciales en sus ingresos y para los cuales el costo base de comercialización alcanza a cubrir sólo una cifra cercana al 50% de sus costos reales incurridos, situación que se presenta para dos de las empresas agremiadas.

En la medida que la propuesta definitiva de la CREG represente impactos significativos para los usuarios y/o para las empresas, debe establecerse un periodo de transición en el cual sea gradual la implantación de la misma.

Es conveniente que en la propuesta de remuneración y en especial con respecto al Costo Base de Comercialización se consideren los impactos y ajustes que deban realizarse para no afectar a los usuarios ni a las empresas por la disminución en los límites a los usuarios no regulados.

Con la propuesta planteada, cualquier disminución en los límites al mercado no regulado podría afectar, entre otros, los ingresos de las empresas, dependiendo de lo que se determine en la variabilización del Costo Base y de la energía que pueda ser atendida por otros comercializadores.

Se debe analizar la consistencia y coherencia de incluir un factor de productividad en la remuneración de la actividad de comercialización.

Debe tenerse gran cuidado en el cálculo del factor X para evitar considerar doblemente las reducciones en los costos de comercialización por usuario, derivadas del incremento del número de usuarios del mercado, pues la frontera estocástica calculada por la CREG, al considerar la variable "número de usuarios", ya da cuenta de dicha reducción (desde luego que si no se presentan actualizaciones permanentes sobre el Costo Base que se obtenga).

En la Resolución CREG-044 de 2012 se expresa que el factor de productividad "X", cuyo valor sería de 0.71%, está basado en los resultados del informe de la consultoría para la CREG de la Universidad del Rosario, bajo el título de "Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia". En dicho informe se realiza una revisión bibliográfica de las metodologías y experiencias internacionales acerca de los tipos de remuneración y el cálculo del factor de productividad. Así mismo, se exponen los aciertos y desaciertos que la metodología tendría en la remuneración.

A pesar de que en la mencionada resolución se dice que el cálculo del factor de productividad "X" está justificado en el documento de la Universidad del Rosario, no es claro de este documento cuál fue la metodología adoptada. En el documento se recomienda la utilización del índice de Malmquist (MPI) correspondiente al promedio simple de los años 2006 a 2009, concluyéndose que para efectos de la regulación, un incremento anual alrededor del 1% debería ser pertinente. También se recalca que a pesar de que la recomendación del informe es la utilización del MPI, allí mismo se dice que los resultados en las otras metodologías tiene gran variabilidad, por lo que no hay un argumento sólido para la utilización de uno u otro método, pues cada uno tiene sus ventajas y desventajas.

(...)

Finalmente respecto a este tema, La tendencia actual en la aplicación de incrementos de productividad a industrias reguladas vía Price Caps se centra en las diferencias de incrementos de productividad y de precios entre la economía y el sector regulado.

Bernstein y Sappington expresan esta nueva tendencia en términos muy precisos⁹:

"La regulación del tipo Price Cap busca replicar la disciplina de los mercados competitivos. Las fuerzas del mercado obligan a las empresas a lograr ganancias de productividad y transferirlas a sus clientes vía reducción de precios, después de descontar los incrementos inevitables en los precios de sus insumos. Por lo tanto, si todas las empresas en una economía fueran competitivas, los precios en la economía crecerían a una tasa igual a la diferencia entre la tasa de crecimiento de los insumos y la tasa de crecimiento de la productividad.

Si un sector regulado se comportara como un sector típico de una economía competitiva, la disciplina que impone el mercado se puede replicar limitando la tasa de crecimiento de los precios del sector regulado vía price cap a la tasa de crecimiento de los precios en la economía (la inflación). Esta restricción requeriría que el sector regulado obtuviera las mismas ganancias de productividad de los demás sectores de la economía y que los transfiriera a sus clientes, después de los ajustes debidos a los incrementos inevitables de los precios de sus insumos.

Por lo tanto, el factor X tendría que ser igual a cero cuando el sector regulado lograra el mismo incremento en productividad y enfrentara el mismo incremento de precios de los demás sectores de la economía competitiva".

Respuesta:

⁹ J. I. Bernstein y D. E. M. Sappington, "How to determine the X in RPI – X regulation: a user's guide", Carleton University, Canada y University of Florida, USA, 2000.



La Comisión no considera necesario la expedición de la metodología de remuneración junto con los otros temas regulatorios que se mencionan en la comunicación. En ese sentido la agenda regulatoria de este año ya tiene establecidos los plazos para la expedición de los documentos, resoluciones de consulta o de carácter definitivo.

Por otro lado, los análisis sobre el impacto de la modificación del límite para el acceso al mercado mayorista por parte de los usuarios y sobre la remuneración de las empresas con la aplicación de la nueva metodología se encuentran en numeral 5 este documento.

Sobre la publicación de un nuevo proyecto de resolución, la Comisión analizará la necesidad de acuerdo con las modificaciones que se propongan a las Resoluciones CREG 044 y 045 de 2012 y los plazos previstos en la agenda regulatoria.

Con respecto a la aplicación del factor de productividad, este elemento es parte importante de las metodologías de remuneración de ingreso o precio máximo, como es la empleada en la actividad de comercialización. La fijación de este factor permite considerar los aumentos de productividad que las empresas reguladas presentan durante el periodo tarifario y que deben ser compartidos con los usuarios de acuerdo con los criterios tarifarios fijados por la ley.

El factor de productividad fue establecido a partir del estudio que adelantó la Universidad Colegio Mayor Nuestra Señora del Rosario y corresponde al 50 % del valor promedio del intervalo recomendado del índice de productividad. El informe final de la consultoría se publicó mediante circular CREG 038 de 2011.

Finalmente, sobre la remuneración de las pérdidas de energía, la Comisión debe dar aplicación a lo establecido en el Decreto 1937 de 2013, por lo que deben ser reconocidas en la actividad de distribución de acuerdo con los lineamientos fijados en el decreto.

EBSA

... encontramos que la metodología propuesta en la Resolución CREG 044 de 2012 solo reconoce a EBSA el 48% de sus costos de su actividad de comercialización, por lo que respetuosamente solicitamos a la Comisión considerar nuestras observaciones y de manera especial que las modificaciones al cargo de comercialización se realicen de manera simultánea con la revisión de los cargos de distribución.

Respuesta:

La metodología propuesta por la Comisión corresponde a un ejercicio de comparación entre las 29 empresas que realizan la actividad de comercialización de energía a usuarios regulados realizando un análisis de frontera estocástica. Este análisis contenido en la Resolución CREG 044 de 2012 emplea la información de las redes y cantidad de usuarios para de cada uno de los mercados de comercialización para definir una remuneración eficiente y no garantizar un nivel de ingresos existente, el cual puede ser ineficiente.

El análisis de frontera estocástica tiene como ventaja que los niveles de eficiencia son obtenidos a partir de los datos de las empresas, es decir, que son alcanzables por estas.

Desde la expedición de las resoluciones CREG 044 y 045 de 2012, la Comisión ha buscado mejorar la información suministrada por cada empresa, para lo cual se han enviado comunicaciones a cada una de las empresas solicitando las aclaraciones de las inconsistencias encontradas. Adicionalmente, la CREG ha expedido diferentes circulares para considerar nuevas variables en el modelo de frontera estocástica y mejorar los resultados obtenidos.

En cuanto a los costos reconocidos a EBSA, los cálculos se realizan con la información suministrada por la empresa, por lo tanto el modelo se alimenta con datos actualizados.

Finalmente, sobre la aprobación simultánea de la remuneración de actividad de comercialización junto con los cargos de distribución, la comunicación enviada no expresa las razones para ello ni la Comisión encuentra motivos para la expedición conjunta.

ENERTOTAL

El esquema de remuneración para la Comercialización Minorista (costo fijo y margen de comercialización) que se incorporan en la Resolución en consulta, responde a los lineamientos determinados por el Gobierno a través del Decreto 387 de 2007. En ese sentido, las definiciones y demás artículos de la propuesta regulatoria deben estar armonizados con la norma o ley que las origina, por ejemplo, las definiciones de Actividad de Comercialización Minorista y Margen de Comercialización, deberían ser las mismas que el Gobierno a través del Decreto determinó.

En la Resolución CREG 044 de 2012, a definición de Comercialización, se expresa como:

"Comercialización: Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los Usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994".

Siendo consistentemente con lo expresado en el Decreto 387 de 2007 por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y en el que se fijó que el ingreso del Comercializador tendría un Costo Base de Comercialización y un Margen de Comercialización los cuales son objeto de determinación en la propuesta regulatoria en consulta, se debería incluir la definición que estableció dicho Decreto para la actividad de comercialización Minorista que textualmente dice:

"Actividad de Comercialización Minorista: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley."

Así mismo, la definición de Margen de Comercialización debería ser ajustada a la definida en el Decreto 387 de 2007,

Margen de Comercialización: Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad.

Cabe aclarar que las definiciones de la Resolución CREG-119 de 2007 son consistentes con las definiciones determinadas en el Decreto 387 de 2007.

Respuesta:

Se acepta el comentario, se procederá a realizar los ajustes correspondientes.

GRUPO EPM

En la visión presentada por el Regulador en el documento soporte de la Resolución CREG-044 de 2012, sobre la comercialización minorista, no logramos observar con claridad cuál es la prioridad en los objetivos de política. A nuestro juicio, sigue evidenciándose una dualidad entre los objetivos de promoción de la competencia y universalización del servicio; la disminución en los límites para acceder al mercado competitivo si bien se enmarca en el primer objetivo, se contraponen con el segundo; igual sucede con la estructura tarifaria propuesta. La carencia de desarrollo o reglamentación de herramientas comerciales que permitan la gestión del mercado, de acuerdo con sus características particulares, hace que el modelo propuesto no promueva una gestión flexible y adecuada de cara a universalizar el servicio. Por lo anterior, el grupo EPM se permite solicitar al gobierno nacional y a la CREG que antes de expedir de manera definitiva toda la normatividad en cuestión, definan con claridad cuál es el objetivo prioritario de política para que con base en ello, se reglamenten todos los aspectos relativos a la comercialización minorista y su remuneración.

La aplicación de una estructura tarifaria determinada responde a los objetivos de política pues finalmente ésta es la herramienta para el logro de uno u otro objetivo. Por ello, reiteramos que es fundamental que el gobierno defina cuál objetivo prima, la universalización del servicio o la profundización de la competencia, a la luz de la situación actual y de manera coherente con las políticas que de manera colateral se han definido, así ello implique revisar el Decreto 387 de 2007 con relación al cargo fijo.

Si es el primero, lo ideal es que se continúe variabilizando la totalidad del cargo de comercialización y por ende, se siga conviviendo con la existencia de un subsidio cruzado implícito entre usuarios de bajos consumos y usuarios de altos consumos; ello implica sacrificar el objetivo de profundización de la competencia. Si es el segundo, lo adecuado es aplicar una estructura de cargo fijo-cargo variable, con una participación preponderante del componente fijo, herramienta necesaria para que los comercializadores puedan competir en igualdad de condiciones y no haya lugar a descreme de mercado; obviamente, se generaría un perjuicio para los usuarios de bajos consumos en la medida que observarían incrementos tarifarios importantes, toda vez que se elimina el subsidio cruzado implícito, lo que implica sacrificar el objetivo de universalización del servicio.

Por último, cabe señalar que no basta con sujetar la aplicación del cargo fijo a la disponibilidad de recursos para la cobertura del déficit adicional, pues el tema trasciende ampliamente dicha situación. Incluso, aplicar el cargo fijo de esta manera no es conveniente dada la inestabilidad que generaría en la tarifa a usuario final.

Respuesta:

En primer lugar se aclara, que no le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, proferir una política pública, esto es competencia del Ministerio de Minas y Energía.

La CREG, con sujeción a normas superiores, regula el mercado y según la Ley 142 de 1994, tiene como función general *"regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad"*. Así las cosas, con la Resolución en consulta, se busca establecer una metodología que remunere la actividad de comercialización de energía eléctrica de los agentes comercializadores que atienden usuarios regulados.

Con respecto a la aplicación del cargo fijo, el Decreto 1937 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía en su artículo número 2, derogó los literales b y g del artículo 3° del Decreto 387 de 2007 que lo consagraban, por lo tanto hoy no hay lugar a su aplicación.

EMCALI

Se solicita a la CREG que permita verificar los impactos financieros que representa para las empresas la expedición de esta nueva reglamentación debido a que muchas de ellas serán afectadas sus ingresos y finalmente no se pudo establecer cómo se efectuó el modelamiento porque la información publicada y utilizada en las corridas del modelo no coincide con la que tienen las empresas.

Respuesta:

Respecto a los análisis de impacto de la metodología de remuneración sobre las empresas ver la respuesta a EBSA en este numeral.

Por otro lado, sobre la información utilizada en el modelo, ésta corresponde a la disponible en el Sistema Único de Información y la que reposa en la Comisión, en particular la empleada en los procesos de aprobación de cargos. Esta información fue publicada por la Comisión considerando las restricciones de privacidad señaladas por cada empresa. Ahora bien, en los

análisis para la resolución definitiva se han enviado comunicaciones a cada una de las empresas solicitando las aclaraciones de las inconsistencias encontradas.

Adicionalmente, la CREG ha expedido diferentes circulares para considerar nuevas variables en el modelo de frontera estocástica y mejorar los resultados obtenidos.

EPSA

La mayoría de las empresas han realizado ajustes en sus procesos y aplicado modelos de eficiencia operativa por lo que sus costos ya se encuentran en niveles competitivos. La aplicación de un modelo de frontera representa un reconocimiento de costos eficientes, por lo tanto considerar posteriormente la aplicación de un factor de productividad implica una disminución doble.

Adicionalmente la precisión realizada en el taller de la CREG que la fórmula de costos se ajusta mensualmente con el número de clientes, significa un nuevo ajuste por economía de escala.

Respuesta:

La optimización de los procesos en busca de reducir los gastos en la prestación del servicio corresponde a una de las principales señales que ofrece la regulación mediante precios o ingresos máximos. Estos aumentos de eficiencia deben ser compartidos, a lo largo del tiempo, entre las empresas y los usuarios por lo que la aplicación del factor de productividad X es necesaria.

Finalmente, la actualización del costo base de comercialización será analizada con el fin de no afectar los incentivos que el modelo de regulación por precio máximo ofrece. En la sección 2.4 de este documento se presenta la propuesta de actualización del costo base de comercialización.

12.2 Modelo de comercialización minorista

GRUPO EPM

En el marco de la universalización del servicio, para los comercializadores es fundamental contar con herramientas que les permitan gestionar de manera adecuada sus mercados. Sin embargo, la normatividad existente ha limitado los esquemas diferenciales de prestación del servicio a las zonas especiales, no obstante los mismos pudieran tener aplicación para mercados "normales", tanto urbanos como rurales, que no clasifican dentro de estas zonas. De igual forma, los esquemas tradicionales de prestación de servicio contemplados en la Resolución CREG-108 de 1997, son insuficientes para el efecto o incluso, pueden presentar vacíos que dificulten su aplicación.

Sin embargo, observamos que la propuesta regulatoria presentada por la Comisión no aborda temas relativos a herramientas comerciales para gestionar un mercado, los cuales deben ser establecidos de manera previa a la aprobación de la remuneración dada la relación estrecha entre ambos. Por lo tanto, se solicita de a la Comisión regular los esquemas diferenciales que desde el punto de vista comercial pueden aplicarse, para lo cual sugerimos lo siguiente:

Primero, hacer extensivo a todo el mercado los esquemas diferenciales aplicables a las zonas especiales de prestación del servicio, definidos en el Decreto 111 de 2012 (medición y facturación comunitaria, facturación con base en proyecciones de consumo, pago anticipado o prepago, períodos flexibles de facturación), precisando o desarrollando los aspectos a que haya lugar, tales como:

Alcance de la medición comunitaria, de tal forma que se aplique bajo unas condiciones determinadas, como por ejemplo en zonas rurales. Debe definirse de manera precisa en qué casos aplica para que ello no vaya en contravía con la prohibición de agrupación cargas definida en el Reglamento de Comercialización. Y además, debe definirse la forma en que debe hacerse la facturación comunitaria.

Metodología para realizar las proyecciones de consumo y alcance de su aplicación. Esto se debe compatibilizar con la lectura bimestral o trimestral (o los períodos que eventualmente se establezcan) en el sentido de que los comercializadores puedan utilizar las proyecciones de consumo para facturar, mientras se cuenta con la lectura real del medidor, haciendo posteriormente las refacturaciones a que haya lugar.

Cabe señalar que este punto es de especial interés toda vez que en la actualidad al parecer hay un vacío en lo estipulado en la Resolución CREG-108 de 1997, artículo 29, debido a que de acuerdo con lo conceptualizado por la SSPD, los comercializadores no pueden estimar el consumo de los usuarios con lectura bimestral o trimestral y, por tanto, no pueden facturar y recaudar los consumos en el período intermedio, salvo que el usuario informe su lectura; además, esto hace que en el caso de usuario nuevos no se les pueda facturar y recaudar los consumos hasta que no se cuente con la primera lectura.

Alcance y condiciones para la aplicación de los pagos anticipados, sin que se requiera la instalación de medidor prepago. Cabe señalar que el artículo 64 de la Ley 812 de 2003, el cual continúa vigente, le asignó la responsabilidad de reglamentar este tema a las comisiones de regulación.

Definir las condiciones de aplicación de los períodos flexibles de facturación, incorporando distintas posibilidades tal como lo contempla el Decreto 111 de 2012 (semanal, quincenal, mensual, bimestral, trimestral, semestral), sin que dichos períodos coincidan necesariamente con el período de lectura y permitiendo, por tanto, la utilización de proyecciones de consumo cuando sea necesario.

También se debe establecer la posibilidad de que sin necesidad de modificar el período de facturación, los usuarios post pago puedan fraccionar los pagos de su factura periódica (abonos parciales), de tal manera que se ajusten a su perfil de ingresos.

Adicionalmente, debe establecerse la posibilidad de que los comercializadores apliquen esquemas diferenciales adicionales no contemplados en la regulación pero que a su criterio sean necesarios para una adecuada gestión del mercado o de un segmento de mercado específico, caso en el cual los comercializadores deben informar a la Comisión sobre los esquemas a aplicar.

Es necesario que la CREG deje establecida la posibilidad de que los comercializadores puedan aplicar con carácter obligatorio ciertos esquemas diferenciales cuando las condiciones propias de algunos segmentos de mercado lo ameriten, y no con un carácter general, basado en razones de tipo técnico o económico y en todo caso, cuando ello no implique un deterioro en las condiciones de atención de los usuarios.

Un ejemplo de esta situación es que se permita a los comercializadores aplicar el prepago, sin que medie la voluntad de los usuarios, en aquellos casos en que el usuario por falta de pago va a ser sujeto de corte del servicio; este mecanismo permite que el usuario pueda continuar disfrutando del servicio y no incurrir en costos de corte y reinstalación. Es decir, que los comercializadores puedan aplicar el prepago de manera obligatoria para aquellos segmentos de mercado que por las características de sus ingresos, no pueden acumular facturas mensuales sino hacer compras de energía en pequeñas cantidades.

