



Mercados de Energía
c o n s u l t o r í a

IDENTIFICACIÓN Y RECOMENDACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

INFORME FINAL

Preparada para:



Octubre de 2011

IDENTIFICACIÓN Y RECOMENDACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA INFORME FINAL

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	5
1.1. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN EN COLOMBIA	5
1.2. IMPACTO DE LA RESOLUCIÓN CREG 158 DE 2010	6
1.3. ALTERNATIVA METODOLÓGICA PARA DETERMINAR LOS COSTOS EFICIENTES DE COMERCIALIZACIÓN	7
2. OBJETIVO DEL INFORME	8
3. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN EN COLOMBIA.....	8
3.1. REGULACIÓN Y OBJETIVOS REGULATORIOS.....	8
3.2. ANTECEDENTES DE LA REGULACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .	10
3.2.1 <i>Los Principios en las Leyes 142 y 143 de 1994.....</i>	<i>10</i>
3.2.2 <i>La Regulación Inicial de la Actividad: Resoluciones emitidas por la CREG.....</i>	<i>10</i>
3.2.3 <i>Los Decretos 387 y 4977 del año 2007</i>	<i>17</i>
3.2.4 <i>Resolución CREG 119 de 2007.....</i>	<i>18</i>
3.2.5 <i>El Decreto 3414 de 2009</i>	<i>21</i>
3.2.6 <i>Ley 1428 de 2010</i>	<i>22</i>
3.2.7 <i>Ley 1430 de 2010</i>	<i>22</i>
3.2.8 <i>Resoluciones CREG a partir del año 2009.....</i>	<i>22</i>
3.3. EL MODELO REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA	23
3.4. LA REGULACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS POR REDES.....	25
4. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL	27
4.1. REINO UNIDO.....	28
4.1.1 <i>Configuración del Sector Eléctrico.....</i>	<i>28</i>
4.1.2 <i>Comercialización Minorista</i>	<i>28</i>
4.2. BRASIL	29
4.2.1 <i>Configuración del Sector Eléctrico.....</i>	<i>29</i>
4.2.2 <i>Comercialización Minorista</i>	<i>32</i>
4.3. CHILE	32

5.	DISCUSIÓN DE ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN VIGENTE.....	32
5.1.	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS CRÍTICO DE LA REGULACIÓN VIGENTE	32
5.2.	LOS ANTECEDENTES EN PROPUESTAS DE SOLUCIONES	35
5.3.	LAS OPCIONES REGULATORIAS BÁSICAS	37
5.3.1	Regulación o competencia.....	37
5.3.2	Precios que reflejen costos o subsidios cruzados en las tarifas de comercialización 37	
5.3.3	Alcance de la competencia en la comercialización.....	38
5.4.	OPCIONES PARA ELIMINAR LAS DISTORSIONES DEL MODELO VIGENTE	39
5.4.1	Opciones sin restricciones en los recursos requeridos del Presupuesto Nacional	39
5.4.2	Opciones con restricciones en los recursos requeridos del Presupuesto Nacional 39	
5.4.3	Tratamiento de las Zonas Especiales.....	40
6.	IMPACTO DE LA NORMATIVA DE CALIDAD PROPUESTA EN LA RESOLUCIÓN CREG 158 DE 2010.....	43
6.1.	INDICADORES ANTES DE LA EXISTENCIA DEL CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS.....	43
6.1.1	Respuesta a la Solicitud de Factibilidad del Servicio, RSFS.....	43
6.1.2	Respuesta a la Solicitud de Conexión	43
6.2.	INDICADORES DURANTE LA EXISTENCIA DEL CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS	45
6.2.1	Respuesta a la Solicitud de Puesta en Servicio de la Conexión (RPSC).....	45
6.2.2	Aviso Previo de Interrupciones (API).....	48
6.2.3	Respuesta a Peticiones, Quejas y Recursos (RPQR).....	49
6.2.4	Calidad de la Atención Telefónica (CAT).....	51
6.2.5	Cumplimiento de citas con el usuario, CCU	51
6.2.6	Tiempo de Reconexión	51
6.2.7	Reclamo por facturación (RF).....	52
6.3.	ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE LA CREG CON REFERENCIA A LAS EXPERIENCIAS ANALIZADAS	52
7.	IMPACTO DE LA ELIMINACIÓN DE CONTRIBUCIONES DE LA INDUSTRIA	53
8.	ANÁLISIS DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS PARA ESTABLECER COSTOS EFICIENTES DE LA COMERCIALIZACIÓN.....	53
8.1.	LA ESTIMACIÓN DE COSTOS EFICIENTES EN UN CONTEXTO DE INFORMACIÓN ASIMÉTRICA ..	53
8.2.	BENCHMARKING COMO MÉTODO DE BÚSQUEDA DE LA EFICIENCIA	55
8.2.1	Benchmarking teórico: empresa de referencia o modelo	56
8.2.2	Benchmarking práctico: principales aspectos.....	56
8.3.	INFORMACIÓN DISPONIBLE	65
8.3.1	Información solicitada	65
8.3.2	Recopilación de información y análisis de consistencia	74
8.4.	PROPUESTA METODOLÓGICA.....	75
8.4.1	Especificación del Modelo.....	76
8.4.2	Base de Datos.....	77

8.4.3	<i>Modelaje de los costos de comercialización como función de la escala</i>	77
8.4.4	<i>Modelaje de los factores no gerenciabes</i>	79
8.4.5	<i>Limitaciones del análisis realizado</i>	82
8.4.6	<i>Parsimonia en la aplicación de los resultados</i>	82
8.4.7	<i>Incorporación de la Calidad de Servicio</i>	83
8.4.8	<i>Tratamiento del Riesgo de Cartera</i>	84
8.4.9	<i>Ventajas de la propuesta metodológica</i>	85
8.5.	RECOMENDACIONES	85
8.5.1	<i>Información necesaria para la aplicación de técnicas de benchmarking</i>	86
8.5.2	<i>Herramientas disponibles para la determinación de costos eficientes de comercialización</i>	87
8.5.3	<i>Aplicación de los resultados del modelo que finalmente se adopte</i>	87
9.	REFERENCIAS	87