Por último, es importante que la CREG deje establecido un mecanismo mediante el cual los comercializadores puedan solicitar ajustes en el Cargo Base de Comercialización en el evento en que la aplicación de los esquemas diferenciales señalados afecte de manera importante el costo medio real de comercialización. Ello por cuanto puede suceder que los comercializadores incursionen de manera significativa en esquemas de comercialización con costos mayores a los esquemas tradicionales (como por ejemplo, el prepago con varias compras en un mismo mes), pero que aun así se hacen necesarios para mitigar riesgos o hacer una mejor gestión del mercado o acomodarse a sus necesidades, y de no revisarse el Cargo, quedarían desbalanceados financieramente.

Respuesta:

La aplicación de los esquemas diferenciales de prestación del servicio se limita a las áreas señaladas en el Decreto 111 de 2012, de acuerdo con los lineamientos contenidos en esta norma, por lo que la Comisión no puede vía regulación modificar o alterar el alcance de estos esquemas.

Sobre la actualización del costo base ver la respuesta dada a EPSA en este numeral.

12.3 Costo base de comercialización

CODENSA

En relación a la actualización del Costo Base de Comercialización, en el taller de socialización de la propuesta, la Comisión informó sobre su ajuste a partir de la actualización mensual de las variables usuarios atendidos y kilómetros de red en niveles de tensión 2 y 3.

Al respecto, es necesario anotar que dada la fórmula para remuneración del cargo base definido por la CREG, el crecimiento mensual de los usuarios afecta de manera importante los ingresos de la empresa, el cual no es compensado por la evolución de la red. En este sentido, consecuencia de la actualización mensual propuesta por la CREG, el cargo de comercialización presentaría una reducción adicional al factor de productividad definido en la propuesta para las actualizaciones del costo.

De otra parte, teniendo en cuenta que se trata de fijación de precios por Price-Cap, la determinación del cargo base debería permitir que en el periodo regulatorio (5 años) la empresa se ajuste a las señales de eficiencia definidas en el cargo regulado. Asimismo, dado que el número de usuarios es una de las variables utilizadas para la estimación de la función de remuneración propuesta, su ajuste implicaría el recálculo periódico de esta función, en contra de los principios de simplicidad y estabilidad tarifaria.

En conclusión, teniendo en cuenta lo anterior y considerando que la actualización mensual no envía señales de estabilidad en tarifa sino que genera un grado adicional de incertidumbre al usuario, no observamos adecuado el recálculo mensual al costo base de comercialización.

EEP

Capítulo II (Artículo 6): El Costo Base de Comercialización presenta dos componentes variables (Usuarios Regulados y Longitud de la Red de Distribución Niveles II y III). Este modelo expresa una tarifa eficiente en pesos de mayo de 2011, y una actualización periódica correspondiente a cada mes de prestación del servicio. Sin embargo, la Empresa solicita aclaración frente a la periodicidad de la determinación del Costo Base por Mercado de Comercialización, ya que el número de Usuarios Regulados es una variable que se actualiza generalmente en periodos mensuales, lo que indica que el Costo Base se deba actualizar mensualmente.

EPSA

En cuanto a la actualización de la función de costos de manera mensual, consideramos que no es adecuado incurrir en estos procesos operativos adicionales y complejos que dificultan el seguimiento y control, involucrando nuevos riesgos. Para las empresas que tienen facturación bimestral este cargo estaría variando sin que la estructura de costos se modifique.

VATIA

Realizar la actualización del Costo Base con la información reportada a cierre anual, de tal manera que no se presenten distorsiones por los distintos periodos de facturación que puedan ser empleados por los distintos agentes al realizar el cálculo del CFm.j.

CEO

La fórmula presentada utiliza dos variables propias de cada mercado en el cálculo del costo Base de Comercialización, dichas variables son el número de Usuarios y los Kilómetros de Red. Dado que en la propuesta regulatoria, se planteó dicho cálculo para realizarlo una vez en el periodo tarifario, es de gran importancia analizar la periodicidad del cálculo, dado que se estaría afectando los ingresos de las compañías, debido al incremento anual de los costos fijos de comercialización por el crecimiento del mercado y las expansiones de cobertura del servicio.

Respuesta

La Resolución CREG 044 de 2012 no establece un periodo de actualización del costo base de comercialización aprobado para cada empresa. La posibilidad de la actualización anual fue

señalada en el taller de presentación de la propuesta. Tal actualización del costo base de comercialización será analizada con el fin de no afectar los incentivos que el modelo de regulación por precio máximo ofrece. En las secciones 2.3 y 2.4 de este documento se presenta la propuesta de regulación sobre estos temas.

ELECTRICARIBE

En la revisión realizada por los consultores contratados por Asocodis para el análisis del modelo econométrico planteado, se identificaron problemas relacionados con la información base de ELECTRICARIBE empleada para el ajuste del modelo, la información de otros comercializadores, los problemas estadísticos del modelo especificado por la CREG, el sesgo de especificación del modelo y la adopción de criterios por parte de la Comisión para aplicar el modelo en la remuneración de los comercializadores.

En cuanto al modelo planteado para determinar el costo base de comercialización son evidentes los problemas que presenta la información de la mayor parte de comercializadores del país que afectan la formulación del modelo econométrico y que junto a la carencia de información de variables adicionales a las ya consideradas, originan un problema de sesgo de especificación y bajo poder predictivo en dicho modelo.

Respuesta:

La información utilizada es la reportada oficialmente por las empresas, la cual ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios y nuevos plazos de envío de información corregida. Por lo tanto, se considera que la CREG ha adelantado un proceso cuidadoso en cuanto a la recepción y análisis de la información, lo cual no elimina la probabilidad de que una o varias empresas hayan reportado su información erróneamente, como nos afirma en su comunicación.

Adicionalmente, es importante resaltar que las metodologías de comparación, y específicamente la frontera estocástica, son menos sensibles a errores puntuales en las observaciones, dado que el peso de cada observación sobre el resultado general es relativamente pequeño, en comparación con metodologías que no hagan ningún tipo de comparación. Por lo que la existencia de errores de reporte de algunas empresas reafirma la conclusión de que se necesita implementar una metodología de comparación para efectos de establecer el costo base de comercialización.

En cuanto a los indicadores econométricos del modelo, la CREG publicó los valores de las desviaciones estándar de cada uno de los parámetros, en donde se observa que todos los parámetros son significativos, al igual que las variables sigma y gamma, por lo que no se comparte las afirmaciones acerca de los "problemas estadísticos del modelo" y "bajo poder predictivo". En todo caso, la Comisión adelantó análisis adicionales sobre el cálculo de la frontera estocástica los cuales son presentados en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

EPM

Costo Base de comercialización – AOM.

- *Si bien la herramienta de frontera estocástica utilizada para determinar el Costo Base de Comercialización tiene aspectos favorables y arroja resultados aparentemente adecuados de acuerdo con la información reportada, la desagregación entre la componente (sic) aleatoria y la de ineficiencia de las empresas es crucial ya que de ello depende la remuneración de las empresas y por ende, las señales en torno a la gestión que deben emprender posteriormente para alcanzar los niveles de eficiencia. Por lo tanto, se solicita a la Comisión que tal procedimiento quede totalmente claro y obedezca a criterios objetivos y sustentables.*



- *La función seleccionada incorpora las variables fundamentales que dan cuenta en gran medida de la realidad de la actividad de comercialización, reflejando la relación que debe existir entre los costos de comercialización y la escala y la dispersión. Dado que la Comisión realizó una gran cantidad de sensibilidades utilizando otras variables y otras formas funcionales, es importante que se deje claramente sustentado y en detalle el por qué finalmente se seleccionó el modelo propuesto presentando, entre otras, las pruebas estadísticas realizadas para comprobar su robustez. Así mismo, se solicita a la Comisión la publicación de los modelos más importantes que corrió, con su respectivo soporte.*

Respuesta:

Los resultados del análisis de frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

12.3.1 Información

ASOCODIS

Considerar y reconocer los problemas identificados en la información utilizada para establecer la propuesta de la Resolución CREG 044 de 2012. Si bien se reconoce que se ha realizado un esfuerzo significativo por parte de la CREG, la SSPD y los Agentes, no puede desconocerse que existen problemas con la información, que se reflejan esencialmente en la fuerte variabilidad que presentan los gastos operativos asignados a la actividad comercial por algunas empresas, la carencia de consistencia temporal, y los vacíos que se presentan desde 2006 hasta 2011. Al respecto, es necesario resolver los problemas de información que contribuya a construir propuestas razonables para establecer la remuneración adecuada de las empresas.

Se debe asegurar, entre otros, que errores y/o inconsistencias de reporte de información de una empresa no cause sobre o sub remuneración de otras empresas. En este sentido, es conveniente la revisión exhaustiva de la información, de tal forma que la CREG y las empresas validen conjuntamente la información, por lo que se sugiere complementar la información de empresas o descartar aquellas empresas para las que se detecten en el análisis de tendencias, homogeneidad y variaciones, errores de calidad en la misma no subsanables o que terminen no siendo ajustados por la empresa y que afectan la función que se construya de Frontera Estocástica...

.... Aparentemente el modelo presentado por la CREG excluyó al menos dos de las empresas. Pero de la información de inconsistencias encontradas sobre la información queda claro que los datos utilizados por la CREG para correr los modelos pueden presentar problemas de calidad. Este problema, en el menor de los casos, daría lugar a cambios en la jerarquización del término de ineficiencia de las empresas y también podría llegar a implicar cambios en las desviaciones estándar de los términos aleatorio y de ineficiencia, lo cual incide negativamente en el modelo para la remuneración de todas las empresas....

Respuesta

La información utilizada es la reportada oficialmente por las empresas, la cual ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida. Por lo tanto, se considera que la CREG ha adelantado un proceso cuidadoso en cuanto a la recepción y análisis de la información, lo cual no elimina, pero si reduce la probabilidad de que una o varias empresas hayan reportado su información erróneamente, como nos afirma en su comunicación.

Es importante resaltar que las metodologías de comparación, y específicamente la de frontera estocástica, son menos sensibles a errores puntuales en las observaciones, dado que el peso de cada observación sobre el resultado general es relativamente pequeño, en comparación con metodologías que no hagan ningún tipo de comparación. Por lo que, la existencia de errores de reporte de algunas empresas reafirma la conclusión de que se necesita



implementar una metodología de comparación como la de la frontera estocástica para efectos de establecer el cargo base.

Adicionalmente, el horizonte de tiempo para el análisis se ha aumentado lo que permite identificar tendencias y mejorar la estimación de la frontera estocástica.

Por último, no se puede supeditar la implementación de la nueva metodología para remunerar la actividad de comercialización a que el 100% de las empresas no presenten ningún tipo de errores en el reporte de su información, el proceso de construcción de la frontera estocástica incluye el análisis de datos atípicos y la exclusión de aquellas empresas que podían estar presentando errores en la información. Los resultados del análisis de los datos para la construcción de la frontera estocástica se presentan en el Anexo 1 de este documento.

Cabe resaltar, que comprendemos que los problemas de información no son exclusivos de Colombia y por ello en diferentes países se vienen adelantando con éxito procesos de Contabilidad e Información Regulatoria que permiten disminuir estas dificultades y la asimetría de información. Estos son aspectos que se han venido tratando de tiempo atrás y que a la fecha aún no se tienen en camino acciones integrales y definitivas para contribuir con la solución. ASOCODIS en diferentes oportunidades ha manifestado que comparte con la CREG y con la SSPD que debe establecerse cuanto antes un esquema de Contabilidad e Información Regulatoria, pero que debe tratarse en forma integral e independiente a las regulaciones puntuales, para que se le dé la prioridad que requiere y porque dicho esquema contable es de utilidad para todo el sector.

Por lo anterior, es necesario que se inicie cuanto antes un proceso de construcción entre la CREG, SSPD y empresas que permita establecer el esquema de Contabilidad e Información Regulatoria, dando un plazo razonable como transición, para emprender e implantar acciones asociadas a aplicaciones de software, realizar capacitación y ajustes y revisiones que se requieran, entre otras.

Respuesta

Al respecto, el artículo 18 de la ley 142 de 1994 establece que "... las empresas de servicios públicos que tengan objeto social múltiple deberán llevar contabilidad separada para cada uno de los servicios que presten; y el costo y la modalidad de las operaciones entre cada servicio deben registrarse de manera explícita", por lo que la obligación de tener contabilidades separadas para cada servicio que presten es una obligación establecida desde el año 1994. Adicionalmente, los formatos de reporte de la información al SUI son bastante detallados acerca de la información de costos que debe suministrar a dicho sistema.

Por lo anterior, se considera que la razón de que una empresa reporte errores en su información no es por efecto de la falta de protocolos para el manejo y reporte de la misma.

... se deben descartar aquellas empresas para las que se detecten en el análisis de tendencias, homogeneidad y variaciones, errores de calidad en la misma no subsanables o que terminen no siendo ajustados por las empresas y que afectan la función que se construya de Frontera Estocástica.

Establecer unos rangos máximos y razonables de variación interanual de costos de la información a utilizar para el desarrollo del modelo, considerando el número de usuarios nuevos que ingresan y otras características de los mercados.

... Revisar la coherencia y calidad de la información previo a correr los modelos de Frontera Estocástica, clasificando la información en cluster de acuerdo con características similares de las empresas y sus mercados, pues pueden presentarse casos en los cuales una empresa haya asignado inadecuadamente pero consistentemente en el periodo de análisis costos a la actividad de comercialización que impliquen sobre o subremuneración y ello sólo puede identificarse de comparaciones previas y ampliando el periodo de análisis de las observaciones. Incluso pueden presentarse situaciones en la que las diferencias de criterios para la asignación de costos a la comercialización entre empresas marque una diferencia sustancial al momento de intentar compararlas, lo cual debe ser revisado y tenido en cuenta por el Regulador...

Respuesta

La información empleada en la construcción del modelo de frontera estocástica fue sujeta a una evaluación estadística, buscando identificar problemas o inconstancias que llevaran a un resultado no satisfactorio. En el Anexo 1 se presentan los resultados del análisis de datos y la descripción de la información que fue empleada finalmente.

Considerar para los análisis y definiciones de modelos y/o funciones la información de los años 2010 y 2011. Especialmente se resalta que a partir del 2010 con el inicio de las auditorías realizadas de AOM para la actividad de distribución, se prevé que los costos asignados a la actividad de comercialización se encuentran mejor clasificados que para los años anteriores.

Respuesta

La información de estos años ha sido incluida dentro del modelo.

CAC

Criterios de Contabilización: En la Resolución CREG 097 de 2008, la Comisión estableció los elementos del costo de AOM que se reconocen a través de los Cargos de Distribución que han aplicado desde el año 2009 en adelante. Se considera muy importante que para futuras revisiones tarifarias, y teniendo en cuenta las aparentes inconsistencias que se evidencian en los datos reportados por algunos comercializadores, se sugiere a la Comisión establecer criterios claros para la contabilización de los costos que deben ser reconocidos en la actividad de Comercialización, de forma que se presenten comparaciones consistentes entre empresas, y se puedan reflejar de mejor forma las eficiencias logradas por dichas empresas.

Período de análisis considerado:

Dado que a partir de la información del año calendario 2009, y en virtud de la realización de las auditorías de Gastos de AOM para la actividad de Distribución establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008 (la primera de las cuales se hizo sobre este año), la información de los costos de la actividad se encuentra más depurada para los años 2009, 2010 y 2011, que para los años 2007 y 2008, puesto que, como ya se comentó, existen criterios básicos para la contabilización de estos costos reconocidos en la actividad de Distribución. Adicionalmente, durante los años 2007 y 2008 se llevaron a cabo transformaciones empresariales (fusiones o escisiones) que se reflejan en la información de algunas empresas, y que afectan el resultado y la consistencia de los datos reportados.

El Comité insiste en la importancia de aclarar el proceso para aprobación del cargo a definir por la Comisión, puesto que si bien en el pasado se han solicitado datos para la definición del Costo Base, se considera conveniente que información que se haya reportado extemporáneamente en los años anteriores, pero que hoy está en poder de la Comisión, sea utilizada para el propósito de cálculo del modelo definitivo a regular.

En cuanto a la consistencia de los datos, se presentan casos en los que no se evidencia el supuesto de la captura de las economías de escala en las empresas, puesto que los costos reportados se incrementan en una proporción mucho mayor que el incremento en el número de usuarios (aunque esto puede suceder se deben tener consideraciones al respecto), o porque el número de usuarios sube en un porcentaje importante, y los costos totales se disminuyen en un porcentaje mucho mayor al valor absoluto del incremento en el número de usuarios. Estos problemas en la información se consideran de fondo, puesto que pueden originar análisis estadísticos que no corresponden a la realidad del mercado y de las empresas. Los detalles en el análisis de consistencia de la información son presentados en el documento final que entregan los consultores como informe del estudio realizado para el CAC.

Respuesta

Se considera que existen los protocolos para el manejo y reporte de información dentro del SUI, los cuales cuentan con sus respectivas instrucciones para que las empresas puedan realizar el diligenciamiento de manera adecuada. La Comisión es consciente de la necesidad

de profundizar en el detalle a la hora de asignar cuentas pero no es un factor determinante para la elaboración del modelo actual.

Con respecto al periodo de análisis, actualmente se cuenta con información para el periodo 2007 a 2013, es decir de 7 años, los análisis estadísticos determinaran la calidad y cantidad de información con la que se podrá alimentar el modelo final.

Adicionalmente se recuerda que la información utilizada es la reportada oficialmente por las empresas, la cual ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios y nuevos plazos de envío de información corregida. Por lo tanto, se considera que la CREG ha adelantado un proceso cuidadoso en cuanto a la recepción y análisis de la información, lo cual no elimina, pero si reduce la probabilidad de que una o varias empresas hayan reportado su información erróneamente, sin embargo se procederá a realizar la depuración adecuada.

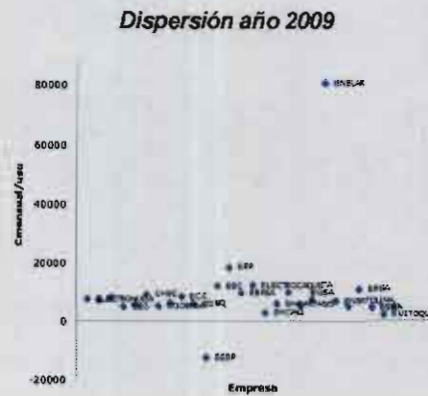
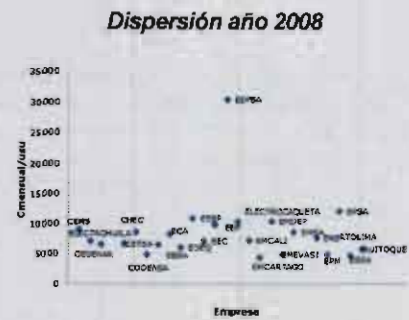
Los resultados del modelo se encuentran en el Anexo 1 de este documento, para que cada agente conozca el detalle en el procedimiento llevado a cabo con el objetivo de dar trazabilidad y transparencia a todo el proceso.

CODENSA

Calidad de la información

La calidad de la información es primordial en la construcción de modelos que arrojen resultados consistentes. Sin embargo, encontramos varios problemas en la información utilizada por la CREG, lo cual podría incidir en resultados que no son coherentes con la realidad de las empresas.

Siguiendo la metodología para el cálculo de los costos mensuales por usuario, a partir de la información publicada por la CREG en la circular 041 y la información de los costos reportados en el SUI en la cuenta 444, encontramos información inconsistente. A continuación se encuentra la dispersión de dicha información:



Los datos extremos y valores negativos de costos que se encuentran en las gráficas anteriores generan estimaciones de eficiencia erradas. Al respecto, se sugiere verificar la información reportada por los prestadores con el fin de tener una función de costos que refleje de manera adecuada la realidad de los prestadores

Horizonte de tiempo

Para la construcción de un modelo robusto es necesaria una calidad óptima de la información. A lo largo del tiempo, las empresas han ajustado sus sistemas de reporte y los criterios definidos para ello, en aras de mejorar la información regulatoria del sector. Estos procesos de mejora incluyen las auditorías al AOM, mejora de asignación de costos ABC y detección de discrepancias a partir la información histórica reportada y depuración de la información, en general.

De otra parte, debe tenerse en cuenta que en el 2007, se presentaron fusiones y adquisiciones que pueden generar reportes de información incompleta o inconsistente.

En este sentido consideramos que la Comisión debe realizar el análisis de eficiencia para el periodo comprendido entre 2009 y 2011.

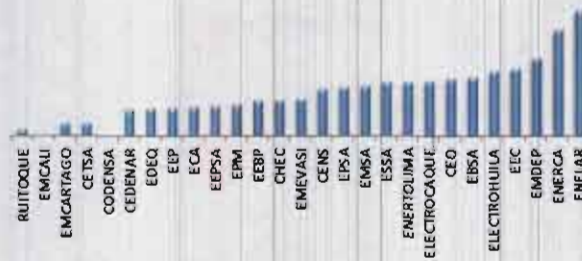
Reconocimiento de particularidades y homogenización de la muestra

El ejercicio de estimación presentado por la Comisión consiste en la determinación de una frontera de eficiencia general que compara las empresas en función de sus costos, usuarios y longitud de red. No obstante, es importante que la regulación reconozca las particularidades o las diferentes características que existen en los mercados, que no son recogidas por el modelo de eficiencia y que pueden hacer que una empresa aparezca ineficiente o eficiente debido a dichas particularidades, como es el caso de las empresas multiservicios. Igualmente, se debe tener en cuenta que las empresas comercializadoras observan diferentes niveles de calidad, y por lo tanto, sugerimos que el modelo comparativo incluya este tipo de

consideraciones, dado cada nivel de calidad demanda costos diferenciales que afectarían la evaluación de eficiencia.

Es el caso de la ruralidad, que si bien para la especificación del modelo no es significativa, aquellas firmas que prestan el servicio de comercialización en estas zonas presentan costos por factura más altos que los prestadores típicamente urbanos, sin que esto signifique una operación ineficiente. La siguiente gráfica muestra el indicador de kilómetros de red de nivel de tensión 2 y 3 por usuario atendido para el periodo de análisis. Es interesante observar el caso de empresas como EEC (0.041 km/usuario), EBSA (0.035 km/usuario), ENELAR (0.075 Kmts/Usuario) las cuales, en relación con empresas como Codensa (0.01 km/usuario) y Emcali (0.005 km/usuario), típicamente urbanas, presentan altas dispersiones entre usuarios atendidos:

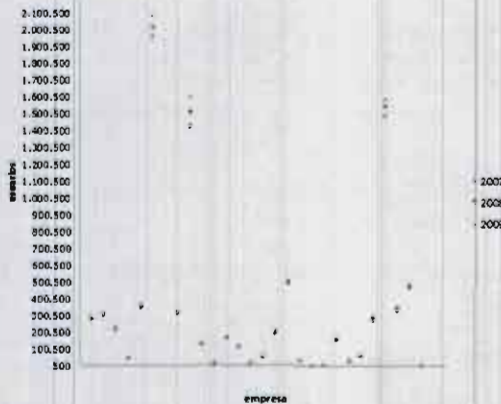
km de red de N2 y N3 por Usuario



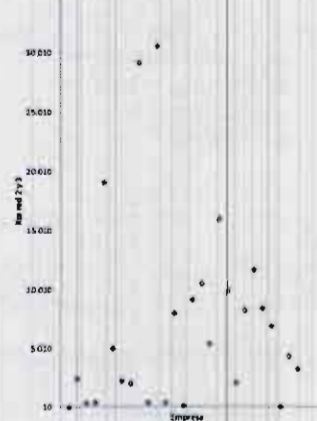
De otra parte, como se observa en las gráficas siguientes, la dispersión de las variables que el regulador propone para explicar los costos, sugiere la implementación de un análisis más detallado de la muestra con el objetivo de detectar si las empresas que la componen son susceptibles de comparación.

Por ejemplo, para 2008 empresas como EEPSA (\$30.545) o EEP (\$-330) reportan costos muy alejados de la mediana observada (\$7.407), estos valores podrían afectar los resultados obtenidos por el modelo para evaluar la eficiencia de las demás empresas. A continuación la dispersión de la información observada en los variables kilómetros de red y número de usuarios:

Dispersión Usuarios 2007



Dispersión Km 2 y 3 2007



En el gráfico de dispersión de los usuarios, se encontró que el 92% de la muestra atiende menos de 500.000 usuarios, mientras que el 7% restante presenta usuarios por encima de 1.500.000 usuarios. Lo anterior se comprueba con una desviación estándar de 516.533 contra una media de 352.000.



Se observa una menor dispersión en los kilómetros de red N2 y N3, sin embargo, se observa que dos empresas presentan kilómetros de red promedio de 29.800 kilómetros versus 5.455 del resto de la muestra.

Por lo anterior, aunque entendemos que la información oficial es aquella reportada por los prestadores en los sistemas de información de la SSPD y a la CREG, consideramos necesario la realización de talleres y reuniones con las diferentes empresas con el fin de obtener una base datos de mejor calidad que redunde en resultados que reflejen de manera consistente la prestación del servicio de comercialización en condiciones de eficiencia.

Respuesta

Ver respuesta a ASOCODIS y CAC.

DISPAC

Consideramos conveniente que la información tomada para el análisis del costo de comercialización de las diferentes empresas, debe incorporar los datos de los años 2010 y 2011. Así mismo el valor del parámetro V_j para Dispac es cero, lo cual no es razonable en el caso de DISPAC.

Respuesta

La información con la cual se cuenta para calcular el Costo Base cubre los años 2007 a 2013. Los análisis estadísticos determinarán la calidad y cantidad de información con la que se podrá alimentar el modelo final. El valor del parámetro V_j corresponde al resultado del modelo propuesto en la Resolución CREG 044 de 2012

En la nueva propuesta de remuneración no se establece un V_j particular, pero si se mantienen las reglas ante el no reporte de información por los agentes.

ENERMONT

Dado que para efectos del cálculo del Costo Base de Comercialización, entre otras variables se utiliza la USU_j el cual tiene estricta relación y se basa en la información dada en los formatos 2 y 3 del SUI, consideramos que ésta deberá para tal efecto ser clara y precisa, pues en continuas ocasiones se han encontrado dificultades importantes por parte de los agentes del mercado, para acceder a la misma.

Para lo anterior sugerimos a la Comisión instar al Órgano de Inspección y Vigilancia para que se sirva optimizar y mejorar la información incorporada en dichos formatos y por ende su acceso.

Adicionalmente será importante que además de la Resolución enunciada sobre dichos formatos, sea tenida en cuenta la Nro. 20121300017645, la cual modificó algunos aspectos de la misma, razón por la cual sugerimos incorporar en la norma no sólo la Resolución compilatoria, sino las demás que la adicionen o modifiquen.

Respuesta

Respecto al acceso a la información reportada por las empresas al Sistema Único de Información corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, solucionar las dificultades que se mencionan. En todo caso, la información con la que se alimenta el modelo es de total conocimiento por parte de los agentes con quienes se ha validado extensamente.

Ahora bien, sobre incluir la mencionada, se acepta el comentario y se realizan los ajustes en el sentido que se incluyan las resoluciones que se adicionen o modifiquen.

ELECTRICARIBE

Para la especificación del modelo con el cual se va a determinar el costo base de comercialización por mercado (art. 6 de la Resolución CREG 044 de 2012) la Comisión está utilizando información histórica registrada en el SUI de la empresa ELECTRICARIBE sin tener en cuenta que desde mayo de 2006 las empresas Electricaribe Mipymes (en los departamentos de Atlántico, Cesar, Guajira y Magdalena) y Electrocosta Mipymes (en los departamentos de Bolívar, Córdoba y Sucre) asumieron la atención de la mayor parte de los usuarios de las zonas especiales (áreas rurales de menor desarrollo y zonas de difícil gestión) de la Costa Atlántica...

... Tomando en cuenta lo anterior, es necesario que la especificación del modelo tenga en cuenta la condición actual de operación de las empresas y se deben utilizar las respectivas sumas de las variables usuarios atendidos y gastos operacionales de la comercialización de las tres empresas durante el periodo que se considere en los análisis, así como de cualquier otra variable que involucre información de las empresas y que se vaya a emplear en los ejercicios que realice la Comisión para expedir la fórmula definitiva, de acuerdo con la siguiente tabla...

Respuesta

La metodología para remunerar la actividad de comercialización se basa en establecer un cargo por mercado de comercialización. Dicho cargo se calcula comparando diferentes variables que reflejen las características principales del mercado y los costos reportados de atender usuarios en dicho mercado. Para que la comparación refleje los valores eficientes de prestación del servicio es necesario que los costos considerados en la comparación sean los costos medios de atender una muestra significativa y uniforme de todos los usuarios del mercado, y no los costos medios de atender solamente un segmento de usuarios en particular y/o un número reducido de usuarios.

Por lo anterior se decidió, en el cálculo del costo eficiente, considerar solamente los valores correspondientes a la empresa con un mayor número de usuarios en el mercado, que en el caso del estudio es el comercializador incumbente. Incluir otros comercializadores distorsionaría la señal de eficiencia calculada por efecto de no tener un número de usuarios representativo y/o, como en el caso descrito en el comentario, incluir empresas que solamente atienden un segmento del global de usuarios del mercado.

Adicionalmente, es importante resaltar que los análisis realizados¹⁰ indican que la diferencia en costos de prestación del servicio de comercialización en zonas subnormales, en comparación con usuarios normales, se reflejan primordialmente en el riesgo de cartera, el cual se remunera en el margen de comercialización y no en el costo base.

... es necesario que en el ejercicio que realice la Comisión, se tenga absoluta claridad y certeza sobre las cifras reportadas por las empresas, y que la información cumpla con un chequeo de consistencia de tendencias y de variaciones interanuales.

Del análisis de la información se observa lo siguiente:

De acuerdo con la información disponible, dos empresas presentan gastos operacionales negativos, Empresa de Energía de Pereira en 2007 y Bajo Putumayo en 2009.

Varias empresas presentaban cambios abruptos de tendencia a lo largo del periodo revisado y altas variaciones (positivas y negativas) en sus gastos de comercialización de un año a otro, es decir, que se observa a primera vista que falta consistencia en la evolución de los gastos asignados a la actividad de comercialización.

La empresa de Energía de Bajo Putumayo presenta altos incrementos de los gastos de comercialización entre 2007 y 2008 (+322%) y una fuerte reducción de dicho gasto entre 2008 y 2009 (-218%).

¹⁰ Ver numerales 5 y 6 del documento CREG 020 de 2012.

Empresa de Energía de Casanare presenta un alto crecimiento del gasto de comercialización entre 2007 y 2008 (+537%), y un incremento moderado entre 2008 y 2009 (+18%). Esto indica que el gasto de AOM de 2007 de esta empresa no era consistente ni sostenible, por lo cual no debe ser tomado como referente de eficiencia.

Empresa de Energía de Santander presenta una reducción entre 2007 y 2008 (-19%) y un incremento entre 2008 y 2009 (+8%). Esto indica que el gasto alcanzado en 2008 no es sostenible.

Algunas empresas presentaron en 2010 incrementos importantes en los gastos de comercialización respecto a los años anteriores, lo que se puede deber a la depuración de los gastos asignados por las empresas a la actividad de distribución, como resultado de la auditoría de gastos AOM de la actividad de comercialización.

La mayor parte de las empresas presentan coeficientes de variación (media de los datos sobre la desviación estándar de los mismos) superiores a 100%, lo que indica una alta dispersión de los mismos.

Respuesta

Ver respuesta a ASOCODIS y CAC.

EMCALI

Se solicita a la CREG que antes de expedir la resolución definitiva sobre este tema, se publique nuevamente todo lo relacionado con el modelo propuesto dado que algunas empresas efectuaron correcciones de información reportada al SUI.

Respuesta

La información empleada en el análisis de frontera estocástica ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida, por lo que no se consideran los cambios adelantados una razón para tener una segunda resolución de consulta, toda vez que ha estado en permanente consulta con los agentes por los medios antes mencionados. Adicionalmente, los análisis adicionales sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el anexo 1 de este documento.

En la medida que las mismas empresas permitan compartir la información se procederá a emitir una circular con todos los datos.

Se solicita a la CREG permitir verificar los impactos financieros que representa para las empresas la expedición de esta nueva reglamentación debido a que muchas de ellas verán afectados sus ingresos y finalmente no se pudo establecer cómo se efectuó el modelamiento porque la información publicada utilizada en las corridas del modelo no coincide con la que tienen las empresas.

Respuesta

Toda la información de carácter público fue publicada por la CREG para que cualquier interesado pudiera replicar el modelo. Adicionalmente, la información utilizada por la CREG ha sido reportada por las mismas empresas, por lo que no resulta lógico que se afirme que dicha información no coincide con la información que tienen las empresas.

ELECTROHUILA

ElectrohUILA solicita a la CREG informar cuales fueron las cuentas y los valores que se descontaron adicionalmente de los ingresos totales de comercialización, que están generando un menor valor en las variables de cálculo utilizadas para estimar las variables del modelo $C_{f_{0,j}}$ de la Resolución No. 044 de 2012.

Respuesta

El procedimiento seguido para determinar el costo de comercialización para todas las empresas en la propuesta de la Resolución CREG 044 de 2012 fue el siguiente:

1. Se toma el valor de la cuenta 444 del costeo por actividades ABC reportado al Sistema Único de Información, SUI, como el valor total de costos generados por su empresa en cada año.
2. Se valida el reporte de energía enviado mediante circular por la empresa y los valores reportados al SUI en las cuentas 444756, 444766, 444796, 444816 y 444836 del ABC.
3. Después de realizar la validación, se resta al primer ítem el mayor valor reportado de energía (en caso de que su empresa realizara aclaraciones sobre la diferencia se procedió a realizar el ajuste)
4. Adicional a la resta del valor de energía se restan los valores reportados en las circulares CREG 017 de 2007, 048 de 2008, 008 de 2009, 053 de 2010, 046 de 2011, 018 de 2012, 024 de 2013 y 026 DE 2014.
5. Por último, en caso que la empresa reportara dentro de la actividad de comercialización, gastos en pérdidas, se procede a restarlos.

Finalmente, mediante la Circular 026 de 2014 se solicitó a Electrohuila las aclaraciones y validaciones sobre la información reportada al SUI.

Al aplicar el modelo propuesto en el artículo No. 4 de la Resolución 044 de 2012, encontramos que a Electrohuila se le estaría reconociendo un valor de 7.703 \$may-2011/factura.

Los costos reales en que incurre Electrohuila son de 8.575 \$ Mar-2011/factura, aplicando la metodología de las circulares CREG 017/2007, 048/2008, 008/2009 y 067/2010.

De quedar en firme dicha propuesta regulatoria, Electrohuila tendría una pérdida operacional de 871,85 \$may-2011/factura, lo cual representa al año un menor ingreso operacional de 2.583 millones de pesos de mayo de 2011 /año, que equivalen al 12% de los costos netos de comercialización del mercado regulado.

En términos de la utilidad de la actividad de comercialización, este menor valor representa el 71% de la utilidad prevista en la nueva propuesta regulatoria.

Respuesta

La metodología propuesta por la Comisión corresponde a un ejercicio de comparación entre las 29 empresas que realizan la actividad de comercialización de energía a usuarios regulados realizando un análisis de frontera estocástica. Este análisis contenido en la Resolución CREG 044 de 2012 emplea la información de las redes y cantidad de usuarios para de cada uno de los mercados de comercialización para definir una remuneración eficiente y no garantizar un nivel de ingresos existente, el cual puede ser ineficiente.

El análisis de frontera estocástica tiene como ventaja que los niveles de eficiencia son obtenidos a partir de los datos de las empresas, es decir, que son alcanzables por estas.

Desde la expedición de las resoluciones CREG 044 y 045 de 2012, la Comisión ha buscado mejorar la información suministrada por cada empresa, para lo cual se han enviado comunicaciones a cada una de las empresas solicitando las aclaraciones de las inconsistencias encontradas. Adicionalmente, la CREG ha expedido diferentes circulares para

considerar nuevas variables en el modelo de frontera estocástica y mejorar los resultados obtenidos.

Históricamente Electrohuila ha incluido contablemente (cuenta 7555) en los costos de comercialización unos costos del mantenimiento de pérdidas, los cuales nunca se incluyeron en el valor del componente AOM del cargo D.

La nueva propuesta regulatoria excluye dichos costos de la remuneración del cargo C.

Se solicita a la CREG aclarar de manera expresa, en cual componente del CU se van a remunerar estos costos.

Respuesta

De acuerdo con las políticas establecidas en los Decretos 387 de 2007¹¹, 4977 de 2007 y 1937 de 2013 es el operador de red el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el mercado de comercialización asociado a sus redes, por lo que estos costos no son reconocidos en la actividad de comercialización de energía.

ENERCA

Es necesario mencionar que Enerca inició operaciones como comercializador y operador de red del mercado de casanare el primero de noviembre de 2007 y por ende los datos reportados para este año solo corresponden a dos meses información que puede generar error en el modelo usado para el cálculo del vj.

Respuesta

En el análisis de frontera solamente se tuvieron en cuenta los costos de la empresa Enerca para los años 2008 y 2009, por lo que no se presentó la situación descrita. La información de Enerca fue validada por la empresa año a año, por lo tanto el resultado del 2007 es el reportado por la empresa y no deberá afectar los resultados del modelo.

Adicionalmente, la Comisión dispone de información para los años 2010 a 2013, la cual ha sido revisada y validada con las empresas buscando que la información empleada sea la mejor disponible y se evite el uso de información errada.

ENERTOTAL

Si bien, la metodología puede considerarse apropiada, la calidad de la información de las empresas, así como los periodos observados han podido afectar los resultados del modelo que determinó los parámetros propuestos por la Comisión en el artículo 6 de la Resolución en Consulta, así como la CREG lo menciona en el Documento anexo de la Resolución en consulta respecto a la información del año 2006.

Consideramos que la Comisión debería permitir que los agentes revisen y verifiquen la información remitida y adicionalmente incorporar la información correspondiente a los años 2010 y 2011, y de esta forma validar la consistencia de los resultados y los parámetros propuestos.

Para determinar la tarifa y el ingreso por remuneración mes a mes, se requerirá de la información de los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 2010240008055, correspondiente al número de usuarios y a las características de los mismos por mercado de comercialización. Actualmente, esta información ha sido imposible conseguirla para cada mercado de comercialización en el detalle requerido para la aplicación de la regulación propuesta.