ÍNDICES DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURA 1 – EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS UNITARIOS, 1998=100	34
FIGURA 2 – PARTICIPACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL CARGO UNITARIO SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN, DIC. 1998	34
FIGURA 3 – PARTICIPACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL CARGO UNITARIO SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN, DIC. 2006	35
FIGURA 4 – EFICIENCIA PRODUCTIVA, TÉCNICA Y ASIGNATIVA.....	54
FIGURA 5 – EFICIENCIA PRODUCTIVA, TÉCNICA Y ASIGNATIVA.....	54
FIGURA 6 – MÉTODOS DE <i>BENCHMARKING</i>	55
FIGURA 7 – COLS.....	59
FIGURA 8 – COLS - CIUB	60
FIGURA 9 – SFA	62
FIGURA 10 – DOS POSIBLES COMBINACIONES DE KWH VENDIDO, NO DE USUARIOS Y EXTENSIÓN DE RED.....	72
FIGURA 11 – DENSIDAD DE CLIENTES	73
FIGURA 12 – RANKINGS DE EFICIENCIAS 1ERA ETAPA: COLS V DEA	78
TABLA 1 – URUGUAY: PLAZOS PARA SOLICITUDES DE NUEVOS USUARIOS O AUMENTO DE CARGA	44
TABLA 2 – PLAZOS PARA CONEXIÓN DE NUEVOS USUARIOS O AUMENTOS DE CARGA.....	45
TABLA 3 – PLAZOS PARA CONEXIÓN DEL SERVICIO SIN MODIFICACIÓN DE RED.....	46
TABLA 4 – PLAZOS PARA CONEXIÓN DEL SERVICIO CON MODIFICACIÓN DE RED	47
TABLA 5 – EL SALVADOR: PORCENTAJE MÁX. DE RECLAMOS PROCEDENTES.....	50
TABLA 6 – PLAZOS PARA RECONEXIÓN DEL SERVICIO CON MODIFICACIÓN DE RED.....	52
TABLA 7 – FORMULARIO C "COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN" REPORTADOS A LA GREG	67
TABLA 8 – NSU ENERGÍA COMERCIALIZADOR SEGÚN MERCADOS 2006 – 2008.....	69
TABLA 9 – COSTOS LABORALES POR DEPARTAMENTO (AÑO 2008).....	71
TABLA 10 – COSTOS LABORALES POR CIUDAD (AÑO 2009).....	71
TABLA 11 – MODELO DEA (SUPUESTO NDRS)	77
TABLA 12 – RESULTADOS MODELOS COLS Y DEA (ETAPA 1)	78
TABLA 13 – RESULTADOS MODELO COLS EN DOS ETAPAS.....	81
TABLA 14 – APLICACIÓN DE FACTORES DE EFICIENCIA.....	83

IDENTIFICACIÓN Y RECOMENDACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

1. RESUMEN EJECUTIVO

Este informe analiza la actividad de la Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia. Se analizaron los siguientes aspectos: diferentes alternativas de remuneración de la actividad en el mercado regulado; el posible impacto de la Resolución CREG 158 de 2010; impacto de la eliminación de la contribución industrial; y alternativas metodológicas para establecer los costos eficientes a remunerar en la Comercialización.

1.1. Tratamiento regulatorio de la Comercialización en Colombia

El modelo regulatorio aplicado para el sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados, dentro de un esquema denominado de *libertad regulada*, entiendo por tal un esquema de precio máximo para los usuarios regulados. Ello significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica aún a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor incumbente. Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado a través de un esquema tipo precio máximo (*price cap*).

Esta solución regulatoria no es usual en la experiencia internacional. En efecto, en muchos casos, especialmente en Latinoamérica, la competencia en la comercialización se restringe a los consumidores de cierto porte, que son considerados libres de contratar su suministro de energía a precios libremente convenidos, aunque por supuesto se fijan los cargos por uso de la red. Los consumidores pequeños, en cambio, permanecen como clientes cautivos del distribuidor incumbente, con tarifa regulada.

En otros casos, como sucede en varios países europeos, la liberalización del mercado ha implicado la competencia en la etapa de comercialización para usuarios cada vez más pequeños, llegando eventualmente a todos los usuarios, pero en este caso los cargos de comercialización no son regulados, al menos cuando se logra competencia suficiente, ya que se espera que la competencia promueva tarifas eficientes. En algunos países, se mantiene la figura del proveedor de última instancia, que habitualmente es el distribuidor incumbente, con tarifas máximas reguladas.

La apertura a la competencia del mercado de comercialización para todos los consumidores (orientada por un objetivo de eficiencia en la actividad), sumada a la fijación de un cargo de comercialización variable por el servicio (que implica subsidios cruzados entre consumidores grandes y pequeños, principio de solidaridad) y a la imposibilidad del incumbente de discriminar precios entre consumidores (principio de neutralidad), llevó a una captura del mercado por parte de los comercializadores entrantes, y a un aumento progresivo de los costos unitarios de comercialización del mercado regulado de los incumbentes. Si se profundizara la apertura del mercado no regulado, bajando los requerimientos de energía y demanda, el conflicto se acentuaría, pues si bien habría un mercado más interesante para disputar, los consumidores cautivos deberán necesariamente pagar un cargo por comercialización mayor. La experiencia colombiana muestra claramente los conflictos entre los distintos objetivos regulatorios: suficiencia financiera del sector, eficiencia y equidad.

En el caso del sector eléctrico colombiano, hay situaciones de partida que deben ser

considerados en el diseño de cualquier solución que se proponga. De acuerdo con el Decreto 3414 del 2009, existe una limitación en el marco de la política nacional a los fondos que pueden requerirse del Presupuesto Nacional para cubrir los subsidios a los estratos 1 a 3. Paralelamente se ha determinado que el sector industrial no aportará contribuciones a partir del año 2012.

Una solución que aumente el subsidio cruzado implícito (vía tarifa) a ser aportado por otros usuarios, al mismo tiempo que les da a éstos la libertad para eludirlo simplemente cambiando de comercializador no parece sustentable y solo aumentará el requerimiento de fondos estatales para mantener el nivel de las facturas de los estratos subsidiados.

En el caso que las restricciones fiscales expuesta en el Decreto 3414 de 2009 desaparezcan, es posible mantener la competencia en la comercialización en el segmento regulado, eliminando las distorsiones que la afectan, ya sea por aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007 o con un modelo más liberal, similar al de Inglaterra, que solo fije un *price cap* para protección de los usuarios en la etapa de transición a la competencia plena. En este caso la competencia se restringiría a un componente menor de la tarifa y el ámbito para diferenciación de precios es limitado.

Si, por el contrario las restricciones fiscales continuarán y se desea mantener un esquema competitivo en la comercialización de usuarios regulados, es deseable asignar el costo a ser trasladado a tarifa de forma de representar los costos reales eficientes de servir a cada usuario, y asignar las diferencias o subsidios requeridos de forma de provocar las mínimas distorsiones a la competencia, especialmente si ésta es la herramienta elegida para alcanzar eficiencia. Para ello habría que definir el universo de aportantes (y eventualmente la pertinencia de continuar subsidiando al estrato 3). En segunda instancia, es necesario definir el criterio de asignación y la forma regulatoria de ese aporte. La opción más sencilla es adicionar un término a los cargos por servicios de red (transmisión y/o distribución), que tienen carácter monopólico, de forma de no distorsionar la competencia en las etapas en las que la misma resulta posible. El producido de ese término adicional (financiación de prestación de servicio de última instancia) sería recaudado por los comercializadores y administrado como las demás contribuciones destinadas a subsidios. El monto total a recaudar debe ser tal que cubra la diferencia total entre la factura con cargo fijo de comercialización que representa los costos reales eficientes y la que resulta "aceptable" para las tarifas de los estratos subsidiados.

1.2. Impacto de la Resolución CREG 158 de 2010

La calidad de la atención comercial en el servicio eléctrico incluye muchos aspectos, entre ellos la atención telefónica. Sin perjuicio de ello es posible identificar tres puntos críticos en la relación con el cliente:

- Tiempo de conexión
- Tiempo de reconexión
- Errores en la Facturación

En esos tres puntos críticos de la relación comercial en el sector eléctrico, los valores propuestos en la Resolución CREG 158 de 2010 no parecen exigentes para un país como Colombia, en especial si se compara los mismos con los valores de países como Perú, Guatemala y El Salvador. Dicho en otro términos, la resolución no innova en aspectos críticos que ya debería estar cumpliendo el comercializador.