En ese orden de ideas, es necesario que la CREG incluya en la Resolución definitiva la obligatoriedad de hacer pública la información en unas condiciones específicas de tiempo, calidad y oportunidad, toda vez que

¹¹ El literal d) del decreto 387 de 2007.

los resultados de todos los Comercializadores en un mismo mercado de comercialización deben ser iguales para el caso del costo fijo.

Respuesta

Respecto a la información empleada en el análisis de frontera estocástica, ésta ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida. Además, la Comisión permitió que las empresas rectificaran y enviaran nuevamente los reportes de costos de comercialización de los años 2007-2013.

Los análisis adicionales sobre la frontera estocástica se presentan en la 2.2 y en el anexo 1 de este documento.

Por otro lado, la Resolución CREG 044 de 2012 no establece un periodo de actualización del costo base de comercialización aprobado para cada empresa. La posibilidad de la actualización anual fue señalada en el taller de presentación de la propuesta. Tal actualización del costo base de comercialización será analizada con el fin de no afectar los incentivos que el modelo de regulación por precio máximo ofrece. En la sección 2.4 de este documento se presenta la propuesta de actualización del costo base de comercialización.

Finalmente, respecto a hacer pública la información tanto de costos como de información en el SUI, se informa que la Comisión ha adelantado el proceso de solicitud a cada una de las empresas para establecer cuál de la información suministrada es tiene carácter reservado y cual no. La Comisión hará pública toda la información que no tenga carácter de reservado.

EPM

- ✓ *Con respecto a la información utilizada destacamos lo siguiente:*
- *En aras de lograr un mejor ajuste del modelo utilizado, reiteramos la sugerencia de excluir el año 2007 del análisis debido a que la información no refleja la realidad de la actividad, en particular para el caso de EPM, dado que este año se produjo la integración EPM-EADE; además, el valor utilizado por la Comisión no es correcto toda vez que la información está incompleta debido a que incorpora el segundo semestre con la integración pero el primer semestre considera solamente los costos de EPM antes de la integración. De igual forma, dada la evolución que han tenido los sistemas de costos en las empresas del grupo EPM, e incluso a nivel nacional, la información de los últimos años es mucho más confiable que la de los primeros.*
- *Así mismo, se solicita a la Comisión hacer una revisión de la información de las empresas del Grupo EPM ya que con base en lo publicado en las circulares CREG 039 y 041 de 2012, se han observado discrepancias con relación a la información de costos que las empresas hemos reportado a la CREG en las distintas circulares, así como en la relacionada con las otras variables utilizadas. En el anexo se presentan en detalle esta situación, destacando lo siguiente:*
 - *Se presentan observaciones para los años en los cuales se encuentran diferencias entre lo publicado por la CREG y lo que las empresas del Grupo EPM consideran debe tomarse para los cálculos, teniendo en cuenta no solamente la información que inicialmente se reportó en cada una de las circulares sino las aclaraciones o solicitud de modificaciones que con posterioridad se han presentado.*
 - *Con respecto al número de usuarios la Comisión solamente está tomando en consideración los usuarios residenciales, lo cual debe corregirse incorporando los usuarios no residenciales del mercado regulado. Cabe señalar que los usuarios no residenciales publicados en el SUI contienen los no regulados.*

- *En cuanto a la red de nivel de tensión 1, si bien es una estimación, consideramos que debe revisarse pues los datos presentados por la CREG parecen altos. Además, las unidades en que está expresada la información no es la correcta (no son kms sino metros). En la longitud de red de los otros niveles de tensión también se observan diferencias aunque en menor magnitud.*
- ✓ *La propuesta presentada es clara en definir que el Costo Base de Comercialización, $C_{0,i}$, se calculará al inicio de la nueva metodología de remuneración, por una única vez, con base en el número de usuarios atendidos por el comercializador integrado al operador de red, dos meses antes de la fecha de cálculo, y en los kilómetros de red de distribución de los niveles I y II. Sin embargo, en el taller efectuado por la CREG se expresó que el Costo Base se recalculará mensualmente teniendo en cuenta la evolución del número de usuarios, lo cual no consideramos pertinente y solicitamos revisar, por lo siguiente:*
 - *La metodología de remuneración a aplicar es la de Price Cap, por lo que el riesgo de demanda, en este caso asociado al número de usuarios atendidos por un comercializador, lo debe asumir este último. Además, el riesgo de una reducción significativa en el número de usuarios atendidos por parte de un comercializador integrado es bajo, por lo que no hay un riesgo alto que llegue a quedar subremunerado por este hecho durante la vigencia del período regulatorio.*
 - *La remuneración de los comercializadores se verá permanentemente disminuida producto del crecimiento vegetativo de su mercado, situación que no es razonable considerando que la propuesta también considera reducciones periódicas por productividad, factor que incorpora las ganancias en eficiencia producto de la escala.*
 - *La revisión mensual le introduce una mayor volatilidad a la tarifa, situación que se debe evitar en lo posible.*
 - *Además, estrictamente ello obligaría a correr nuevamente la función, tanto por cambio en usuarios como también en la red, lo cual tampoco resulta razonable.*
 - *Al respecto, sí es muy importante que se defina de manera precisa cuál será el período seleccionado para extraer la información en cuestión y cuál será la fuente a utilizar.*

Respuesta

Respecto a la información empleada en el análisis de frontera estocástica, ésta ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida. Además, la Comisión permitió que las empresas rectificaran y enviaran nuevamente los reportes de costos de comercialización de los años 2007-2013.

La información que se incluya en el modelo corresponderá a aquella que cumpla los análisis estadísticos. Los análisis adicionales sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

Por otro lado, la Resolución CREG 044 de 2012 no establece un periodo de actualización del costo base de comercialización aprobado para cada empresa. La posibilidad de la actualización anual fue señalada en el taller de presentación de la propuesta. Tal actualización del costo base de comercialización será analizada con el fin de no afectar los incentivos que el modelo de regulación por precio máximo ofrece. En la sección 2.4 de este documento se presenta la propuesta de actualización del costo base de comercialización.

Para la variable usuarios, se incluyen los usuarios no residenciales regulados que se excluyeron del modelo de la Resolución CREG 044 de 2012, mientras que en los análisis no se incluirán la información de las redes de nivel de tensión 1, por cuanto la Comisión no dispone de ella y además por su dinámica propia se hace más difícil su estimación.

EPSA

Para la definición de la frontera es muy importante la calidad de la información reportada por cada una de las empresas al igual que los criterios aplicados por cada una en la asignación de costos. Deficiencias en la información de una empresa afecta los resultados de otra. De acuerdo con los resultados de los análisis realizados por los consultores tanto de Asocodis como del CAC, no fue posible replicar el modelo de frontera estocástica propuesto y al final concluyen que los modelos no convergían.

En ese sentido, de acuerdo con el modelo presentado por la Comisión, las empresas que quedaron marcando la frontera de eficiencia son ENERCA, EBSA, ESSA, EMEVASI, por lo que se debe analizar si estas son realmente representativas de la actividad de comercialización en Colombia.

Respuesta

Respecto a la información empleada en el análisis de frontera estocástica, ésta ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida. Además, la Comisión permitió que las empresas rectificaran y enviaran nuevamente los reportes de costos de comercialización de los años 2007-2013, por lo que los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

12.3.2 Variables analizadas

ASOCODIS

Es necesario considerar en la definición del modelo por parte de la CREG, la cantidad de facturas expedidas, dado que afecta la comparación de costos entre empresas. Podría resultar adecuado incluir esta variable dado que permite considerar la periodicidad de la facturación (mensual, bimestral o trimestral) como un driver de los costos incurridos por parte de las empresas de acuerdo con el mejor esquema con base en las condiciones de cada mercado, y su impacto al ser comparadas con los costos de empresas que facturan en forma mensual.

CAC

Se sugiere trabajar con una variable correspondiente a las facturas emitidas durante el último año corrido (o el último año calendario), la cual no debe variar significativamente por el efecto de ciclos de facturación.

Respuesta

La comisión incluirá dentro de los análisis la cantidad de facturas expedidas y se considerara adicionalmente los ciclos de facturación. Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el anexo 1 de este documento.

CAC

Inclusión de elementos no gestionables en los costos totales: Es motivo de preocupación para el Comité que costos de la actividad de Comercialización, como son los impuestos aplicables (alumbrado público y el de Industria y Comercio, conceptos de estampillas regionales y locales, entre otros), contribuciones a los municipios como el aporte para estratificación (leyes 505 de 1999 y 732 de 2002), y la tarifa mínima postal (Ley 1369 de 2009) que deben pagar los comercializadores que optan por contratar el reparto de facturas con operadores certificados, que son elementos diferenciadores entre empresas, puedan estar afectando los resultados obtenidos en el modelo, puesto que se incluyen en la variable de costos totales de la actividad y no se descuentan para efectos de comparación. Dado que este tipo de costos no son gestionables por las empresas de Comercialización, se sugiere respetuosamente a la Comisión excluirlos de los costos totales para efecto de la construcción del modelo, pero reconociéndolos como elementos no gestionables en la definición del Costo Base de Comercialización

Respuesta

La metodología de comparación reconoce gastos que sean comunes entre todas las empresas, por lo que no es necesario sacar del cálculo del modelo los gastos mencionados en el comentario para que sean reconocidos de forma independiente, a menos que se presenten diferencias entre empresas, en dichos gastos, tan altas que superen la banda de tolerancia establecida de más o menos una desviación estándar. En este caso las diferencias son mucho más pequeñas, por lo que no amerita excluirlas de la comparación.

Así las cosas, los gastos provenientes de los servicios de mensajería, se incluirán, toda vez que estos son gestionables por las empresas, es decir, tienen la posibilidad de seleccionar y utilizar el medio que les genere el menor costo.

Según el artículo 3 de la Ley 1269 de 2009, el envío de objetos postales sin la utilización de las redes postales, se denomina auto prestación por lo que en este sentido no les sería aplicable la regulación de la Comisión de Regulación de Comunicaciones-CRC-, en caso contrario, en la medida que el prestador del servicio utilice la red postal, se sujetará a las disposiciones y tarifas impuestas por la -CRC-. En este sentido, depende de la gestión y necesidad de la empresa la inclusión o no del costo.

Así mismo, los impuestos actuales y futuros incluidos en este rango los de alumbrado público, independientes de la gestión de la empresa, deberán ser pagados por todos los agentes comercializadores. El hecho de su obligatoriedad impide punto de comparación entre una empresa u otra, lo cual hace innecesaria su exclusión.

CODENSA

Economía de escala

La variable propuesta por la CREG para medir el efecto de economía de escala en la función de costos es la variable número de usuarios atendidos en el mercado de comercialización. Al respecto, se debe tener en cuenta que una de las principales actividades en la comercialización es la facturación y, por lo tanto, la generación de economías de escala estaría directamente relacionada con el número de facturas expedida por una firma. En este sentido, y dado que el costo que definirá la resolución es el costo por factura, sugerimos que la variable usada para medir la economía de escala sea el número de facturas expedidas en un año.

Igualmente, se debe contemplar que la frecuencia de facturación también varía entre empresas, lo cual incide directamente en los costos de la actividad y, por lo tanto, la variable facturas emitidas anualmente refleja de forma más adecuada el comportamiento de los costos de comercialización y permite una comparación consistente entre empresas. En cualquier caso, no es adecuado comparar los costos por usuario para empresas con facturación bimestral o trimestral con aquellas que emiten una factura al mes.

En consecuencia con lo anterior, sugerimos que la información de entrada al modelo sea el costo por factura en lugar de costos por usuario, por las consideraciones mencionadas.

Respuesta

Se procederá a realizar los cálculos del modelo con variable mencionada en el comentario. Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

Dispersión

La Comisión evalúa la dispersión a partir de los kilómetros de red en niveles de tensión 2 y 3, sin embargo, consideramos que para determinar cómo se comportan los costos de las empresas en función de la longitud de las redes es importante un análisis más detallado de la configuración de la redes entre empresas dado

que una empresa que tenga mayor concentración de redes en nivel de tensión 1 puede presentar ineficiencias ficticias.

En este punto sugerimos evaluar indicadores de dispersión como con los kilómetros de red por usuario y los usuarios servidos por transformador.

Respuesta

Se acepta el comentario. La variable kilómetros de red y las variables compuestas a partir de esta serán incluidos en el análisis del modelo de frontera estocástica. Los resultados de los análisis se presentan en la sección 2.2 y el Anexo 1 de este documento.

DISPAC

Respecto del tema que, el incremento en el número de usuarios produce una reducción del costo base de comercialización consideramos que no aplica en el caso de DISPAC dado que el crecimiento del número de clientes se da en zonas alejadas de los centros poblados, donde el costo de leer, entregar las facturas y adelantará la gestión comercial, es superior al de áreas con mayor densidad de población. Inclusive está previsto que en el año 2013 se interconecten unos 2100 usuarios nuevos en la zona sur del Chocó (Istrmina, Paimadó y San Miguel) donde existen serias dificultades de acceso y de orden público con una población muy deprimida.

Respuesta

El crecimiento de usuarios atendidos en zonas alejadas se refleja no solamente en una disminución del valor eficiente por efecto de economías de escala, sino que también aumenta la dispersión del mercado, lo cual aumenta el costo a reconocer. Por lo tanto, en este caso la metodología reflejaría las variaciones del costo medio de prestación del servicio. Los resultados de los análisis se presentan en la sección 2.2 y el Anexo 1 de este documento.

EBSA

La metodología plantea remunerar la dispersión de usuarios con base en los km de red de los niveles 2 y 3, sin embargo la fórmula con el logaritmo natural no refleja los costos por este aspecto, por lo que sugerimos adicionalmente considerarla ruralidad de los clientes de cada mercado, que podría ser la densidad de usuarios rurales/km de red, ya que para algunos casos su mercado rural es bastante significativo, en el caso de EB5A más del 40%

*En el cuadro siguiente evidenciamos que la función $1,431 * \ln(\text{km red})$, no remunera debidamente la dispersión, ya que como en el caso de EBBA cuyas redes rurales son más del 70%, este factor solo aumenta el 12,61% respecto de si solo existiera redes urbanas, con la consideración adicional que el número de usuarios rurales representa más del 40% de la totalidad de clientes.*

Respuesta

Dentro de las variables que se consideran ambientales, se busca recoger el efecto de la ruralidad al igual que otros factores que tal vez afecten los costos en los que se incurre al prestar el servicio, por lo que la característica de ruralidad de los mercados es probada en los análisis de la frontera. Los resultados de los análisis se presentan en la sección 2.2 y el Anexo 1 de este documento.

Para el cálculo de del Cf se tiene en cuenta la variable USU (número de usuarios del mercado de comercialización j) el cual corresponde al del mes m-3 de la fecha de cálculo, lo cual para las empresas con facturación bimestral o trimestral le acarrearla variaciones bruscas en el cargo, en especial en empresas como EBSA donde más del 40% de sus usuarios son facturados trimestralmente. Sugerimos a la Comisión se estudien mecanismos para eliminar estas variaciones, una vez se consolide un modelo que realmente remunere debidamente los costos de la actividad

Respuesta

Se acepta el comentario, se procederá a realizar los análisis necesarios.

EMCALI

Para la definición del costo Base de Comercialización se tuvieron en cuenta tres variables: Gastos AOM, Dispersión y Economías de Escala. Consideramos que a pesar de que teóricamente se plantea que se presentan economías de escala en los costos de atención de usuarios, no es el caso de los comercializadores Incumbentes ya que normalmente ocurre que la base de clientes aumenta por el crecimiento de la población que se da en los sectores vulnerables, los cuales generalmente corresponden a vivienda de interés social ó planes de vivienda para la población menos favorecida (desplazados), lo cual realmente implica un aumento de los costos asumidos por el comercializador debido a que generalmente estos usuarios entran en cartera y lo que es peor el comercializador incumbente se enfrenta a un problema de carácter social que no se ve reconocido al comercializador-distribuidor integrado.

Respuesta

En los mercados de comercialización no solo se presenta crecimiento de usuarios con bajos ingresos sino también usuarios con ingresos medios o altos que no conllevan los mismos costos de los primeros. En todo caso, la comisión incluyó dentro del análisis de la frontera diferentes variables para mostrar las características socioeconómicas de los usuarios presentes en cada uno de los mercados.

Respecto al riesgo de cartera, éste se reconoce en el margen de comercialización y no en el costo base.

En la determinación del costo eficiente se incluye un componente de incertidumbre V_j . Este valor depende de la información de costos y de la que es reportada por las empresas al SUI, por lo anterior se requiere que la CREG tome en cuenta la información que a la fecha las empresas han cargado al SUI, debido a que la información tomada para la simulación y publicada por la CREG, en algunos casos, no tuvo en cuenta las modificaciones realizadas por las empresas con autorización de la SSPD.

Respuesta

En la fijación de la metodología se consideró la información disponible en el SUI al mes de julio del 2014.

Debido a que es el operador de red el responsable de gestionar la reducción de pérdidas y en la actualidad es el comercializador el que factura al usuario final este componente, debe establecerse por la CREG, que los comercializadores deben trasladar al operador de red todo lo relacionado con el IPR.

Respuesta

No es claro el comentario formulado.

En la actualidad las empresas que son oficiales deben asumir costos de impuestos o estampillas definidas por el municipio donde se presta el servicio, que no son reconocidos en la fórmula tarifaria propuesta; se propone incluirlos dentro del cargo variable de comercialización ya que de lo contrario, esto crea inequidad y genera falta de competitividad para el agente que debe asumir estos costos

Respuesta

Los análisis de la comisión han permitido determinar que no son valores que afecten la base del modelo, pues es de nuestro conocimiento que las estampillas son impuestos que no son significativos frente a la cantidad de agentes que se les aplica la frontera y solo aplican en unos pocos municipios. Entrar a calcular y excluir esta variable del modelo no es viable.

ENERTOLIMA

Se debe especificar en el cálculo del costo base de comercialización cual es la fuente de la cual se tomarán los km de red.

Respuesta

La fuente de información de la red de distribución es lo reportado por el distribuidor en el proceso de aprobación de cargos de distribución y el reporte anual establecido por la Resolución CREG 097 de 2008. En los nuevos análisis la información corresponde a la reportada por las empresas a la CREG vía circular.

Para la modelación del costo base de comercialización en el modelo de frontera estocástica y a fin de determinar la variable V_j , la comisión utilizó solo los usuarios residenciales, pero las empresas al momento de calcular el costo base de comercialización deben incluir todos los usuarios regulados, en el caso de Enertolima los usuarios regulados no residenciales son representativos, lo que le representa una disminución en el costo base. Por tanto se sugiere que la base de usuarios sea la misma.

Respuesta

Se acepta el comentario. Para el modelo final se usó la información del total de usuarios regulados, tanto residenciales como no residenciales.

Para el cálculo del costo base de comercialización en el lado izquierdo de la ecuación se utilizó el AOM 2007-2008-2009 descontando los costos de gestión de pérdidas. En el caso particular de Enertolima dentro de la gestión de pérdidas se registraron actividades que están incluidas dentro de esta gestión pero que no van a ser remuneradas por el plan de pérdidas, dichas actividades son las relacionadas con revisiones solicitadas por los usuarios en el proceso de atención al cliente y que no son pagadas por ellos, y las revisiones asociadas a los procesos de facturación. Por tanto Enertolima solicita sea revisada en que forma le serán remuneradas estas actividades.