No obstante, hay un aspecto que sí merece observación y refiere al uso de un valor "promedio" para el país, cuando es sabido de las enormes diferencias y complejidades regionales que afectan los costos. Como mínimo debería incluirse valores para las capitales

de Departamento, poblaciones menores y áreas rurales. Vale aclarar que esta diferenciación no violaría el principio de neutralidad sino que reflejaría los costos inherentes a la prestación del servicio. Por último, corresponder recordar que si la actividad de comercialización está efectivamente sujeta a competencia, entonces la calidad es uno de los factores que justamente pueden marcar una diferencia entre un suministrador u otro, por lo que no tendría sentido regularla.

1.3. Alternativa metodológica para determinar los costos eficientes de comercialización

Como alternativa metodológica para establecer los costos eficientes a remunerar en la Comercialización, comprende un análisis en dos etapas. En la primera etapa se toman en cuenta los factores de escala, a través de la comparación entre insumos y productos. En una segunda etapa se corrigen los factores de eficiencia hallados en la primera etapa tomando en cuenta aspectos no gerenciados como son los costos laborales y la estructura comercial de cada comercializador. Para determinar la escala en que opera cada comercializador se tomó como base el número de consumidores ajustados por la energía facturada por consumidor y la extensión de red por consumidor.

Con relación a la incorporación de la **calidad del servicio** en el modelaje, es importante tener en cuenta que la misma es un aspecto gerenciado por el comercializador, por lo que no corresponde su tratamiento como un producto. Otro aspecto que complica la incorporación de la calidad del servicio es la disponibilidad de información confiable. Puede suceder que la empresa que disponga del mejor servicio de atención al cliente sea la que reporte peores índices de calidad simplemente por el hecho de tener sistematizada la información, mientras que otra empresa con mala atención al cliente podría incluir reportar índices no peores simplemente por el hecho de que su sistema informático es precario. Dado los problemas mencionados, consideramos más pertinente dar un tratamiento de la calidad del servicio de la comercialización por fuera del modelo de frontera que finalmente se escoja. Para ello es necesario construir una base de datos confiable y reportar periódicamente los principales indicadores. De esta forma se mejoraría la información disponible para los usuarios a la hora de elegir su prestador del servicio. Una opción es utilizar, al menos al inicio, la variable Nivel de Satisfacción de los Usuarios (NSU) que reporta la SSPD, como forma de incentivo regulatorio. Este incentivo podría entrar en el factor de eficiencia que se adopte. Por último, la calidad es el factor diferencial en un ambiente competitivo, por lo que si efectivamente hay cierta competencia, los consumidores huirán de aquellos prestadores de servicios con dudosa reputación en esa materia. En ese marco, la mejor forma de regular tal factor es a través de una mejora continua y transparente de la información disponible.

En lo que atañe al tratamiento al **riesgo de cartera**, es decir a la no recuperación de la cartera vencida, lo recomendable es internalizar los costos de la cartera de vencida en el propio análisis de los costos eficientes de comercialización. Una posibilidad interesante es modelar los costos de comercialización conjuntamente con los costos de la cartera vencida. El porcentaje de eficiencia que se determine luego debe ser aplicado, claro, sobre los costos de comercialización “ampliados” con los costos de cartera. En una segunda instancia se debe ajustar los valores de eficiencia hallados por variables ambientales que aproximen la complejidad de operar en ciertas áreas.

El modelo propuesto en el informe permite explicar razonablemente el desempeño de los comercializadores en términos de costos con bajo requerimiento de información. Otras ventajas del modelo propuesto, además de su simplicidad, son:

- Brinda una medida de las ganancias de escala del sector, a través de la elasticidad de escala

- Incorpora las diferencias de densidad (km/usuario)
- Incorpora variables no controlables por las empresas
- Reduce sensiblemente la posibilidad de error Tipo I, es decir que una empresa sea eficiente pero que el modelo la considere como ineficiente

2. OBJETIVO DEL INFORME

El estudio que Mercados de Energía realiza para la CAC comprende el asesoramiento a esa institución en los siguientes aspectos:

- Identificación y recomendación de posibles alternativas de remuneración de la actividad de Comercialización de energía en el mercado regulado colombiano.
- Revisión del posible impacto de la Resolución CREG 158 de 2010 que modifica las metas de calidad de servicio y responsabilidad del Comercializador en el ejercicio de la actividad de Comercialización.
- Impacto de la eliminación de la contribución del sector industrial en la definición de un cargo fijo para la comercialización. Análisis del riesgo frente a la cobertura de subsidios por parte del gobierno.
- Análisis de posibles alternativas metodológicas para establecer los costos eficientes a remunerar en la Comercialización, incorporando los costos y riesgos inherentes a la actividad.

Este Informe Final tiene el siguiente alcance:

1. Análisis crítico del esquema de remuneración de la actividad de Comercialización de energía en el mercado regulado, incluyendo la revisión de los antecedentes legales y regulatorios que determinan la estructura del Cargo de Comercialización de electricidad vigente.
2. Análisis de regulación comparada de la actividad de Comercialización en el sector eléctrico a nivel internacional, y antecedentes en actividades similares (e.g. gas natural por redes).
3. Propuesta de alternativas para subsanar las inconsistencias y distorsiones detectadas.
4. Análisis de la Resolución CREG 158 de 2010 en el contexto regulatorio regional.
5. Impacto previsible de la eliminación de la contribución del sector industrial sobre la viabilidad de las propuestas
6. Propuesta metodológica para establecer los costos eficientes de la Comercialización

3. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN EN COLOMBIA

3.1. Regulación y Objetivos Regulatorios

Un suministro de servicios públicos que contribuya, en el largo plazo, al desarrollo económico y al bienestar de la población, debe ser enmarcado en una política regulatoria basada en los siguientes principios u objetivos generales:

- **Sostenibilidad de los servicios en el largo plazo.** Éste es el objetivo primario de la regulación. No se trata de asegurar la sostenibilidad de las empresas que conforman el sistema sino de asegurar que el sistema provea el servicio a los usuarios actuales y también a los futuros. Alcanzar este objetivo depende de la disponibilidad de

recursos para financiar el funcionamiento, el mantenimiento y las inversiones necesarias para mejorar y ampliar los servicios para los usuarios existentes y los futuros. Para ello, es necesario asegurar a los proveedores eficientes de los servicios un caudal de recursos financieros que cubran los gastos de funcionamiento, mantenimiento e inversiones de capital relacionados con los servicios. Es decir que las tarifas deben asegurar la suficiencia financiera de las empresas eficientes.

- **Eficiencia económica.** En este concepto se incluye tanto la eficiencia asignativa, esto es que los precios reflejen los costos, como la eficiencia productiva, o sea, que dado el nivel de producto, se minimicen los costos. El logro de una prestación económicamente eficiente de los servicios públicos propende al mantenimiento de los precios en el nivel mínimo compatible con la sostenibilidad del servicio en el largo plazo y, al mismo tiempo, permite ofrecer a los usuarios incentivos para que hagan uso óptimo del servicio. Si las circunstancias lo permiten, la vía más conveniente para promover la eficiencia económica es la competencia, pero cuando las circunstancias no son propicias, es posible estimular la eficiencia por medio de mecanismos institucionales y reglamentarios.
- **Equidad – universalidad del servicio.** El objetivo de un sistema más equitativo se logra en buena medida fomentando la accesibilidad al sistema. La promoción del acceso de todos los ciudadanos al servicio suele ocupar un lugar importante en la política de la provisión de servicios públicos.
- **Salvaguardia de la calidad.** La salvaguardia de la calidad que se ofrece al usuario es lo que da la pauta de la idoneidad del servicio, por lo que es importante asegurar una estricta reglamentación de la calidad del servicio.

Asimismo es crucial la consistencia de los objetivos regulatorios antes mencionados con objetivos nacionales más amplios. El funcionamiento de los servicios públicos debe cumplir con objetivos adicionales previstos en los Planes y Políticas del Gobierno.

Aunque estos principios enunciados son generalmente aceptados, es importante señalar que existe un *trade-off* entre ellos, particularmente entre la sostenibilidad del sistema, la eficiencia y la equidad.

En todos los casos el regulador cuando selecciona un modelo regulatorio, mecanismo o instrumento regulatorio, debe priorizar algún objetivo en desmedro de otros. Por ejemplo, un determinado diseño (modelo) regulatorio puede ser muy adecuado para fomentar la competencia entre operadores pero presentar problemas en cuanto a la universalización del servicio; un mecanismo regulatorio puede ser muy eficiente en términos productivos pero no ser equitativo, etc.

Ello significa que no hay un mecanismo o instrumento óptimo *a priori*. Un instrumento óptimo en el logro de alguno de los objetivos regulatorios, seguramente no permita el logro de otros. La elección de los instrumentos más aptos en cada caso dependerá finalmente del contexto y de la priorización de los objetivos en conflicto.

Claramente, los principios antes citados son consistentes con los establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, que para la cadena energética son los siguientes: eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. En particular, la afirmación de que *“por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo”* reconoce la capacidad de la competencia para asignar eficientemente los recursos económicos, cuando esta

competencia efectivamente puede establecerse en condiciones adecuadas. Tales condiciones no son siempre alcanzables en las actividades del sector eléctrico; por lo tanto, en aquellas actividades en que la competencia no resulta factible o para las que el mercado presenta imperfecciones relevantes, se recurre a la regulación de las tarifas, procurando que las mismas reflejen aquellas que serían alcanzadas en condiciones de competencia perfecta. Por supuesto, las tarifas eficientes que reflejan los costos que cada cliente o usuario ocasiona al prestador no siempre son consideradas “equitativas” y menos aún “solidarias”.

3.2. Antecedentes de la Regulación de la Comercialización de Energía Eléctrica

3.2.1 *Los Principios en las Leyes 142 y 143 de 1994*

La Ley 143 de 1994, artículo 11, definió la actividad de comercialización como la actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7, esta actividad sólo puede ser desarrollada por agentes económicos que realicen alguna de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El artículo 42 de la misma Ley estableció un mercado de comercialización libre para los usuarios no regulados, en el cual las transacciones de electricidad son remuneradas mediante precios acordados entre las partes. Para los usuarios regulados, en cambio, las ventas de electricidad deben ser retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

Las mismas leyes 142 y 143, en sus artículos 73.11 y 23, respectivamente, asignaron a la CREG la competencia de aprobar las fórmulas tarifarias y metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a usuarios regulados.

En línea con lo planteado en el numeral anterior, el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 44 de la Ley 143 del mismo año establecen que el régimen tarifario a ser aplicado en el sector estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, además de simplicidad y transparencia.

A su vez, el artículo 9 de la Ley 142, señaló como uno de los derechos de los usuarios la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes para su obtención o utilización.

Y el artículo 74 consagró como función de la CREG propiciar la competencia en el sector de minas y energía y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

Otros dos aspectos relevantes de la Ley 142 de 1994 son los siguientes:

1. Según el Artículo 90.2, puede incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso;
2. El Artículo 91 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

3.2.2 *La Regulación Inicial de la Actividad: Resoluciones emitidas por la CREG*

Las resoluciones más relevantes relacionadas con la actividad de comercialización en el mercado regulado fueron las siguientes:

- **Resolución CREG 054 de 1994:** estableció las reglas para la actividad de comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Aspectos destacados:

1. Quienes presten el servicio de comercialización de energía están obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el mercado mayorista de energía
2. Los comercializadores solo pueden suministrar energía, a precios acordados libremente, a los usuarios no regulados. Los niveles de demanda mínima que deben cumplir los usuarios no regulados son establecidos por la CREG.
3. Los comercializadores de electricidad en el mercado regulado tienen obligación de atender todas las solicitudes razonables de suministro de electricidad para los usuarios residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen.
4. Las empresas distribuidoras que operan a la fecha de vigencia la resolución están obligadas a realizar la actividad de comercialización para el mercado regulado en su área de servicio, y con este fin deben mantener contabilidades separadas para esta actividad.
5. Las empresas que realicen en forma combinada las actividades de distribución y comercialización en el mercado regulado seguirán cumpliendo con las restricciones tarifarias establecidas en las resoluciones vigentes para usuarios regulados.
6. Los comercializadores de energía, deben distinguir en las facturas de los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales, entre el valor que corresponde al servicio, y el factor que para cada uno de esos comercializadores fijará la CREG, sin exceder del 20% del valor del servicio, destinado a dar subsidios. El pago y la transferencia de los subsidios debe realizarse de acuerdo a las reglas establecidas en el Decreto que reglamenta los "Fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos".
7. Al vender electricidad, los comercializadores no pueden discriminar entre personas o clases de personas, salvo que puedan demostrar que las diferencias en los precios reflejan diferencias en los costos por las circunstancias de dicha venta.
8. Las empresas que tengan actividades de comercialización y generación que se hayan constituido con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994, están obligadas desde el momento de su constitución a establecer contabilidades separadas para estas actividades.
9. Las empresas de distribución que realizan actividades de comercialización de electricidad para el mercado regulado en su área de servicio están sujetas a las normas sobre separación de actividades de la Resolución CREG-056 de 1994.
10. Los comercializadores que atienden el mercado regulado deben comprar energía mediante procedimientos que aseguren la libre competencia, teniendo en cuenta las fuentes disponibles.

- **Resolución CREG 056 de 1994:** adoptó disposiciones generales sobre el servicio público de energía eléctrica

Aspectos destacados:

1. Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994 con el objeto de prestar el servicio público de electricidad, y que hagan parte

del Sistema Interconectado Nacional, no podrán tener más de una de las actividades complementarias relacionadas con el mismo, salvo la de comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución. Las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban en la fecha que entró en vigor, más la actividad de comercialización, siempre y cuando, establezcan contabilidades separadas para cada una de sus actividades.