Respuesta

De acuerdo con las políticas establecidas en los Decretos 387 de 2007¹², 4977 de 2007 y 1937 de 2013 es el operador de red el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el mercado de comercialización asociado a sus redes, por lo que estos costos no son reconocidos en la actividad de comercialización de energía.

EPSA

El costo de comercialización depende en gran medida de las características del mercado atendido, en este sentido, encontramos que las dos variables explicativas del costo base de comercialización por usuario no son suficientes para representar de manera adecuada las particularidades de los mercados. Consideramos que las variables explicativas deben reflejar mejor el costo que se quiere explicar, tales como dispersión, composición del mercado y distribución urbano - rural.

En el análisis de frontera de eficiencia se deben tener en cuenta los factores que afectan la estructura de costos pero que no son controlables por la empresa. Tal es el caso de regiones donde las condiciones geográficas crean condiciones de mayor dificultad para realizar las actividades, o aspectos de densidad que son una variable clave en la determinación de los costos.

En los análisis de comparación de empresas se debe tener en cuenta que dos empresas con el mismo número de clientes y la misma cantidad de kilómetros de red que se diferencien en que una está concentrada en una ciudad y la otra su área está conformada por varios municipios, los costos de la segunda son mayores independiente de su eficiencia.

¹² El literal d) del decreto 387 de 2007.

Vemos que no se tiene considerado en el nivel de costos de la actividad de comercialización, su relación con la calidad suministrada. Una determinada empresa puede tener costos operativos bajos con respecto a otras empresas como consecuencia de que el servicio se realiza con un nivel de calidad inferior al promedio. Por lo tanto para realizar la comparación se requiere incorporar alguna variable que represente la calidad del servicio que brindan las empresas

Existen unos costos que no son comparables entre empresas y no deberían hacer parte de la función sino ser reconocidos como un Pass Through, tales como impuestos, tarifa postal, alumbrado público.

En este sentido consideramos que las variables explicativas del modelo deben reflejar las características particulares del mercado para que puedan explicar los costos. La variable kilómetros de red de los niveles de tensión 2 y 3 no reflejan completamente la dispersión del mercado, en los casos en que estos son muy rurales. Se deberían considerar los kilómetros de red de los niveles 2 y 1. Adicionalmente definir una variable como usuarios por kilómetro o usuario por transformador que podría reflejar mejor la dispersión. En la definición del modelo sugerimos considerar como inductor de los costos de comercialización la variable número de facturas anual. Considerar esta variable permite realizar una comparación entre las empresas, así estas tengan diferente periodicidad en la facturación.

Respuesta

Las variables que definen el modelo dependerán de los resultados estadísticos que se realicen. La Comisión buscará incluir todas aquellas variables que puedan explicar los costos de cada una de las empresas por ejemplo: la proporción de usuarios rurales a urbanos, las características socioeconómicas, los ciclos de facturación, la cantidad de redes rurales y urbanas, cantidad de transformadores urbanos y rurales, así como un conjunto de variables compuestas a partir de estas. Los resultados del modelo de frontera se presentan en la sección 2.2 y el Anexo 1 de este documento.

Adicionalmente, dentro de la metodología se tomó el límite superior del intervalo con un nivel de confianza del 90% con lo que se busca reconocer los valores de las variables no observadas.

EPM

- *Adicionalmente, se solicita a la CREG correr el modelo solo con los costos que dependen de la gestión del comercializador pues son éstos los apropiados para medir eficiencia. Es necesario excluir para el efecto los impuestos y que ellos sean remunerados en su totalidad dado que no son gestionables por el comercializador y representan una porción significativa de los costos. De hecho, no excluir los impuestos para medir eficiencia genera distorsiones y puede conducir a desplazamientos injustificados de la frontera.*
- *Con relación al tema de impuestos, reiteramos la necesidad de que la CREG considere para efectos de reconocimiento la provisión de industria y comercio (cuenta 5313), toda vez que para el caso de algunas empresas del grupo EPM dicho gasto se causa contablemente sólo a través de esta cuenta y si no se considera, quedaría sin remunerar este impuesto.*

Respuesta

Ver respuesta al comentario formulado por el CAC.

12.3.3 Selección de la metodología de cálculo

ASOCODIS

Con base en lo anterior, se debe, entre otros, resolver los problemas de información y una vez resueltos estos problemas realizar la estimación de modelos. Para ello, deben considerarse otros modelos alternativos y revisar la posibilidad de que estos modelos sean utilizados como un referente relativo y no como un marco absoluto para la determinación del Costo Base a reconocer.

Respuesta

Respecto a la información empleada en el análisis de frontera estocástica, ésta ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida. Además, la Comisión permitió que las empresas rectificaran y enviaran nuevamente los reportes de costos de comercialización de los años 2007-2013, por lo que los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

Los posibles problemas de información confirman la propuesta en que la metodología aplicada debe ser una metodología de comparación, dado que una metodología que solamente tenga en cuenta los costos de cada empresa en la fijación del cargo sería mucho más sensible a problemas de información específicos de una o varias empresas.

Adicionalmente, los indicadores econométricos utilizados¹³ confirman que el modelo empleado es significativo.

ELECTRICARIBE

Es necesario tener en cuenta que el esquema de regulación que se propone en dicha resolución mezcla la regulación del precio que pueden cobrar los comercializadores en cada mercado de comercialización con la apertura a la competencia por la atención a los usuarios.

En principio esta mezcla es incompatible, dado que en un ambiente en competencia debe ser ésta la que de lugar a la formación del precio que cobrarán los comercializadores por la atención a los usuarios y las ganancias de productividad alcanzadas por los agentes se transferirán a los clientes vía precio.

Bajo condiciones de competencia y precio regulado, la aplicación del factor de productividad genera distorsiones en la recuperación de los costos para los comercializadores establecidos.

Como los planteó ELECTRICARIBE en los comentarios al informe publicado con la Circular 013 de 2011, la determinación de un price cap con base en el costo medio del comercializador establecido, origina los problemas de desceme y demás asimetrías que se han señalado en este documento y la aplicación de un factor de productividad agrava la insuficiencia financiera que se origina en dichas asimetrías.

Respuesta

El 99% de los usuarios regulados son atendidos por el comercializador incumbente¹⁴. Por ende se necesita regular el costo que dicho comercializador traslada a sus usuarios. Reducir el límite para considerar un usuario como no regulado no cambiará esta situación de falta de competencia para los que siguen siendo regulados.

Con respecto a la aplicación del factor de productividad, este elemento es parte importante de las metodologías de remuneración de ingreso o precio máximo, como es la empleada en la actividad de comercialización. La fijación de este factor permite considerar los aumentos de productividad que las empresas reguladas presentan durante el periodo tarifario y que deben ser compartidos con los usuarios de acuerdo con los criterios tarifarios fijados por la ley.

Por otra parte, se supone que el costo base de comercialización que se establece con base en el procedimiento de frontera eficiente es el mínimo costo que puede alcanzar el comercializador establecido para la atención de su mercado.

¹³ Ver sección NN y anexo 1 de este documento.

¹⁴ Ver documento CREG 044 de 2007.

Como resultado de ello, las empresas que tienen costos superiores al costo eficiente son remuneradas a un nivel inferior al de sus gastos reales incurridos y por ende deben mejorar su productividad con el fin de aproximarse al costo reconocido.

La aplicación del factor anual de productividad sobre el costo base reconocido no es procedente pues se estaría demandando un esfuerzo adicional de productividad a las empresas, que no es alcanzable y cuyo efecto pondría en riesgo la suficiencia financiera de las empresas.

De aplicarse factor de productividad, se pretendería trasladar al usuario incrementos de productividad que en la gestión real de las empresas no son alcanzables durante el periodo tarifario, mucho menos de forma acumulada anualmente.

Respuesta

La metodología propuesta por la Comisión corresponde a un ejercicio de comparación entre las 29 empresas que realizan la actividad de comercialización de energía a usuarios regulados realizando un análisis de frontera estocástica. Este análisis contenido en la Resolución CREG 044 de 2012 emplea la información de las redes y cantidad de usuarios para de cada uno de los mercados de comercialización para definir una remuneración eficiente y no garantizar un nivel de ingresos existente, el cual puede ser ineficiente.

El análisis de frontera estocástica tiene como ventaja que los niveles de eficiencia son obtenidos a partir de los datos de las empresas, es decir, que son alcanzables por estas.

Desde la expedición de las resoluciones CREG 044 y 045 de 2012, la Comisión ha buscado mejorar la información suministrada por cada empresa, para lo cual se han enviado comunicaciones a cada una de las empresas solicitando las aclaraciones de las inconsistencias encontradas. Adicionalmente, la CREG ha expedido diferentes circulares para considerar nuevas variables en el modelo de frontera estocástica y mejorar los resultados obtenidos.

Finalmente, no se puede afirmar que ajustar la tarifa mediante la utilización de un factor de productividad es incoherente con el hecho de que las empresas ineficientes reducir dicha ineficiencia, dado que el costo base de comercialización reconoce un valor eficiente en un determinado momento del tiempo, y el factor de productividad ajusta dicho valor con el paso del tiempo.

ENERTOLIMA

En la actualización del costo base de comercialización se contempla una disminución anual de 0,71% por factor de productividad, solicitamos revisar este factor dado que desde la definición del modelo de frontera estocástica ya estamos acotados con una variable V_j , que refleja una ineficiencia. Vale la pena resaltar que al momento de realizar el cálculo base de comercialización por el aumento de usuarios se presenta una disminución en el mismo, es decir ya estamos trasladando a la tarifa las economías de escala.

Respuesta

Ver respuesta de esta sección a Electricaribe acerca del factor de productividad y determinación del costo base de comercialización.

DISPAC

Es conveniente que se considere una segmentación de empresas considerando que hay algunas que tiene mercados concentrados donde se pueden obtener mejores eficiencias ya que existen unidades residenciales donde los medidores están agrupados, las personas tienen acceso a su factura a través de medios electrónicos, la bancarización de la población es más alta, a diferencia del Chocó y otras empresas

que están en la selva en donde el acceso se hace a pie o en lancha, el cliente no tiene acceso a la banca ni a las nuevas tecnologías.

Respuesta

El modelo para calcular el costo base tiene en cuenta la variable dispersión en la determinación del costo eficiente. En cuanto a variables como bancarización de los usuarios, al no existir una variable confiable para incluir en el modelo esta se considera como una variable no observada y se recoge en la banda del nivel de confianza que se aplicó.

La Comisión buscará incluir todas aquellas variables que puedan explicar los costos de cada una de las empresas por ejemplo: la proporción de usuarios rurales a urbanos, las características socioeconómicas, los ciclos de facturación, la cantidad de redes rurales y urbanas, cantidad de transformadores urbanos y rurales, así como un conjunto de variables compuestas a partir de estas. Los resultados del modelo de frontera se presentan en la sección 2.2 y el anexo 1 de este documento.

EEC

Sugerimos por un lado, replantear la ventana de tiempo utilizada, que se considere la información de los años 2010 y 2011 que ya ha sido auditada para el AOM de Distribución y para nuestro caso particular muestra un estado más preciso de la realidad de la empresa desde la toma de control en marzo del año 2009.

Respuesta

La ventana de tiempo que será usada para alimentar el modelo será la más amplia posible, a la fecha se cuenta con información del 2007 a 2013, con la cual se realizaron las corridas necesarias para determinar que efectivamente la información describiera correctamente los costos eficientes en los que incurre la empresa para prestar el servicio. Los resultados del modelo de frontera se presentan en la sección 2.2 y el Anexo 1 de este documento

EBSA

La metodología planteada por la CREG para la remuneración de los costos eficientes de la actividad de comercialización, castiga la eficiencia de sus procesos comerciales a empresas como EBSA al reducir el cargo base de comercialización con el factor V_j , lo que se hace más gravoso con la inclusión del factor de productividad. Por lo anterior solicitamos a la Demisión la eliminación de estos factores.

Respuesta

La nueva propuesta de remuneración no emplea el término V_j .

12.3.4 Selección del modelo

ASOCODIS

La CREG ha debido publicar todos los resultados de las pruebas estadísticas de los modelos, pues ello permitiría apreciar las bondades y/o debilidades de los mismos. En particular, la CREG no publicó los R^2 obtenidos lo que hubiera facilitado contrastar sus resultados con los obtenidos por los consultores de ASOCODIS. Es preciso mencionar que en el ejercicio de réplica al modelo CREG realizado por los consultores de ASOCODIS, se obtuvieron R^2 relativamente bajos (entre 0.22 y 0.24), indicando que una parte importante, más de un 70% de la variabilidad de los AOM/USUARIO, es explicada por efectos puramente aleatorios, lo cual le resta firmeza al modelo.

La réplica realizada por los consultores de ASOCODIS del modelo econométrico propuesto por la CREG, mostró que dicho modelo no converge ni es robusto estadísticamente. Las dos variables explicativas del

costo base de comercialización por usuario utilizadas por la CREG (Número de Usuarios y kM de red), aunque parecen ser pertinentes, resultan insuficientes para representar de manera adecuada el gasto de las diferentes empresas y las particularidades de los mercados atendidos, las cuales inciden en el Costo Base de comercialización. Lo anterior se soporta en el bajo R2 observado, en los resultados de la prueba de Ramsey y los bajos coeficientes de correlación encontrados de AOM/USUARIO versus logaritmo natural de usuarios y logaritmo natural kM de red. Los detalles de la réplica se presentan en el Anexo 3: "AMR Informe Final Fase II" que se adjunta.

Respuesta

La CREG publicó la información que no fue considerada de carácter confidencial por parte de las empresas. La demás información usada para construir el modelo fue tomada directamente del Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. En cuanto a los resultados del modelo se presentan los resultados estadísticos de las corridas realizadas.

El r^2 es un indicador que recoge las desviaciones por efecto de variables no observadas de las observaciones con relación al modelo propuesto, y que se usa comúnmente en los modelos de regresión. En el caso de la frontera estocástica las desviaciones con relación a la frontera de las observaciones se deben a variables no observadas y a la ineficiencia de cada empresa.

Por ende aplicar únicamente el indicador r^2 en estos modelos no es teóricamente correcto para evaluar la significancia, dado que en un escenario de empresas ineficientes y sin variables no observadas o ruido aleatorio, el r^2 de una frontera estocástica sería alto con independencia de que el modelo es explicativo.

Uno de los indicadores válidos de significancia de un modelo de frontera estocástica es la desviación estándar de la variable v , el cual se publicó en el documento soporte.

En todo caso, la información empleada en el análisis de frontera estocástica ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida, además se han incluido nuevas variables en el análisis, por lo que los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

Con base en lo anterior, se debe, entre otros, ajustar el modelo propuesto o considerar otros modelos alternativos. En todo caso cualquiera que sea el modelo que se defina, utilizarlo como un referente relativo y no como un marco absoluto, pues si bien a través del componente V_j , la CREG realiza ajuste por la información que no se incluye en el modelo, creemos que es insuficiente para la recuperación adecuada de los costos de comercialización del sector en condiciones de eficiencia. Los consultores de ASOCODIS expresan que cualquier modelo es susceptible de ajustes y los modelos alternos encontrados todos presentan salvedades, pues no se ha podido lograr a partir de la información reportada y obtenida de las empresas llegar a un modelo que cumpla en su totalidad todas las especificaciones y pruebas estadísticas requeridas, muy posiblemente por la calidad en la información reportada de costos y por ajustes adicionales que se requieren sobre las variables utilizadas para la definición del modelo.

Respuesta

La información empleada en el análisis de frontera estocástica ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida, además se han incluido nuevas variables en el análisis, por lo que los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el anexo 1 de este documento.

La CREG en el Taller realizado el 21 de junio de 2012 y en el documento CREG 020/12 presentó un trabajo de estimación de un modelo para el cálculo de los costos por usuario a reconocer en los mercados de

comercialización basado en una propuesta de Frontera Estocástica y se presentaron los resultados y conclusiones de algunas pruebas estadísticas, sin dar a conocer los detalles del procedimiento, ni la totalidad de los valores de los estadísticos de prueba pertinentes para juzgar la calidad del modelo.

Respuesta

A diferencia de lo afirmado en el comentario, la CREG presentó todos los indicadores econométricos del modelo seleccionado, todas las variables públicas utilizadas en los diferentes modelos, y adicionalmente describió el procedimiento utilizado en el documento soporte de la resolución CREG 044 de 2012 y en el taller realizado.

Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica para la resolución definitiva se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

En la documentación publicada por la CREG no hay sustentación teórica del porqué se escogió modelar el término de la ineficiencia usando la distribución normal truncada. En las diapositivas presentadas el 21 de junio se afirma que se obtuvieron "resultados similares con promedio de los datos e ineficiencia semi-normal" (diapositiva 12), sin precisar la medida de similaridad usada ni si la jerarquización obtenida con esta última coincide cuando la distribución del término de ineficiencia se asume como normal truncada. No es posible establecer si se probaron otras distribuciones de la familia gamma. En todo caso, si los resultados son "similares", por qué se optó por la normal truncada para el término de la ineficiencia?.

Respuesta

La distribución del término de ineficiencia como una normal truncada es un supuesto ampliamente utilizado en la literatura existente sobre fronteras estocásticas. La distribución semi-normal es un caso particular de la función normal truncada, por lo que resulta más general suponer una normal truncada que una semi-normal.

En el modelo seleccionado la media de la normal truncada es un valor muy cercano a cero, por lo que en este caso son muy parecidas. Esto se comprobó experimentalmente al calcular la frontera con una semi-normal, no obstante los valores de significancia fueron ligeramente superiores en el caso de la normal truncada, razón por la cual se propuso dicha distribución.

Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica para la resolución definitiva se presentan en la sección 2.2 y en el anexo 1 de este documento.

En los documentos publicados por la CREG no hay explicación del método empleado para la obtención de las ineficiencias. En efecto, no se presentan ni los puntajes de las eficiencias ni la transformación que se realiza para llegar a la fórmula contenida en el Artículo 6 del proyecto de resolución contenido en la Resolución CREG-044 de 2012.

Respuesta

Los parámetros de la función de ineficiencia fueron publicados, al igual que la función de la frontera estocástica y las desviaciones de cada empresa con relación a la frontera. Por lo tanto no se comparte la afirmación de que no se presentó ninguna explicación de las ineficiencias. En cuanto a las transformaciones empleadas el documento contiene claramente las transformaciones utilizadas en las variables del modelo propuesto.

Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica para la resolución definitiva se presentan en la sección 2.2 y en el anexo 1 de este documento.

A nivel conceptual, un modelo adecuado de frontera estocástica, es decir un modelo con especificación funcional correcta (forma funcional y variables dependiente e independientes pertinentes) y ajuste estadístico adecuado, aparte de exigir un significado lógico de la realidad física que representa, exige cierto

comportamiento estadístico tanto de los parámetros del modelo como de sus residuales. Si se trata de una función de costos, se debe verificar el sesgo positivo de los residuales una vez se realizan diferentes pruebas sobre la heteroscedasticidad en el modelo de mínimos cuadrados ordinarios. Sobre este último aspecto debemos mencionar que es aconsejable realizar diferentes pruebas sobre heteroscedasticidad dados los supuestos involucrados en cada una de ellas. Por este motivo, las pruebas al respecto del Modelo CREG deberían conocerse explícitamente.