2. Se consideran prácticas restrictivas de la competencia las siguientes conductas:
 - a) Realizar actos o contratos en condiciones distintas a las usuales en el mercado, entre empresas que prestan el servicio de electricidad y sus matrices, o con las filiales de estas, o con los propietarios de unas y otras.
 - b) Romper el principio de neutralidad en materia tarifaria y de tratamiento a los clientes o usuarios de las empresas que prestan el servicio público de electricidad. Para analizar la condición social del cliente o usuario, cuando la Ley obligue a ello, debe examinarse el estrato al que aquel pertenece.
 - c) Hacer en una empresa que presta el servicio público de electricidad registros contables que no reflejen en forma razonable la separación que debe existir entre los diversos servicios que preste la misma empresa
 - d) Aprovechar en una empresa que presta el servicio público de electricidad información reservada de una empresa matriz, o filial, o en la que hay propietarios comunes, para obtener ventajas comerciales injustas al realizar actos o contratos, es decir, ventajas que no se habrían obtenido sin una información que debía permanecer reservada.
 - e) Permitir en una empresa que presta el servicio público de electricidad, que la información que debe mantenerse en reserva según la Ley, se comunique a quienes no tienen derecho a ella, y especialmente a la matriz, a las filiales, o a empresas que tienen propietarios comunes.
 3. Las empresas que ofrezcan servicios de transmisión o de distribución de energía deben publicar, en forma masiva, y mantener a disposición de sus clientes eventuales, y de las autoridades, documentos en los que aparezcan las tarifas que cobrarán por sus servicios, y sus diversos componentes, de ellas, de modo que cualquier interesado pueda hacer un estimativo correcto de lo que tendría que pagar por recibir tales servicios.
 4. Las empresas deben enviar mensualmente a la Comisión una relación de los contratos celebrados y suministrar a la Comisión en forma oportuna la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.
 5. Las empresas no están obligadas a proporcionar a los usuarios aquella información que la Ley en forma expresa califica como secreta o reservada; la información que se refiere a tarifas nunca tiene tal carácter.
- **Resolución CREG 031 de 1997:** dispuso las fórmulas generales que permiten a los Comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Aspectos destacados:

1. Se define un mercado de Comercialización como el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local.

2. La resolución define que las tarifas a usuarios finales regulados se someterán al régimen de libertad regulada definido en el numeral 10 del artículo 14 de la Ley 142 y en la propia Resolución. Toda persona que preste el servicio público de comercialización de electricidad, debe determinar el costo máximo de prestación del servicio de acuerdo con las diferentes opciones tarifarias, aplicando las fórmulas generales establecidas en el Anexo la Resolución y el costo base de comercialización que específicamente le apruebe la Comisión. Con base en el costo que así determine, el prestador del servicio de energía eléctrica establece las tarifas y cargos que puede cobrar a los usuarios. Además de tales cargos, el comercializador puede cobrar los costos de conexión.
3. El costo unitario que resulta de aplicar la fórmula general de costos junto con el costo base de comercialización del respectivo prestador del servicio, es un costo máximo para cada una de las opciones tarifarias, que faculta al comercializador para aplicar un valor inferior, si tiene razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores. En todo caso al aplicar el régimen tarifario de libertad regulada el comercializador deberá cumplir el principio de neutralidad establecido en el artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994 y los demás principios y normas que orientan el régimen tarifario.
4. Toda persona que pretenda prestar por primera vez el servicio de comercialización de electricidad a usuarios finales regulados dentro del Sistema Interconectado Nacional, o que desee realizar esa actividad en un mercado de comercialización diferente de aquel que atiende actualmente, previamente deberá presentar el estudio de costos necesario para que la Comisión apruebe el costo base de comercialización aplicable. El costo base de comercialización aprobado se aplica a cualquier usuario de ese mercado de comercialización que solicite ser atendido por ese comercializador.
5. Una vez que el comercializador determina el costo de prestación del servicio de electricidad con base en la fórmula de costos establecida en la Resolución, para efectos tarifarios está sujeto a las condiciones que rigen los subsidios y contribuciones, según las normas pertinentes.
6. Los comercializadores pueden actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios que se identifican en el Anexo de la Resolución 112 de 2001 (modificatoria en este aspecto de la resolución 031 de 1997) a efectos de la aplicación del Artículo 125 de la Ley 142 de 1994. Cada vez que se acumule una variación de por lo menos el tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios, se modifica el costo de prestación del servicio de acuerdo con la variación de cada índice de precios.
7. El comercializador respectivo debe hacer pública en forma simple y comprensible al público, por medio de un periódico de amplia circulación en los municipios donde preste el servicio, o en uno de circulación nacional, las tarifas que aplicará a los usuarios. Tal deber lo cumplirá antes de iniciar la aplicación del régimen de libertad regulada y cada vez que reajusta las tarifas.
8. **Fracción reconocida para cubrir pérdidas.** Este valor representa la fracción del costo de prestación del servicio, en la fórmula por kWh facturado, imputable sólo a las compras y al transporte por el uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), asociado con el efecto de las pérdidas (técnicas o no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión n . Es un parámetro único definido por la CREG por un valor inicial P_0 para todos los comercializadores en el nivel de tensión I , reduciéndose anualmente en forma escalonada hasta un valor final P_f de acuerdo con la ecuación

$$PRI_{t,t} = P_{I,0} \left(1 - t \frac{P_{I,0} - P_{I,f}}{4P_{I,0}} \right)$$

donde t es el número de años transcurridos desde el inicio de aplicación de la fórmula ($t= 0, 1, 2, 3, 4$).

Estos niveles de pérdidas reconocidos eran los totales acumulados hasta el nivel de tensión uno, incluyendo las pérdidas por el STN, y sus valores se fijaron como $P_{I,0} = 0.20$ y $P_{I,f} = 0.13$ para el primer período regulatorio de fijación de fórmula tarifaria.

Para los niveles de tensión superiores, los niveles de pérdidas reconocidos eran únicos para todo el período regulatorio, y estaban dados por los siguientes porcentajes acumulados: Nivel IV: 3.53%, Nivel III: 5.06%, y Nivel II: 7.10%.

9. **Costos de comercialización.** Mediante este cargo se reconocen los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, en la siguiente forma:

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

Donde:

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

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

CFM_{t-1} Consumo Facturado Medio de cada empresa en el año $t-1$ a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

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

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

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

Los parámetros C_0^* para las empresas deben ser aprobados por la CREG, con base en la metodología de optimización que se incluye en el Anexo número dos de la Resolución.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 3º de la Resolución CREG-113 de 1996, los comercializadores pueden efectuar un cobro mínimo a cualquier usuario, residencial o no-residencial, por concepto de costos fijos de atención de clientela. Este cobro mínimo es equivalente al costo de comercialización que resulte de la aplicación de la fórmula, valorado en \$/factura.

El cobro mínimo se puede facturar únicamente cuando la liquidación de los consumos de energía y/o de potencia del usuario, sea inferior a dicho cobro mínimo, caso en el cual la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación de los consumos de energía y/o potencia del usuario.

10. **Costos de conexión y otros cobros.** Las empresas podrán cobrar a sus usuarios, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprende la acometida y el medidor y podrá incluir, de autorizarlo la Comisión, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución, de acuerdo con el artículo 90 de la Ley 142 de 1994. Se prohíbe el cobro de derechos de suministro, formularios de solicitud y otros servicios o bienes semejantes. En caso que una solicitud de conexión implicara estudios particularmente complejos, su costo, justificado en detalle, podrá cobrarse al interesado, salvo que se trate de un usuario residencial perteneciente a los estratos 1, 2, 3, de acuerdo con el artículo 95 de la Ley 142 de 1994.
11. **Costo unitario del servicio.** El costo unitario monomio está dado por la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

Donde:

n : Nivel de tensión.

m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula ($t= 0, 1, 2, 3, 4$).

z : Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

$CU_{n,m,t}$ Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

$G_{m,t}$ Costos de compra de energía (\$/kWh).

$T_{m,t,z}$ Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) para el mes m del año t en la zona z .

$D_{n,m}$ Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .

$O_{m,t}$ Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes m del año t .

$PR_{n,t}$ Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .

$C_{m,t}$ Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t .

Las equivalencias entre los costos monomios aquí establecidos y los costos correspondientes a otras opciones tarifarias que los comercializadores pueden ofrecer a sus usuarios, serán establecidas por la Comisión en resolución separada.

- **Resolución CREG 108 de 1997:** estableció los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física.
- **Resolución CREG-199 de 1997:** estableció límites para la contratación en el mercado competitivo.

Aspectos destacados

1. **Límites para la contratación en el mercado competitivo.** Se establecen los siguientes límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo
 - a. Hasta el 31 de diciembre de 1997 1.0 MW.
 - b. A partir del 1o. de enero de 1998 0.5 MW o 270 MWh.
 2. **Equipos de medición.** Es requisito indispensable para acceder al mercado competitivo que el usuario instale un equipo de medición con capacidad para efectuar teledata, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora, de acuerdo con la Resolución CREG 025 de 1995.
 3. **Obligación de estar representado por un comercializador.** Todo usuario no regulado debe estar representado ante el mercado mayorista por un comercializador.
 4. **Obligación de recaudar la contribución de solidaridad.** Las facturas de los usuarios del mercado competitivo incluirán la contribución del 20% sobre el valor del servicio, distinguiendo el valor del servicio y dicha contribución.
 5. Los comercializadores no pueden discriminar, al vender energía, entre personas o clases de personas excepto en los casos en que puedan demostrar que las diferencias de precios reflejan diferencias en los costos por las circunstancias de la venta.
- **Resolución CREG 225 de 1997:** estableció la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.
 - **Resolución CREG 131 de 1998:** modificó la Resolución CREG-199 de 1997 y consagró disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.

Aspectos destacados:

1. **Definición de usuario no regulado.** Persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.
 2. **Límites para contratación en el mercado competitivo.** A partir de la vigencia de la presente Resolución, se establecen los siguientes límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo:
 - a. Hasta el 31 de diciembre de 1999 0.5 MW o 270 MWh.
 - b. A partir del 1º de enero del 2000 0.1 MW o 55 MWh.
- **Resolución CREG 007 de 1999:** dispuso que los comercializadores que deseen prestar el servicio de electricidad a usuarios regulados en un mercado existente, no requerirán obtener la aprobación previa de un costo base de comercialización por parte de la Comisión. Para tal efecto, el Costo Base de Comercialización (Co*) a aplicar será el ya aprobado para el respectivo mercado.
 - **Resolución CREG-047 de 2002:** sometió a consideración de los agentes, usuarios

y terceros interesados, las bases sobre las cuales se establecería la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario.

- **Resolución CREG-068 de 2002:** sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definiría el Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.
- **Resolución CREG-019 de 2005:** sometió a consulta un proyecto de resolución para la adopción de la fórmula tarifaria general.
- **Resolución CREG-001 de 2007:** la CREG da cumplimiento al artículo 3° de la Ley 1117 de 2006, en relación con la aplicación de subsidios para estratos 1 y 2, para los Servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Red de Tubería.

El artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 establece: “*Aplicación de subsidios. La aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir del mes de enero de 2007 hasta diciembre del año 2010, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor, sin embargo, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60 % del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50 % de éste para el estrato 2.*

Los porcentajes máximos establecidos en el presente artículo no aplicarán para el servicio de energía eléctrica de las zonas no interconectadas.”

3.2.3 Los Decretos 387 y 4977 del año 2007

Mediante el Decreto 387 de 2007, ajustado por el Decreto 4977 del mismo año, el Gobierno Nacional estableció varias disposiciones “pretendiendo corregir las distorsiones a la competencia que se venía dando en la comercialización del mercado regulado”:

1. Las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, y que dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.
2. Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas.
3. La fórmula tarifaria incluirá un Costo Base de Comercialización que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un margen de Comercialización que refleja los costos variables de la actividad.
4. La CREG reconocerá al Operador de Red el costo eficiente del Plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Operador de Red.
5. La CREG adoptará los mecanismos que permitan dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 (sobre subsidios).

El decreto define la actividad de comercialización minorista como “*la 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.” El comercializador minorista es el “Generador-comercializador”, distribuidor-comercializador o comercializador que desarrolla la actividad de comercialización minorista”.

3.2.4 Resolución CREG 119 de 2007

Como resultado de la aprobación de los decretos antes citados, la CREG aprobó la Resolución 119 de 2007, que consagró una nueva fórmula tarifaria general para permitir a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Aspectos destacados:

1. **Libertad regulada.** Permanece el régimen de libertad regulada para las empresas comercializadoras minoristas al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados; las empresas deben determinar con la fórmula tarifaria general y con la metodología establecida en la resolución las tarifas a aplicar a esos usuarios.
2. **Costo Base de Comercialización.** Se define el Costo Base de Comercialización que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización. El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, que es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, resulta expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura. Se considera además el Margen de Comercialización que es el Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad. Se define por un lado la Demanda Comercial del Comercializador Minorista por Mercado de Comercialización que corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados que son atendidos por un Comercializador y por otro la Demanda Comercial del Mercado Regulado, que corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados de un Mercado de Comercialización que son atendidos por un Comercializador Minorista. Se definen las pérdidas no-técnicas de energía para cada Mercado de Comercialización.
3. **Componentes del Costo Unitario de Prestación.** El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura, según se indica a continuación:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

Donde:

- n : Nivel de tensión de conexión del usuario
- m : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio
- i : Comercializador Minorista
- j : Es el Mercado de Comercialización

$CUV_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j

T_m : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m

$D_{n,m}$: Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m

$C_{V_{m,i,j}}$: Margen de Comercialización correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh)

$R_{m,i}$: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j

$CUf_{m,j}$: Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes m para el Mercado de Comercialización j

$Cf_{m,j}$: Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes m , para el Mercado de Comercialización j

El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de:

- a. el producto entre el consumo en kWh en dicho período y el componente variable del costo unitario $CUV_{n,m,i,j}$; y
 - b. el valor del componente fijo del costo unitario $CUf_{m,j}$.
4. Se define un esquema de transición gradual para el traslado de costos de compra de energía, en paralelo con la implementación del MOR y el vencimiento de los contratos bilaterales. (Nótese que la implementación del MOR del dejaría poco margen para el comercializador.)
 5. **Costo de Pérdidas.** Los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final, expresados en \$/kWh, incluyen:
 - i) el costo de las pérdidas eficientes de energía;
 - ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía; y
 - iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas

de energía.

Se establece que el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas y sus costos serán definidos por la CREG. Hasta tanto estos sean determinados rigen los niveles de pérdidas establecidos en la resolución CREG-031 de 1997 y el costo del programa de reducción de pérdidas se asume nulo.