Respuesta

Los indicadores econométricos utilizados fueron publicados en su totalidad, al igual que la toda la información pública empleada para poder replicar el modelo. Por lo tanto no se comparte la afirmación de que no se publicó la información necesaria para analizar el modelo.

Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica para la resolución definitiva se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

El modelo que finalmente se defina debe cumplir entre otras con las siguientes características:

Que el modelo refleje las características particulares del mercado y por lo tanto pueda explicar los costos de comercialización.

Que la jerarquización que se obtenga para las empresas sea consistente. Unos resultados lógicos deben arrojar un posicionamiento similar de una empresa con la mayoría de sus observaciones, de lo contrario la información no es confiable;

Que los resultados de jerarquización y sobre las empresas que resulten eficientes sean consistentes con la realidad conocida de las empresas utilizadas para el modelamiento y no se generen dudas sobre calidad de la información de las mismas;

Que se garantice en todo caso la recuperación de los costos de comercialización incurridos con el costo base de comercialización a reconocerse a las empresas que resultan eficientes en el modelo. Esta debe ser una premisa básica y lógica que se logre con el modelo.

Respuesta

La Comisión comparte la preocupación por las características que el modelo debe cumplir para demostrar que es robusto. Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

Por otro lado, es importante recordar que el análisis de frontera estocástica permite determinar mediante los costos eficientes en que incurren las empresas, sin que ello implique que el modelo debe garantizar un ingreso existente, el cual puede ser ineficiente.

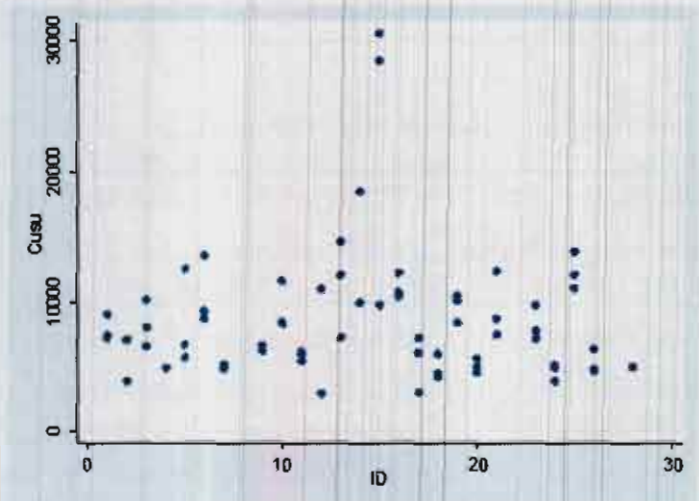
CODENSA

Construcción del modelo

Para permitir una participación efectiva de los agentes en la discusión de la propuesta tarifaria para el componente de comercialización se requiere la verificación y el entendimiento completo de la propuesta por parte de los agentes.

No obstante, observamos que a partir de la información publicada por la CREG no fue posible hacer una réplica del modelo de frontera estocástica estimado. En primer, lugar, como se mencionó en el taller realizado por la CREG el día 21 de Julio de julio de 2012, la Comisión implementó un modelo de frontera estocástica con un panel de datos de los años 2007, 2008 y 2009; no obstante, siguiendo lo informado tanto en el taller como en el documento de trabajo soporte, el modelo replicado en CODENSA arroja una no convergencia como resultado y, por ende, no ha sido posible entender el comportamiento del modelo frente a la realidad de los mercados.

Con el objetivo de encontrar un modelo similar al propuesto por la CREG, se corrieron dos nuevos modelos con información depurada de los costos reportados. En el primer modelo se excluyeron los valores negativos de costos sin encontrar resultados en el modelo de SFA. A partir de esta base, se excluyeron los datos extremos que se observan a continuación:



Sin embargo, este modelo tampoco converge. Cabe anotar que se realizaron depuraciones adicionales de la información sin encontrar modelos que convergieran.

Así las cosas, al emplear como alternativa el promedio de las series de datos el modelo propuesto tampoco converge. Si se modifica la distribución del error a una semi-normal, el modelo converge pero con resultados diferentes a los obtenidos por la Comisión:

```
Stoc. frontier normal/half-normal model      Number of obs   =      27
Log likelihood = -293.43957                  Wald chi2(2)    =     30.54
                                              Prob > chi2     =     0.0000
```

cprom_mesx~g	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
lkm	2854.85	3503.686	0.81	0.415	-4012.248 9721.948
lusucreg	-10022.13	3724.477	-2.69	0.007	-17321.97 -2722.29
_cons	118398.9	20215.25	5.86	0.000	78777.7 158020
/lnsig2v	18.81515	.2969132	63.37	0.000	18.23321 19.39709
/lnsig2u	17.37756	.1198114	145.04	0.000	17.14273 17.61238
sigma_v	12180.32	1808.249			9105.255 16293.9
sigma_u	5935.923	355.5957			5278.329 6675.443
sigma2	1.84e+08	4.41e+07			9.72e+07 2.70e+08
lambda	.4873373	1855.453			-3636.135 3637.109

```
Likelihood-ratio test of sigma_u=0: chibar2(01) = 0.01 Prob>=chibar2 = 0.455
—Break—
```

Como se puede observar, en este caso la variable kilómetros de red no es significativa y, por lo tanto, el modelo no sería el adecuado.

Al respecto, se hicieron nuevas depuraciones sobre la base y no se encontraron resultados similares a los obtenidos por la CREG. En consecuencia es necesario conocer las pruebas básicas sobre los supuestos que permitan inferir si el modelo presenta consistencia estadística, incluido el valor de R². Esto, unido a que la imposibilidad de replicar el modelo propuesto, dificulta la discusión sobre la especificación del modelo.

En conclusión, con respecto al modelo de frontera estocástica, sugerimos a la Comisión implementar una serie de talleres que permitan discutir la información utilizada en los modelos, con el objetivo de tener una base de datos consistente y unos resultados confiables.

Adicionalmente, sugerimos un análisis más profundo de las diferentes características que enfrentan los mercados de comercialización y que pueden afectar principalmente la comparabilidad en la evaluación de la eficiencia, así como, la remuneración de empresas que por presentar particularidades están apareciendo como ineficientes como consecuencia de los costos adicionales que estas últimas implican.

Respuesta

Respecto a la información empleada en el análisis de frontera estocástica, la Comisión hizo público todos los datos que las empresas consideraron como no reservados, además señaló las demás fuentes de información empleadas para que los agentes replicaran el modelo propuesto.

Frente a los resultados mencionados en los comentarios, la CREG no se pronuncia pues desconoce el método empleado para su obtención.

Finalmente, la información empleada en el análisis de frontera estocástica ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida, además se han incluido nuevas variables en el análisis, por lo que los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se incluirán en la resolución final son presentados en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

ELECTRICARIBE

El trabajo realizado por los consultores de Asocodis para replicar y analizar el modelo propuesto por la CREG plantea las siguientes conclusiones:

Las bajas correlaciones entre el gasto de comercialización por usuario y los respectivos logaritmos de la cantidad de usuarios y de los kilómetros de red, respectivamente. Por otra parte las dos variables explicativas no resultan significativas a un nivel de confianza de 95%. Esto indica que el modelo especificado tiene un bajo poder explicativo del gasto de comercialización por usuario del conjunto de empresas analizadas.

De acuerdo con el R2 obtenido en los análisis por los consultores, de 0,226, la variabilidad del gasto de comercialización por usuario es explicada por la aleatoriedad.

Los dos puntos anteriores implican alto riesgo de sesgo de especificación en el modelo propuesto por la Comisión, es decir, que falta incluir variables adicionales que permitan explicar por qué algunas empresas incurren en gastos mayores al resto de empresas o por qué algunas gastan menos que otras, sin que esto sea atribuido a ineficiencia en su operación.

El modelo presenta indicios de heterocedasticidad, lo que significa que se reduce la confianza del valor de los parámetros estimados y no se puede afirmar que los costos por usuario calculados con este modelo remuneren adecuadamente a las empresas.

Por otra parte, el contraste acerca de si el modelo especificado a partir de los datos panel es equivalente al modelo de corte transversal especificado con base en el promedio de las cifras de los tres años para cada variable indica que no existe evidencia de dicha equivalencia. De hecho se observa en las pruebas realizadas por los consultores de Asocodis que el modelo basado en los promedios tiene un menor poder explicativo.

Respuesta

Ver respuestas a ASOCODIS.

ENERCA

Es muy importante conocer todos los parámetros estadísticos que validen el modelo en especial el r^2 pues de este valor depende que el modelo sea estadísticamente representativo o no.

Respuesta

Ver respuesta a ASOCODIS.

12.3.5 Determinación del costo eficiente

ASOCODIS

La CREG en todo caso debe validar y garantizar con el modelo que finalmente defina, la recuperación de los costos y la suficiencia financiera en condiciones eficientes para las empresas comercializadores. Particularmente, para aquellas empresas que aparecen por debajo de la frontera, debe cumplirse estrictamente que recuperen sus costos. Situación que con el modelo propuesto por la CREG no se cumple para todas ellas.

Los costos fijos a reconocerse según la propuesta (Costo Base) no permiten cubrir los costos fijos incurridos para 9 de las 21 empresas consideradas en una muestra que atiende en forma cercana al 99% de la demanda nacional. Es decir, las empresas que representan el 43% de la muestra y que atienden una demanda regulada del orden del 38%, no podrían recuperar sus costos. Sin embargo, para el agregado con respecto a la totalidad de los costos fijos incurridos por las empresas y considerados por la CREG para los análisis, es preciso mencionar que con la propuesta de la Comisión se recupera aproximadamente el 94%15 de los costos incurridos por ellas. Existen varios casos de empresas en los cuales la recuperación de costos sería solamente cercana al 50%, lo cual es crítico.

Por lo anterior, si el costo base de comercialización solo reconoce un porcentaje de los costos incurridos por las empresas, la diferencia entra a ser cubierta con los costos variables, lo cual no resulta adecuado. En algunos casos puede llegar a comprometer todo el margen e incluso no ser suficiente como ocurre para varias de las empresas agremiadas en ASOCODIS.

Respuesta

La metodología propuesta por la Comisión corresponde a un ejercicio de comparación entre las 29 empresas que realizan la actividad de comercialización de energía a usuarios regulados realizando un análisis de frontera estocástica. Este análisis contenido en la Resolución CREG 044 de 2012 emplea la información de las redes y cantidad de usuarios para de cada uno de los mercados de comercialización para definir una remuneración eficiente y no garantizar un nivel de ingresos existente, el cual puede ser ineficiente.

El análisis de frontera estocástica tiene como ventaja que los niveles de eficiencia son obtenidos a partir de los datos de las empresas, es decir, que son alcanzables por estas.

Adicionalmente, la metodología establece que las empresas con un costo reportado inferior a la frontera más una desviación estándar son eficientes, por lo que recuperan la totalidad de los costos y gastos incurridos. En cuanto a la relación de gastos e ingresos se calculó que con la propuesta contenida en la Resolución CREG 044 de 2012 solamente 2 de las 26 empresas analizadas tendrían ingresos significativamente inferiores¹⁶ a sus costos reportados, y en el caso más crítico esta diferencia sería del 14%, y no de valores de 50% como lo mencionado.

¹⁵ Sin considerar el rubro de pérdidas de energía

¹⁶ Diferencias entre el costo reportado y los ingresos superiores al 5%.

Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica para la resolución definitiva se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

El criterio para considerar las ineficiencias no debería ser el referido al término asociado con el residual aleatorio como lo hace la CREG (denotado por V en el Modelo CREG), sino al del término de la ineficiencia (denotado por U). En un modelo adecuado, el término V corresponde a una variable aleatoria que sigue una distribución Normal con media cero y varianza constante (ruido blanco gaussiano¹⁷) que representa la ocurrencia de fenómenos aleatorios no controlables por los administradores de las empresas. Por el contrario, el término U en un modelo adecuado de costos corresponde a una variable aleatoria positiva (no es ruido blanco) que representa las ineficiencias. En consecuencia, no parece correcto el planteamiento de la CREG de tomar la frontera y establecer una franja de una desviación estándar de V hacia arriba y hacia abajo, para fijar el valor $C_{0,j}$ de cada mercado j. Sugerimos tomar el valor de la frontera y sumar una desviación de U para determinar la franja. Al restar una desviación de V al valor de la frontera como lo plantea la CREG, se estaría sub-remunerando a las empresas que resultan con un valor negativo en el Anexo 1 de la Resolución CREG-044 de 2012, pues remunerarla por debajo del valor eficiente.

Respuesta

La metodología debe reconocer los incrementos de costos por efecto de las variables no observadas y no por efecto de las ineficiencias de las empresas. Por ende no resulta lógico fijar la banda de tolerancia con la desviación estándar de la ineficiencia, como se propone, sino con la desviación estándar de la variable no observada.

Los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica para la resolución definitiva se presentan en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

Existen costos que por su naturaleza no deben involucrarse en la comparaciones de eficiencia entre empresas, dado que no son gestionables por las empresas y en este sentido no deben evaluarse para determinar la eficiencia comparativa de las empresas, y por ende deben ser considerados como un passthrough, tal como se reconocen los pagos de contribuciones a la CREG y a la SSPD y los pagos por CND. Dentro los costos que deberían excluirse de la comparación y remunerarse en paso directo están, entre otros: i) Impuestos actuales y futuros; ii) Pagos de las empresas como sujetos pasivos del servicio de alumbrado público; iii) pagos por servicios de mensajería especializada impuestos según las Resoluciones CRC 2657 de 2010 y 3036 de 2011, entre otros. Estos costos no dependen de la gestión de las empresas y son implícitos de la operación del negocio y algunos de ellos están sujetos exclusivamente a las condiciones del mercado que atienden.

Respuesta

Ver respuesta al Comité Asesor de Comercialización en el numeral *Variables Analizadas*.

Cuando para una empresa exista una diferencia representativa entre los costos reconocidos por la CREG y los realmente incurridos por la empresa (resultante de una revisión anual o cada dos años durante el próximo período tarifario para la comercialización) y ésta diferencia se relacione con variaciones en la prestación del servicio, avances tecnológicos o modificaciones posteriores en la regulación, debe existir la posibilidad de revisión de su costo base reconocido. Esto permitiría, además de contribuir con la solución a los problemas de información, reflejar las variaciones e impactos en los costos por avances tecnológicos y de exigencias o regulaciones nuevas establecidas por la Comisión, tales como calidad, medición inteligente, límites de usuarios no regulados, FAER, entre otros.

La revisión de estos costos debe contemplar la incorporación y evolución anual de los mismos, para años posteriores a 2011, con la certificación y revisión por parte de una auditoría, tal como se realiza en la actualidad para los AOM en distribución.

Respuesta

¹⁷ Gaussian white noise

La actualización del costo base de comercialización será analizada con el fin de no afectar los incentivos que el modelo de regulación por precio máximo ofrece, además de su aplicación en conjunto con el factor de productividad. En la sección 2.4 de este documento se presenta la propuesta de actualización del costo base.

DISPAC

En el análisis realizado por DISPAC respecto de la aplicación de la propuesta realizada por la CREG, se estima que el impacto de la misma reduciría los Ingresos por comercialización en un porcentaje superior al 40%, lo cual para un mercado como el atendido por la Empresa trae consecuencias de orden financiero que afectarían la viabilidad financiera de la Empresa.

Respuesta

Ver respuesta a ASOCODIS sobre la comparación entre gastos e ingresos de los comercializadores con la nueva metodología.

ELECTRICARIBE

La Comisión, como se hace en la generalidad de análisis de fronteras de eficiencia, reconoce que los resultados obtenidos a partir de los modelos especificados son estimaciones del verdadero nivel de eficiencia de las empresas, afectado adicionalmente por la incertidumbre de la información utilizada. Por ello establece una banda alrededor de la frontera de eficiencia, por lo que para las empresas cuyo gasto por usuario se encuentre en dicha banda, les será reconocido al valor del gasto incurrido. Sin embargo, no resulta correcta la asimilación que hace la Comisión al aplicar la desviación estándar del parámetro V que corresponde al error aleatorio con distribución normal para establecer la banda señalada, en reemplazo de la desviación estándar del parámetro U que corresponde al componente de ineficiencia de las empresas y que es la que se debe aplicar para reconocer los problemas de información de los que adolece el análisis de gastos de comercialización. Por lo anterior, en la aplicación del modelo corregido, es necesario que la Comisión emplee la desviación estándar del parámetro U para reconocer la incertidumbre de la información utilizada.

Respuesta

Ver respuesta a ASOCODIS sobre la escogencia de la desviación estándar de la variable V.

Para la determinación de los gastos de comercialización reconocidos a las empresas, es necesario tener en cuenta que existen algunos gastos que no son gestionables por parte de las empresas, tales como el pago de impuestos nacionales y territoriales, el pago de contribuciones y tasas que defina la ley o la contratación de actividades normadas por el Estado a tarifas reguladas. De incluirse este tipo de gastos no gestionables en el análisis de eficiencia, se afectaría la suficiencia financiera de las empresas al no permitir su recuperación plena en la tarifa del usuario, bajo el supuesto incorrecto, de que estos costos podrían ser menores, o podrían llegar a niveles similares entre distintas regiones del país, en función de la gestión que haga el comercializador.

Respuesta

Ver respuesta a ASOCODIS sobre gastos no gestionables.

La ley 505 de 1999 (artículo 11) estableció que las empresas de servicios públicos deben aportar económicamente al proceso que adelanten las administraciones distritales y municipales para garantizar que las estratificaciones se realicen, se adopten, se apliquen y permanezcan actualizadas a través del Comité Permanente de Estratificación Municipal o Distrital, obligación que es ratificada en la ley 732 de 2002 (artículo 6, párrafo 1). Hasta el momento, la mayor parte de los municipios de la Costa Atlántica no han presentado ante los Comités Permanentes de Estratificación, los respectivos presupuestos ni han surtido el proceso de aprobación a los concejos distritales o municipales para ser incluidos en los respectivos presupuestos de cada vigencia fiscal.

Con base en lo anterior, es necesario tener los siguientes aspectos para la remuneración en cargo base de comercialización de las contribuciones que deben hacer los comercializadores, como empresas de servicios públicos:

Para establecer dicho cargo, no se pueden tomar exclusivamente los valores históricos de la contabilidad, dado que en los años 2010 y 2011 sólo algunos pocos municipios han facturado dicha contribución y de establecer un cargo de comercialización con base en la información histórica, no se remunerarían las contribuciones que tendrían que pagar a futuro las empresas.

Los pagos por contribución que hagan los comercializadores para estratificación, no deben ser incluidos en los análisis de eficiencia y se deben remunerar directamente, dado que es una contribución que debe ser pagada a los municipios por un mandato de ley.

Se debe adoptar un mecanismo que le permita a los comercializadores incluir los gastos en los que incurran a futuro, en los costos reconocidos en el costo base de comercialización.