Una vez inicie el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas, la CREG debe aprobar un factor para cada nivel de tensión en virtud del desarrollo de Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía que presente el Operador de Red del Mercado de Comercialización correspondiente.

6. **Costos de Comercialización.** Se establece que los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

$$C_{m,j}^f$$

$$C_{m,i,j}^v = C_{m,j}^* + \frac{CER_{m,i} + CCD_{m-1,i} + CG_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

Donde:

m : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del servicio

$C_{m,i,j}^v$: Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista i , del Mercado de Comercialización j , que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes m , expresado en (\$/kWh),

$C_{m,j}^f$: Costo Base de Comercialización (\$/factura), para el Mercado de Comercialización j , correspondiente al mes m , conforme se establezca en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización

$C_{m,j}^*$: Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m , conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización

$CER_{m,i}$: Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista i , conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD

$V_{m-1,i}$: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i , expresadas en kWh, en el mes $m-1$.

$CCD_{m-1,i}$: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m-1$, de acuerdo con la regulación vigente

$CG_{m-1,i}$: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asignen al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m-1$, conforme con la regulación vigente.

7. **Transición para la aplicación de los costos de comercialización.** Hasta tanto se defina en regulación posterior, la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización para el próximo Período Tarifario, los costos variables de comercialización corresponderán a los establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Cf_m = 0$$

$$Cv_{m,i} = C^*_{m,t} + \frac{CER_{m-1,i} + CCD_{m-1,i}}{V_{m-1,i}} + CG_m$$

Donde:

$C^*_{m,t}$: Costo de comercialización definido de acuerdo con la siguiente expresión.

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

Con:

C_0^* : El Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador, determinado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG-031 de 1997.

CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio del Comercializador Minorista en el año $t-1$ de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados). Se establece una transición gradual lineal para la exclusión de la demanda de usuarios no regulados del CFM de 6 meses.

$\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Esta variación se asume como del 1% anual.

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

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C^*_0 .

CG_m : Costos de Garantías en el Mercado Mayorista, expresados en \$/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente.

3.2.5 El Decreto 3414 de 2009

La Resolución CREG 119-2007 se aprobó en el marco de lo dispuesto por el Decreto 387 del mismo año. Sin embargo, la aplicación de un cargo fijo por factura implica un aumento del cargo de comercialización para los usuarios de bajos consumos y por lo tanto tiene impacto en los subsidios requeridos del Presupuesto General de la Nación.

Es así que el Decreto de 2009 señala:

“ Que la implementación del Costo Base de Comercialización, como componente de la fórmula tarifaria, que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado, tiene como efectos el incremento tarifario del cargo de comercialización; lo cual impacta directamente el Presupuesto General de la Nación, debido al incremento de subsidios en los estratos I y II, en un cálculo aproximado de 210.000 millones de pesos para la vigencia fiscal de 2008.”

Como consecuencia de ello, el Decreto establece que *“La Comisión de Regulación de Energía y Gas, al adoptar la metodología de remuneración de la actividad de comercialización sólo aplicará lo dispuesto por el literal g) del artículo 3o del Decreto 387 de 2007, si al momento de aprobar dicha metodología, el Ministerio de Minas y Energía establece que a la luz de lo previsto en el Marco de Gasto de Mediano Plazo, dispondrá de los recursos necesarios para sufragar los gastos adicionales por concepto de subsidios a la demanda.”*

3.2.6 Ley 1428 de 2010

Modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería, pasando el subsidio de estrato 1 de 50% a 60% y el de estrato 2 de 40% a 50%, con aplicación desde el 1 de enero de 2011.

3.2.7 Ley 1430 de 2010

La Ley 1430 de 2010 modifica el esquema de contribuciones del sector industrial.

Establece que para los efectos de la sobretasa o contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, se aplicará para los usuarios industriales, para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, y para los usuarios comerciales, el veinte por ciento (20%) del costo de prestación del servicio.

Los usuarios industriales tendrán derecho a descontar del impuesto de renta a cargo por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la sobretasa a que se refiere el presente párrafo. La aplicación del descuento aquí previsto excluye la posibilidad de solicitar la sobretasa como deducible de la renta bruta.

A partir del año 2012, esos sujetos no serán sujetos del cobro de esta sobretasa. Así mismo, el gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de la presente sobretasa.

3.2.8 Resoluciones CREG a partir del año 2009

La **Resolución CREG 179 de 2009** hizo público un proyecto de resolución que propone adoptar la CREG para reducir gradualmente los límites para contratación de energía en el mercado competitivo de la comercialización a partir del año 2011.

La **Resolución CREG 183 de 2009** adoptó reglas relativas al cambio de usuarios entre el mercado no regulado y el mercado regulado para evitar que los usuarios con condiciones para ser usuarios no regulados arbitren entre el mercado regulado y no regulado.

La **Resolución CREG 013 de 2010** modificó disposiciones en materia de Garantías y registro de fronteras y contratos de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.

La **Resolución CREG 047 de 2010** reguló el retiro de los agentes del mercado,

especificando medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios finales.

La **Resolución CREG 143 de 2010** ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar la CREG “Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica”

La **Resolución CREG 158 de 2010** ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general: “Por la cual se adoptan los Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica”

La **Resolución CREG 186 de 2010** reglamentó lo establecido en el Artículo 1° de la Ley 1428 de 2010 por la cual se modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería, pasando el subsidio de estrato 1 de 50% a 60% y el de estrato 2 de 40% a 50%, con aplicación desde el 1 de enero de 2011.

3.3. El modelo regulatorio para la comercialización en el sector energía eléctrica

El modelo regulatorio aplicado para el sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados, dentro de un esquema denominado de *libertad regulada*, entiendo por tal un esquema de precio máximo para los usuarios regulados. Ello significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica aún a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor incumbente. Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado a través de un esquema tipo precio máximo (*price cap*). La opción regulatoria de precio máximo como salvaguarda para los usuarios regulados es en este contexto la única viable, pues claramente ni la regulación por costo de servicio ni por ingreso máximo son aplicables en un ambiente liberalizado.

Esta solución regulatoria no es usual en la experiencia internacional. En efecto, en muchos casos, especialmente en Latinoamérica, la competencia en la comercialización se restringe a los consumidores de cierto porte, que son considerados libres de contratar su suministro de energía a precios libremente convenidos, aunque por supuesto se fijan los cargos por uso de la red. Los consumidores pequeños, en cambio, permanecen como clientes cautivos del distribuidor incumbente, con tarifa regulada.

En otros casos, como sucede en varios países europeos, la liberalización del mercado ha implicado la competencia en la etapa de comercialización para usuarios cada vez más pequeños, llegando eventualmente a todos los usuarios, pero en este caso los cargos de comercialización no son regulados, al menos cuando se logra competencia suficiente, ya que se espera que la competencia promueva tarifas eficientes. En algunos países, se mantiene la figura del proveedor de última instancia, que habitualmente es el distribuidor incumbente, con tarifas máximas reguladas.

Los antecedentes revisados en 2.2 muestran que la regulación colombiana para la comercialización minorista en el sector eléctrico ha marcado un caso típico de conflicto entre los principios que orientan la regulación.