Respuesta

El reconocimiento de este gasto, al igual que muchos otros gastos no observados, está incluido dentro de la banda de tolerancia fijada por el nivel de confianza del 90%.

Las empresas de servicios públicos, entre ellos los comercializadores de electricidad, son sujetos pasivos del impuesto de alumbrado público que establecen las administraciones distritales y municipales mediante acuerdos de sus respectivos concejos. Se observa en los últimos años una clara tendencia, en una buena parte de los municipios del país, a asignar una porción creciente del valor total del servicio de alumbrado público a las empresas de servicios públicos y a gravar las actividades desarrolladas por los distribuidores y comercializadores de electricidad utilizando simultáneamente varios criterios por el número de usuarios atendidos, cantidad de energía facturada, longitud de red o capacidad de transformación ubicada en el municipio, entre otros.

Es necesario que en la remuneración de este rubro de gasto en el costo base de comercialización, se tenga en cuenta los siguientes aspectos:

Que en vista de que los comercializadores de electricidad, como empresas de servicio público, son sujetos pasivos del impuesto de alumbrado público y deben sujetarse a lo dispuesto por los concejos municipales, los montos pagados por dicho impuesto no deben ser incluidos en el ejercicio de eficiencia para el cálculo del costo base de comercialización.

Que en vista de la discrecionalidad que tienen los concejos municipales para determinar los criterios con base en los cuales se asigna el valor a pagar por parte de los comercializadores, es necesario que se permita a las empresas remunerar los montos que sean cobrados año a año a las administraciones municipales.

Respuesta

En los comentarios recibidos solo unos pocos agentes manifestaron reparos sobre el tratamiento del impuesto de alumbrado público, de lo cual entendemos que la situación no es tan amplia como se manifiesta en el comentario. Por otro lado, la Comisión revisó las situaciones planteadas en los comentarios sobre este tema, identificando que no son costos relevantes y que corresponden al pago por el servicio de alumbrado público en un municipio. A partir de lo anterior, consideramos que estos valores quedan dentro de la banda de tolerancia fijada por el nivel de confianza del 90%.

Adicionalmente, ver respuesta a ASOCODIS sobre gastos no gestionables.

EBSA

... El costo base de comercialización de la metodología definida en la Resolución del asunto, no cubre ni siquiera los costos de EBSA reconocidos por la Comisión, como se demuestra en ejercicio anexo en CD...



...Igualmente esta metodología no tiene en cuenta inversiones efectuadas por los comercializadores para el mejoramiento de sus procesos. Por ejemplo EBSA para consolidar su proceso de facturación en sitio, con el cual se elimina una visita al usuario, no le son reconocidas las cuantiosas inversiones en hardware y software, y de manera contraria por optimizar sus actividades es penalizado con el V_j valor que consideramos no debía ser negativo ya que castiga la eficiencia de sus procesos...

ENERCA

Aplicando la formulación contenida en la resolución CREG044 de 2012 se evidencia que con la nueva metodología y con los cálculos actuales ENERCA dejaría de percibir por concepto de cargo de comercialización alrededor de 230 millones de pesos al mes, esto debido a la disminución del cargo variable de comercialización el cual pasaría de 39.8318 a 8.0353 \$/KWh y el costo base de comercialización pasaría de 2,666 \$ / factura en pesos de diciembre de 1995 a (9179 \$ / factura en pesos de mayo de 2011) a 4.325.48 \$/factura en pesos de Mayo de 2011.

EMCALI

EMCALI realizó simulaciones con la metodología propuesta del nuevo costo base de comercialización para los años anteriores, obteniendo los siguientes resultados frente a la metodología actual:

AÑO	2008	2009	2010	2011
Costo base reconocido actual (CREG-007-99) \$/Factura.	7.068	7.365	7.532	7.660
Costo base reconocido propuesta (CREG-044-12) \$/Factura.	4.831	4.802	4.788	4.750
Diferencia costo base reconocido propuesto - costo reconocido actual en \$ /factura.	(2.237)	(2.563)	(2.744)	(2.910)
Diferencia costo base reconocido propuesto - costo reconocido actual en % por factura.	-32%	-35%	-36%	-38%

Respuesta

Ver respuesta a EBSA en la sección de comentarios generales.

12.3.6 Gasto de reparto de facturas

DISPAC

El costo por usuario de los sistemas de información para la facturación y gestión de clientes, depende del tamaño de la empresa. Entre mayor sea el número de usuarios es menor el costo por clientes; en el caso de Chocó que tiene un sistema de información comercial muy similar al de otras empresas distribuye el costo entre 65.000 usuarios, mientras que las otras lo hacen en un número de clientes que en la mayoría de los casos supera los 200.000 usuarios.

Respuesta

La situación descrita corresponde a economías de escala, las cuales se tienen en cuenta para calcular el costo base de comercialización, particularmente en la variable número de usuarios del modelo de frontera estocástica puesto a consulta en la Resolución CREG 044 de 2012.

ELECTRICARIBE

De acuerdo con lo establecido en la ley 1369 de 2009, actualmente las empresas que comercializan servicios públicos tienen tres opciones para el reparto de facturas a sus usuarios: i) el reparto con personal propio; ii) el reparto con la empresa 4-72 y iii) el reparto con operadores certificados. Dado que la adopción de una u otra de estas alternativas por parte de los comercializadores de electricidad da lugar a diferentes costos unitarios, lo cual les resta comparabilidad, este rubro no debe ser incluido en el análisis de eficiencia del gasto de comercialización que realice la Comisión.

...solicitamos que se de aplicación a lo planteado por la Comisión en el Documento CREG 020 de 2012 (pg. 71) en lo que respecta a descontar los montos registrados en la contabilidad por reparto de facturas, y a estimar los montos a remunerar con base en la información que le hayan remitido las empresas en la



Circular 019 de 2012 en los análisis de eficiencia que se realicen, pero sin incluirlos en el ejercicio de eficiencia que desarrolle la CREG.

EPM

- *Con relación al ajuste que plantea la CREG por concepto de los mayores costos que eventualmente se generen en la actividad de reparto de la factura en aplicación de la normatividad expedida por la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, cabe señalar que los mismos deben ser remunerados de manera explícita ya que no dependen de la gestión que los agentes. Incluso, dado que dicho sobre costo no ha afectado por ahora a ciertas empresas, entre ellas a las del grupo EPM, pero a futuro puede llegar a producirse, debe contemplarse la posibilidad de que cuando ello suceda se incorpore directamente en el Costo Base de Comercialización.*

Respuesta

Ver respuesta al Comité Asesor de Comercialización en el numeral *Variables Analizadas*.

12.3.7 Análisis de variables ambiente

ASOCODIS

Con respecto a los costos por calidad en la comercialización, la Comisión anuncia en el Documento CREG 020 de 2012 que estimó los costos anuales de pago para una empresa de auditoría que deberá verificar la información soporte de todos los indicadores de calidad de atención al usuario de conformidad con la propuesta regulatoria CREG 158 de 2010, y que dichos costos fueron incorporados a los gastos AOM incluidos en el cálculo de la función de costo eficiente de prestación del servicio que se propone. Solicitamos que la CREG especifique claramente que de aprobarse exigencias regulatorias en materia de calidad en la comercialización durante el período tarifario, se tendrá una transición y el reconocimiento de los mayores costos y gastos adicionales que surjan para las empresas por el cumplimiento a nuevas exigencias.

EBSA

Los indicadores establecidos en el Resolución sobre calidad de la comercialización, implicarán para las empresas nuevas inversiones acorto plazo que no están siendo consideradas en esta metodología. Por ejemplo EBSA cumple con los tiempos de reconexión y toda la información se encuentra físicamente en los informes (boletas) correspondientes, para realizar los cálculos del Indicador y mantener la información disponible para reportes y auditoría se requerirá disponer de un software y realizar cuantiosas inversiones en tecnología (terminales portátiles y software) para la captura, reporte y procesamiento de la misma

ELECTRICARIBE

La aplicación de la propuesta de indicadores de calidad de la atención comercial de la Resolución 158 de 2010 implicará para las empresas la necesidad de adecuar sus procesos comerciales con el fin de cumplir con las metas planteadas para del conjunto de indicadores considerado. Si bien algunos de los indicadores ya están siendo monitoreados con base en lo definido por la CREG en resoluciones precedentes, es necesario tener en cuenta que para algunos indicadores en particular no se han definido estándares de cumplimiento.

En tal medida, es necesario que:

Realizar un análisis más detallado de las implicaciones que tiene la aplicación de los indicadores de calidad propuestos en la Resolución 158 de 2010 en la operativa comercial de las empresas y los ajustes que esas deben realizar, tomando en cuenta la situación actual de las empresas respecto a los indicadores propuestos. Para ello es necesario iniciar con la recopilación de la información necesaria para realizar dicho diagnóstico.

Establecer una senda de aplicación para los indicadores de calidad que en la actualidad no tienen un estándar de cumplimiento de ley o en regulación expedida con anterioridad por la CREG.

Reconocer anualmente los gastos incurridos por las empresas en adaptar su operativa comercial para cumplir con las sendas de los indicadores de calidad que se adopten por parte de la Comisión y las adecuaciones que sean necesarias en los sistemas de información para recopilar las variables de cálculo.

Respuesta

La única nueva exigencia con la aplicación de la normatividad de calidad del servicio es la realización de auditorías, cuyo costo se está reconociendo en la metodología definida. Por lo anterior, no se considera necesario establecer la regla que el agente propone.

DISPAC

En el caso de DISPAC, las características del mercado de comercialización atendido en donde el 80,1% de los usuarios corresponden al estrato 1, se ha requerido y se requerirá en el futuro de la realización de actividades asociadas a la Gestión Social tendientes a educar y sensibilizar al usuario en temas tales como: cultura de pago, uso eficiente del servicio, uso seguro de la energía, deberes y derechos, consideramos el costo de dichas actividades no estaría reconocida en la remuneración del cargo de comercialización.

Respuesta

Entre las actividades remuneradas en el cargo base de comercialización se incluyen la atención a los usuarios que realizan los comercializadores en su mercado. Por lo que el agente debe realizarlas dentro de un marco de eficiencia.

EMCALI

Este modelo propuesto no incluye las variables de ambiente, como lo indica el numeral 5.6 del documento CREG-020-12, donde se concluye que las condiciones socioeconómicas de los usuarios afectan primordialmente el riesgo de cartera de la empresa y no las actividades que se remuneran en el costo base. Consideramos que no es claro como las condiciones socioeconómicas de los usuarios no afectan las actividades de lectura de medidores, entrega de facturas y atención de usuarios que hacen parte del costo base, ya que en la realidad al realizar estas labores operativas, no puede ir un solo funcionario a realizar una actividad de lectura, de reparto o de revisión ya que en zonas peligrosas se deben reforzar las cuadrillas por problemas de seguridad implicando mayores costos para estas actividades.

Respuesta

Como se presentó en el documento CREG 020 de 2012 se analizaron varias variables que reflejaran las condiciones socioeconómicas, sin embargo ninguna de estas fue significativa.

En todo caso, la información empleada en el análisis de frontera estocástica ha tenido un proceso de depuración mediante reuniones con las empresas, solicitudes de aclaración mediante oficios, circulares y nuevos plazos de envío de información corregida, además se han incluido nuevas variables en el análisis, por lo que los análisis adicionales realizados sobre la frontera estocástica se incluirán en la resolución final son presentados en la sección 2.2 y en el Anexo 1 de este documento.

12.4 Margen de Comercialización

12.4.1 Información

CODENSA

...no es pertinente modificar el cálculo realizado por la Comisión para el sector de comercialización de energía en la resolución CREG 122 de 2011. En esta resolución la CREG estableció en 4,13% el margen operacional de las comercializadoras de energía tomando todas las empresas del sector 30 con ingresos operacionales similares a las empresas de comercialización de energía. No parece razonable que el mismo sector cambie de margen seis meses después en la resolución CREG 044.

En efecto, en el anexo de la Resolución CREG 122 de 2011, el regulador menciona que "los márgenes operacionales de las comercializadoras de energía se obtienen tomando todas las actividades del sector 30, luego de homogenizar los ingresos operacionales. La homogenización consiste en eliminar las observaciones de las empresas que componen el sector 30 con ingresos operacionales menores al menor ingreso operacional de las empresas de comercialización de energía, empresas canceladas, en liquidación, o en concordato, para el año de cálculo".

Teniendo en cuenta que para expedir la resolución mencionada el regulador calculó los márgenes operacionales de las comercializadoras de energía, es pertinente y apropiado que el margen a fijar no debe cambiar significativamente del aprobado en la mencionada Resolución CREG 122 de 2011, pues no se entiende de qué manera un sector como el de la energía eléctrica puede cambiar su margen radicalmente en tan solo seis meses que lleva de vigencia la mencionada resolución, más aun cuando la misma metodología y similares resultados serán remunerados a la actividad de comercialización de gas como lo ha propuesto la Comisión en la resolución CREG 103 de 2010.

De otro lado, se debe considerar que los criterios para definir el régimen tarifario contenidos en la Ley 142 de 1994 especifican que "el régimen tarifario está orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia." (subrayado nuestro).

En el artículo 87.4 de esta ley se especifica que por "suficiencia financiera que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de la operación, incluyendo la expansión, reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable..."(subrayado nuestro).

Respecto a la remuneración del patrimonio de los accionistas, se aprecia que la fijación de un margen operacional sobre los ingresos es preferible a un margen sobre los costos como ocurre en el esquema actual.

Dado que la remuneración obtenida vía margen operacional debe ser similar a la que habría remunerado a una empresa eficiente, y una empresa eficiente se caracteriza por generar una rentabilidad que la haga sostenible, las firmas que sean consideradas para el análisis de rentabilidad deben haber generado un EBIT neto positivo durante el periodo de análisis.

Sin embargo, del análisis de los estados de resultado de las empresas consideradas por el regulador se concluye que el 35% de las firmas obtuvieron déficits operacionales sostenidos para el periodo 2006-2009, en esos 4 años la sumatoria del EBIT anual fue negativa. No se considera entonces adecuado una participación tan alta de empresas financieramente insostenibles en el cálculo del margen; como se ilustra en las siguientes tablas, hasta un 41% de los márgenes de las empresas consideradas por la CREG son negativos o cero.

Comparativo de márgenes empresas consideradas por la CREG

Año	Margen Op. Negativo	%	Margen Op. Positivo	%	Total
2006	65	41%	93	59%	158
2007	51	31%	113	69%	164
2008	45	30%	103	70%	148
2009	67	38%	109	62%	176
Total	57	35%	105	65%	162

En la tabla que se presenta a continuación se aprecia que el promedio de márgenes operacionales estimados por el regulador proviene de una serie de datos con un rango bastante amplio de márgenes: el menor margen observado es -168% y el mayor margen observado es 32%. Debido a la forma como se distribuyen las observaciones es recomendable acotar la muestra.

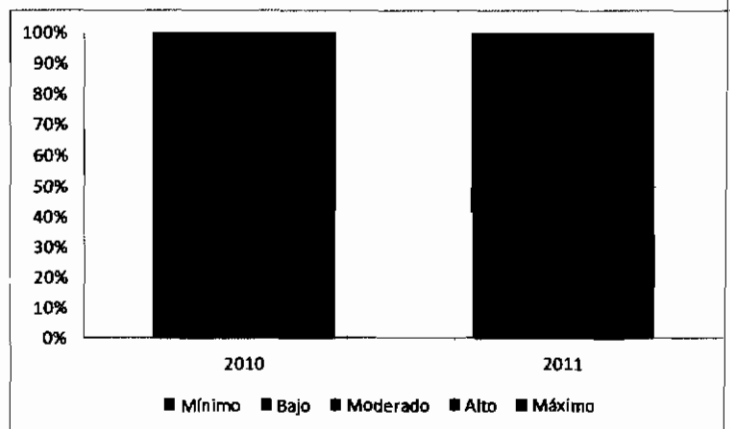
Margen observado por percentil, 2006-2009



Margen	Percentil
-168.54%	0
-3.31%	0.1
-1.32%	0.2
-0.39%	0.3
0.23%	0.4
0.80%	0.5
1.29%	0.6
2.08%	0.7
3.33%	0.8
6.78%	0.9
32.01%	1

Así mismo, la Superintendencia de Sociedades en el documento "Desempeño del Sector Comercio al por Menor, años 2006-2009" calcula la probabilidad de riesgo de insolvencia de dicho sector para los años 2010 y 2011. Al respecto, encuentra que el 12% de las empresas enfrentan un riesgo alto y máximo de insolvencia, lo cual debe considerarse en el momento de la fijación del margen operacional para las empresas de comercialización pues no parece razonable que se tomen como referencia empresas en alto y máximo riesgo de insolvencia. En este sentido, es pertinente hacer una depuración de la base de datos, que incluya este criterio.

Probabilidad de Riesgo de Insolvencia, 2006-2009



Tomado de: Desempeño del Sector Comercio al por Menor, años 2006-2009. Superintendencia de Sociedades.

Además, y teniendo en cuenta que se está proponiendo sólo comparar a la comercialización de energía con un subsector del Sector 30 y no con el sector en su globalidad, es necesario profundizar en el entendimiento del modelo de negocios del subsector de Grandes Superficies porque no es racional que el 42% de las empresas consideras y que aparecen 3 o 4 años en el periodo de análisis operen a pérdidas permanentemente.

Respecto a los criterios para seleccionar un subsector y no el Sector 30 de forma global, del análisis de la información del SIREM se deduce que no existe una diferencia significativa en los ratios Inventarios/Ingreso Operacional entre el Sector 30 y el grupo Grandes Superficies para que sólo se utilice la información de este último. Como se observa en la tabla a continuación, la diferencia en promedio para los años 2006-2009 es del 5%.

Inventario por Ingreso Operacional, Sector 30 y grupo Grandes Superficies

	2006	2007	2008	2009
Grandes superficies	17%	13%	16%	16%
Sector 30	21%	20%	21%	20%
Diferencia	3%	7%	5%	4%

Complementariamente, se debe considerar que el margen operacional de referencia del sector de comercialización minorista de bienes es establecido sobre la totalidad de los ingresos de este sector, por lo cual el margen calculado por la CREG debe aplicarse a la totalidad de los ingresos del comercializador, no a una porción de ellos.

Respuesta

En primer lugar, la resolución CREG 122 de 2011 considera un margen por intermediación de costos de facturación y recaudo conjunto del impuesto de alumbrado público el cual es independiente de la metodología que se está analizando. Adicionalmente, el tiempo de vigencia de un margen aprobado previamente no es un elemento de análisis para determinar cuál es el margen de comercialización adecuado para el sector de energía eléctrica.

En ese sentido, el margen de comercialización pretende reconocer una prima al agente por realizar su actividad y la Comisión no considera plenamente comparables el margen establecido para alumbrado público o el de la actividad de gas natural. El primero es una actividad a la que no se le reconocen costos financieros ni riesgo de cartera, mientras el segundo es remunerado de manera en conjunto la actividad de distribución con la de comercialización de gas natural por redes.

Por otra parte, garantizar una suficiencia financiera no se traduce de forma literal en garantizar una utilidad a la empresa, y se debe tener en cuenta que todos los costos y gastos propios de la operación se están reconociendo a través del costo base.

Con respecto a la depuración de la información la Comisión llevo a cabo los análisis correspondientes para la metodología definitiva, los cuales se encuentran en el numeral 3.1 del presente documento.

Finalmente, teniendo en cuenta que a las empresas comercializadoras de energía eléctrica se les está reconociendo los costos y gastos propios de la actividad de comercialización, el margen operacional se debe reconocer sobre los componentes de la cadena sobre los cuales el agente ofrece un servicio de intermediación únicamente.

ELECTRICARIBE

En la propuesta del regulador, se ha considerado filtrar la muestra de empresas de los subsectores G5211 y G5219 teniendo en cuenta el mínimo ingreso de las comercializadoras de energía eléctrica y calcular para cada año una rentabilidad de los subsectores G5211 y G5219 con un promedio ponderado según el volumen del ingreso operacional de cada una de las empresas de dicha muestra. La utilización del promedio ponderado tiene como consecuencia darle mayor peso al margen de las empresas con mayor nivel de ingresos, aspecto sobre el cual es necesario revisar su coherencia conceptual y sus implicaciones en el cálculo del margen de comercialización a reconocer.

De acuerdo con los desarrollos teóricos y prácticos de las últimas décadas, desde los desarrollos de Franco Modigliani y Merton Miller¹⁸, hasta los más recientes como los de Eugene Fama y Keneth French¹⁹, se ha demostrado ampliamente que la rentabilidad operativa de un negocio viene determinada principalmente por el riesgo inherente de la actividad económica que se desarrolla. En la literatura sobre el tema no se encuentra evidencia que respalde la hipótesis de que existe relación entre el tamaño de las empresas y su rentabilidad. En efecto, y para comprobar lo anterior en la muestra utilizada por la CREG, se ha realizado un ejercicio estadístico, analizando la correlación entre los ingresos operacionales frente al porcentaje de margen operacional que arroja cada negocio. Se presentan a continuación los resultados:

¹⁸ Modigliani F., y Miller M. H. "The cost of capital, corporation finance and the Theory of Investment", American economic review. Junio, 1958.

¹⁹ Fama E., y French K. "The value Premium and the CAPM", The journal of finance. Octubre, 2005.



Tabla 4. Coeficientes de correlación entre el ingreso operacional y el margen operacional de las empresas de los subsectores G5211 y G5219 y del sector 30

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Subsectores G5211 y G5219	0,031	0,038	0,018	0,026	0,010	0,026
Sector 30	0,005	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002

Fuente: Base de datos SIC. Cálculos propios GNF

Del ejercicio se puede observar que en ningún año se observa una correlación significativa entre las variables mencionadas. De hecho, la estadística obtenida indicaría la ausencia de una correlación positiva o negativa (≈ 0). Entonces, la rentabilidad operativa de un negocio (en este caso los subsectores escogidos por la CREG, como también todo el sector 30) no se encuentra directamente asociada con la magnitud de su ingreso operativo.

El análisis realizado por la Comisión que respalda la existencia de una relación positiva entre las dos variables no es adecuado, dado que evidentemente a mayor magnitud de ingresos la magnitud del margen operacional será mayor. Sin embargo, ese análisis no es válido para respaldar que la medida de rentabilidad presenta la misma relación. En este sentido, apoyados en los resultados estadísticos que aquí se presentan, y teniendo en cuenta los desarrollos teóricos planteados en la literatura especializada, consideramos es necesario que la Comisión revise la propuesta de calcular el margen operacional como un promedio ponderado con base en el ingreso de las empresas y en su lugar utilice un promedio simple.

La revisión de la información disponible en la página web de la Superintendencia de Sociedades permite establecer que en el ejercicio de cálculo del margen operacional, la Comisión incluye en la muestra de empresas de los sectores G5211 y G5219, a empresas con rentabilidades negativas... en los sectores G5211 y G5219, un 32,75% de los datos corresponde a márgenes negativos para el periodo 2006 – 2009 y dicho porcentaje se mantienen cuando se considera la información de 2010 y 2011. Como se observa, hay un número significativo de empresas que presenta márgenes comerciales negativos de forma persistente, durante más del 50% del periodo considerado.

La inclusión de empresas con márgenes negativos en el cálculo del margen de comercialización constituye un incentivo inadecuado, al tomar como referente a empresas que recurrentemente presentan pérdidas operacionales, lo que sesgaría de manera grave el análisis y afectaría el resultado en un aspecto que en el sector de servicios públicos no garantiza la suficiencia financiera de la actividad de comercialización.

De incluirse los márgenes operacionales negativos en el cálculo del margen a reconocer a los comercializadores, se estaría adoptando un referente que incluye gestiones ineficientes.

Para que el margen de comercialización propuesto por la Comisión sea una señal consistente con el esquema de incentivos en el que se enmarca la actividad, y para que cumpla con los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera, es necesario que se depure la muestra de datos empleada, eliminando la información de aquellas empresas que presenten utilidades operacionales negativas. Adicionalmente, es necesario que se depure la base de datos, excluyendo a las empresas que están en proceso de liquidación o de concordato.

... con el fin de disponer de la mayor cantidad de información posible y suavizar el efecto temporal en la serie de tiempo se sugiere que la ventana de tiempo de la muestra sea ampliada hasta 2011, aprovechando que la Superintendencia de Sociedades ya cuenta con dicha información. Es de esperarse que con una mayor cantidad de información y una adecuada depuración de los outliers estadísticos, los márgenes operacionales promedio obtenidos converjan a una media natural del mercado.

Respuesta

Para el cálculo del margen operacional de comercialización se tuvieron en cuenta otros factores además del nivel de ingreso, los cuales permitieron hacer una debida comparación de las empresas cuya actividad principal es la comercialización, de forma tal que se reevaluó la selección de los subsectores de referencia con la utilización de

herramientas estadísticas robustas. El riguroso procedimiento efectuado por la Comisión está expuesto en el numeral 3.1 del presente documento.

Como se puede observar, el procedimiento para determinar el margen operacional de comercialización consideró mayor información, ampliada a un periodo de 5 años del 2009 al 2013, e incluyó el debido análisis de los márgenes operacionales de las empresas de referencia, eliminando con una metodología clara los datos atípicos que pudiesen afectar de forma desacertada el cálculo del margen de referencia.

Por otra parte, Teniendo en cuenta que el margen operacional se calcula como la utilidad operacional dividido el ingreso de la empresa, lo cual se mide como un porcentaje y depende directamente del valor de los ingresos, la forma matemáticamente correcta de determinar el margen operacional de un grupo de empresas es realizando una ponderación por el nivel de ingresos.

EPSA

De acuerdo con el estudio realizado por Asocodis, lo recomendable es utilizar la información del Sector 30 completa, y realizar un proceso de depuración para eliminar outliers. Igualmente, dado que no existe una justificación conceptual para darle mayor peso a las empresas con mayores ingresos, el margen se debería calcular con un promedio simple, todos los elementos de la muestra deberían tener el mismo peso.

Dado que el ingreso operacional es el producto del precio por la cantidad y en el caso de la comercialización el precio corresponde al Costo Unitario, el margen operacional aprobado se debe reconocer sobre toda la cadena de componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio, es decir se debe incluir la propia actividad de comercialización.

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del comentario anterior, Electricaribe. Por otra parte, teniendo en cuenta que a las empresas comercializadoras de energía eléctrica se les está reconociendo los costos y gastos propios de la actividad de comercialización, el margen operacional se debe reconocer sobre los componentes de la cadena sobre los cuales el agente ofrece un servicio de intermediación únicamente.

12.4.2 Costo variable de comercialización

ELECTRICARIBE

No se incluye como base para la aplicación del margen operacional reconocido, el costo base de comercialización, hecho que impediría que las empresas de comercialización se remuneren adecuadamente, porque el margen real reconocido sería menor al planteado por la Comisión. Con el fin de corregir lo anterior, es necesario que la suma del margen operacional y de las primas de riesgo reconocidas (riesgo de cartera y costo financiero) se aplique sobre la suma de los componentes de la fórmula tarifaria incluyendo el costo base de comercialización reconocido.

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del comentario anterior, EPSA.

EPM

... se solicita que para efectos del cálculo del Costo Variable de Comercialización se aplique el margen operacional, ajustado por riesgo de cartera y costos financieros, a la totalidad del costo de prestación del servicio, incluyendo por tanto la parte variable como el cargo fijo. Ello por cuanto conceptualmente el margen operacional se calcula sobre los ingresos totales de la actividad, sin hacer diferenciación con relación a qué tipo de costos está cubriendo dichos ingresos. Las empresas

con que se realizó la comparación tienen el margen definido con todos los ingresos sin hacer descuento alguno, para guardar consistencia debe aplicarse el margen sobre todo los ingresos. Además, se solicita que dicho cálculo se realice tomando como base en período más amplio (en principio, podría ser un año), en lugar de revisarse mensualmente, con el fin de evitar introducir mayor volatilidad a la tarifa de los usuarios.

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta del comentario anterior, EPSA.

12.4.2.1 Margen operacional de comercialización

ASOCODIS

En los últimos 50 años, los desarrollos más significativos en el campo de las finanzas - la Hipótesis de los Mercados Eficientes (EMH), la teoría del portafolio y los modelos de valoración de activos (CAPM) -, se han apoyado en un principio empírico ampliamente reconocido: la rentabilidad de los negocios es una función del nivel de riesgo.

En los mercados de intermediación -la comercialización de bienes y servicios- se acostumbra expresar la rentabilidad de los negocios en términos de márgenes operacionales. Como se trata de una forma alterna de expresión de la rentabilidad, la magnitud del margen operacional dependerá del nivel de riesgo. Empresas con niveles de riesgo mayores, tendrán márgenes operacionales mayores. Sin embargo, para la determinación de márgenes operacionales por comparación no se han desarrollado modelos como los que existen para la determinación de tasas de rentabilidad asociadas al nivel de riesgo. Lo que se puede formular, para la comercialización de energía, es un modelo heurístico implícito para estimar un margen operacional para la comercialización de energía con base en referentes de la comercialización minorista de bienes. El modelo podría formularse así:

$$Mo)_{cee} = E(Mo)_{cmb} + P1 + P2 + \dots Pk$$

Donde:

$Mo)_{cee}$ es el margen operacional estimado para la comercialización de energía eléctrica,

$E(Mo)_{cmb}$ el valor esperado (promedio) del margen operacional de la comercialización minorista de bienes, y

$P1 + P2 + \dots Pk$, primas por diferencias de riesgo entre la comercialización de energía y la comercialización de bienes, primas que pueden ser positivas o negativas dependiendo de si el riesgo en la comercialización de energía es mayor o menor que en la comercialización de bienes.

En el documento CREG 020 del 2012 "D-20" se presenta la propuesta de la CREG para determinar el margen operacional aplicable a la comercialización de energía en mercado regulado y esta gira en tomo al Sector 30 de la Superintendencia de Sociedades, el Comercio al por Menor en Colombia. La primera consideración que se hace en el documento D-20 es que para buscar referentes de riesgo comparable en el Sector 30 hay que centrarse en sectores o subsectores que tengan ingresos similares a la actividad de comercialización de energía en mercado regulado. La CREG encuentra que los ingresos en el Sector 30 son mucho más bajos que en la comercialización de energía y se concluye, con base en este argumento, que el Sector 30 no es un referente válido para la determinación del margen operacional del mercado regulado de energía. Lo anterior, es contrario a la argumentación que sustentan los consultores de ASOCODIS en el Anexo 1: "AMR Informe Final Fase I Parte A", de que el criterio básico en la búsqueda de referentes es el nivel de riesgo, no la magnitud de los ingresos ni el tamaño de las empresas.

La CREG en el documento D-020, selecciona los subsectores G5211 y G5219 que denomina sectores de las Grandes Superficies y calcula sus ingresos (promedio y mediana). A partir de ello se concluye que son comparables a los ingresos de los comercializadores de energía y que, por lo tanto, su nivel de riesgo es también comparable. En consecuencia, estos subsectores, G5211 y G5219, se

seleccionan como referentes para determinar el margen operacional de la comercialización de energía.

Sobre esta conclusión es necesario tener en cuenta que, si de similitudes en los ingresos se tratara, de la información de ingresos por sector en el documento D-20, si se toma la mediana como referencia, los ingresos de los sectores G5211 y G5219, que la CREG denomina "Grandes Superficies", se parecen más a los del Sector 30, comercio minorista de bienes, que a los de los comercializadores de energía.

De la revisión detallada realizada por los consultores a la información de Supersociedades puede verse de la especificación de los establecimientos que conforman los subsectores G5211 y G5219, que las "Grandes Superficies" son sólo una fracción de estos. Adicionalmente, lo que se tiene, en realidad, es que los subsectores G5211 y G5219 son una muestra de todo el Sector 30.

El sector de las grandes superficies, si se pudiera aislar del conjunto de empresas que constituyen los subsectores G5211 y G5219, es un sector que se caracteriza por un alto nivel de competencia. Se diría que es un paradigma de los mercados competitivos. A primera vista, no se ve cómo pueda ser de un riesgo comparable a la comercialización de energía en mercado regulado, enmarcada como está, en un régimen de precio regulado. El nivel de ingresos, no es similar, ni parece ser un argumento suficiente para tomar el conjunto de los subsectores G5211 y G5219 como referente para el margen operacional de la comercialización de energía.

... de las revisiones efectuadas sobre la información de Supersociedades, inclusive con un proceso de depuración sobre la información consistente en trabajar con el 95% de los datos, eliminando colas del 2.5% en los extremos de la distribución de frecuencias de los márgenes operacionales, se obtienen, para los márgenes operacionales de los Sectores G5211 y G5219 resultados poco fiables. Por ello, es necesario que las bases de datos se depuren de entrada, excluyendo de ellas las empresas que durante la totalidad o la mayor parte del periodo analizado presenten márgenes operacionales negativos.

La CREG calcula el margen operacional por comparación con un sector diferente a aquellos utilizados en las Resoluciones CREG 103/10 y 122/11 y se calcula, en lugar de un promedio simple, un promedio ponderado por ingresos, privilegiando así los márgenes operacionales de las empresas más grandes sin que exista una base conceptual para tal privilegio.

La práctica de la Banca de Inversión en la búsqueda de referentes para cálculos empresariales de costo de capital y múltiples comparables consiste en seleccionar muestras de empresas comparables y calcular promedios simples de los parámetros de interés, ante la imposibilidad de darle un peso diferente a alguna de ellas, por considerar que todos los puntos de la muestra son de igual valor. Tampoco existe una base conceptual para afirmar que empresas más pequeñas que las comercializadoras de energía no puedan ser referentes en la determinación de un margen operacional para éstas.

La comparación solo es consistente en la medida que el margen operacional calculado a partir de un referente de empresas se aplique de igual manera en la comercialización de energía; por lo tanto y considerando que para las empresas utilizadas como referencia para cuantificar el margen operacional éste aplica sobre la totalidad de sus ingresos operacionales, así mismo en la comercialización de energía se requiere que el Margen de Comercialización se aplique a todos los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio y que constituyen un Pass-through del comercializador para sus usuarios, es decir que también se aplique sobre el Costo Base de Comercialización.

El Margen de Comercialización debe estimarse considerando como referente la totalidad del Sector 30 de la Superintendencia de Sociedades, realizando grandes esfuerzos de depuración de la información para calcular un margen operacional sobre una información aceptablemente confiable.

Inicialmente se requiere eliminar las empresas que presenten márgenes operacionales negativos durante la mayor parte del periodo analizado, en la medida en que son empresas que recurrentemente enfrentan problemas financieros que pueden ser debidos a su gestión y que no deben conformar el grupo de empresas referentes para establecer la remuneración de los comercializadores.

... se propone depurar la información del Sector 30, eliminando colas del 5% en ambos extremos de la distribución de frecuencias del margen operacional; es decir, utilizar el 90% de los datos del Sector 30 para calcular el margen operacional de referencia que sea un promedio simple de los datos.

Se propone que el promedio se calcule sobre el período 2005-2011, pero sería aceptable que se empleara un período más largo ya que, lo que se está calculando es un valor esperado en el largo plazo del margen operacional de la comercialización minorista de bienes

Respuesta

Favor remitirse a la respuesta de los comentarios del numeral 12.4.1. La Comisión consciente de las oportunidades de mejora de la metodología presentada en la resolución de consulta presentada en el Documento CREG D-20 de 2012, para la resolución definitiva llevó a cabo un riguroso procedimiento efectuado por la Comisión está expuesto en el numeral 3.1 del presente documento.

CAC

Al respecto, es importante señalar que el criterio planteado por la CREG para selección de empresas de "Riesgo comparable" subremunera a las empresas, dado que no está acorde con los riesgos que enfrentan los comercializadores, principalmente si se tiene en cuenta que para el servicio público de energía eléctrica, y por tratarse de un servicio público de carácter esencial, los comercializadores no pueden negar el servicio a un usuario, mientras que el subgrupo de empresas propuesto por la CREG, las denominadas "Grandes Superficies", pueden segmentar mercados y seleccionar los productos que venden.

Es decir, los comercializadores de energía están obligados a prestar el servicio a todos los usuarios del país, sin importar si se encuentran en zonas de alto riesgo, en zonas de difícil acceso, entre otros aspectos. Esto trae unos riesgos adicionales a los que se enfrentan en mercados urbanos como los lugares en los que, en general, se encuentran ubicados los almacenes de las "Grandes Superficies"

Adicional a la segmentación de mercados, este tipo de negocios puede incrementar sus flujos de caja a partir de la aplicación de descuentos y otros mecanismos, lo cual no es posible alcanzarlo en actividades como la Comercialización de Energía.

En este sentido, se propone a la Comisión reevaluar el criterio de selección dada la comparación que se plantea en el documento de la consultoría contratada por el Comité, en la que se presentan referencias de la actividad de comercialización de electricidad en Gran Bretaña, cuyos márgenes operacionales ascienden a 4,6% bajo ambientes competitivos, y tratar de establecer el margen a partir de, por ejemplo, la totalidad del sector de comercialización minorista (sector 30), haciendo las depuraciones del caso, o en su defecto, reconocer un margen adicional que trate de compensar los demás elementos de riesgo que no se tuvieron en cuenta, y que son inherentes a la actividad de Comercialización de Energía.

Respuesta

La Comisión es consciente de esta diferencia, razón por la cual se reconoce adicionalmente un riesgo de cartera como parte de la metodología. En todo caso, favor remitirse a la respuesta del comentario anterior de Asocodis.

EEP

Capítulo II (Artículo 8): La Rentabilidad del Negocio de Comercialización obtenida a través del Costo Variable de Comercialización y que se impactada con la constante de 2.37% (Margen operacional), no presenta un criterio claro de comparación entre sectores. Es así, como la Empresa requiere amablemente que se aclare por que fue solo el criterio mínimo de ingresos por el cual se escogieron las Empresas del subsector de Grandes Superficies para realizar el cálculo del Margen Operacional, ya que se observa que las empresas del Subsector G5211 y G5219, que son las de mayor Ingresos presentan menor Margen Operacional. De igual forma, se crea gran inquietud frente a la correlación Ingreso y tamaño de las Empresas del sector, aspecto que no fue tenido en cuenta en el modelo, tema que se podía haber trabajado con la metodología de Fronteras Estocásticas, con la información extractada del SUI, y no remitirse a la comparación con empresas de otro sector.