La apertura a la competencia del mercado de comercialización para todos los consumidores (orientada por un objetivo de eficiencia en la actividad), sumada a la fijación de un cargo de comercialización variable por el servicio (que implica subsidios cruzados entre consumidores grandes y pequeños, principio de solidaridad) y a la imposibilidad del incumbente de discriminar precios entre consumidores (principio de neutralidad), llevó a un “descreme” del mercado por parte de los comercializadores entrantes, y a un aumento progresivo de los

costos unitarios de comercialización del mercado regulado de los incumbentes. Nótese que si se profundizara la apertura del mercado no regulado, bajando los requerimientos de energía y demanda, el conflicto se acentuaría, pues si bien habría un mercado más interesante para disputar, los consumidores cautivos deberán necesariamente pagar un cargo por comercialización mayor.

El diagnóstico coincide en sus líneas básicas en el estudio realizado por la Consultora A.M. Ferreira en el año 2006, y en el que se presenta en el documento de la CREG D117-2010 que fundamenta el Reglamento de Comercialización sometido a consulta en octubre de 2010.

Así, el primero de los estudios antes citados atribuye las ineficiencias del sistema (que no ha logrado reducir significativamente los costos agregados sino que los ha redistribuido entre usuarios) a dos factores principales:

- Una regulación tarifaria de costo medio variabilizado que no permite que el comercializador incumbente compita en igualdad de condiciones con los entrantes.
- Una asignación asimétrica de las pérdidas de energía eléctrica que ha permitido la entrada subsidiada de la competencia y limitado aún más la capacidad de competir del incumbente

En el documento D117-2010 se afirma:

“La fórmula utilizada para determinar el cargo de comercialización consiste en la división entre un costo base de comercialización por factura para un mercado de comercialización y un consumo promedio por factura de cada empresa que atiende usuarios en ese mercado de comercialización. De esta forma, para un mismo costo base de comercialización en un mercado, un mayor consumo facturado medio por empresa resulta en un menor cargo de comercialización para esta empresa y viceversa. Esto permitió que un comercializador nuevo escogiera a los usuarios más grandes e hiciera atractivo el cambio para los usuarios al poder ofrecerles un cargo de comercialización menor..... Este “descrime del mercado”, a pesar de permitir la competencia entre las empresas, tiene consecuencias negativas en el sector al poner en riesgo la universalización del servicio de energía eléctrica, entendida como la oferta y continuidad en la prestación del servicio a los usuarios que son menos atractivos para los comercializadores entrantes, que son generalmente los usuarios de menos recursos”

Efectivamente, después de varios años de aplicación del modelo, parece haber un consenso en el diagnóstico. La fijación de un cargo de comercialización variable medio (que de acuerdo con la Resolución CREG 031 de 1997 incluía para el cálculo aún la demanda de los usuarios no regulados a los que el incumbente proveía servicio) junto con la prohibición al incumbente de discriminar o segmentar mercados de consumidores y las obligaciones como prestador de última instancia, provocaron su incapacidad de competir con los comercializadores entrantes que podían “elegir” los usuarios más atractivos, ya que eran los que tenían la posibilidad de alcanzar un cargo de comercialización por factura menor al que les era aplicado. De hecho, la segmentación de mercados que se prohibió al incumbente se dio a través de comercializadores “especializados” en los distintos tipos de consumidores. La consecuencia fue el aumento del cargo para los usuarios de bajo consumo.

Desde el punto de vista regulatorio, es deseable que los costos de universalización del servicio sean explícitos y cubiertos por el presupuesto nacional o por el mercado en su conjunto, sin generar asimetrías de costos y distorsiones entre competidores. Una opción sería, manteniendo el esquema de regulación por precio máximo, instrumentar la figura de prestador de última instancia, distribuyendo el costo de ese “seguro” entre toda la demanda, de forma de evitar nuevas asimetrías.

Las disposiciones establecidas en el Decreto 387 están orientadas en esa dirección, en la

medida que definen la incorporación de un cargo fijo de comercialización (por factura) e incorporan a la fórmula tarifaria el costo de combatir las pérdidas no técnicas. Como contrapartida, la desaparición de subsidios cruzados implícitos en la fijación de un cargo variable medio implica la necesidad de mayores aportes desde el Presupuesto Nacional para mantener el nivel de la tarifa de los estratos 1 y 2.

Las disposiciones del Decreto 387 del año 2007 fueron recogidas por la Resolución de la CREG 119 del mismo año, la que contemplaba un régimen de transición antes de la aplicación del cargo fijo de comercialización. Durante el período de transición se aplica un costo variable de comercialización calculado con una fórmula similar a la incluida en la Resolución CREG 031 de 1997, pero con el consumo medio por factura del mercado regulado (la eliminación prevista del mercado no regulado en el cálculo del promedio es gradual).

El impacto fiscal previsto de la implantación del cargo fijo finalmente resultó en la aprobación del Decreto 3414 del año 2009, que condiciona la aplicación del mismo a la disponibilidad de los recursos necesarios para sufragar los gastos adicionales por concepto de subsidios a la demanda.

3.4. La Regulación de la Comercialización de Gas por Redes

La regulación de la comercialización de gas por ductos en Colombia tiene importantes diferencias con la aplicada para la comercialización de energía eléctrica.

Por Decreto 3429 de 2003, el Ministerio de Minas integró las actividades de distribución y comercialización minorista a usuarios regulados, limitando la posibilidad de abrir el mercado a la competencia. El único autorizado para realizar la comercialización minorista es el comercializador establecido, o sea la empresa distribuidora. De acuerdo con el decreto citado, mientras no exista un mercado competitivo a nivel mayorista, la actividad seguirá siendo desarrollada exclusivamente por los distribuidores.

Esto marca una diferencia sustantiva con la apertura a la competencia de la actividad de comercialización para los usuarios de todos los niveles de consumo que se ha dado en el sector eléctrico. Y ello aún cuando el gas natural cuenta con sustitutos que actúan como reguladores naturales del comportamiento de los comercializadores minoristas, lo que no sucede con la electricidad.

Los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización, junto con las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes, fueron establecidos por la Resolución CREG 011 de 2003.

De acuerdo con lo establecido, la actividad de comercialización se remunera con un cargo máximo, calculado como el cociente entre a) la suma de los gastos anuales de AOM atribuibles a la actividad (que resultan de aplicar la metodología DEA), reconociendo un margen de comercialización y b) el número de facturas emitidas. Este cargo es trasladado como un cargo fijo expresado en pesos por factura a la fórmula tarifaria.

Por otra parte, el margen de comercialización se calcula sobre el ingreso anual, con base en el análisis de los márgenes de comercialización que obtienen empresas que actúan de intermediario, del Sector 30- Comercio al detalle de la clasificación de la Superintendencia de Sociedades.

La Resolución CREG 136 de 2008 estableció las bases sobre las que se realizarían los estudios requeridos para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustibles por redes para el siguiente período tarifario.

Considerando las observaciones formuladas por los agentes, la Resolución CREG 103 de 2010 ordena publicar un proyecto de resolución con el que se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados.

La propuesta regulatoria contenida en la resolución considera a la actividad de comercialización minorista de gas combustible por redes como la intermediación económica y comercial de la compra del producto, el transporte y la distribución de gas natural y su venta a usuarios finales.

El esquema de remuneración propuesto para la actividad tiene los siguientes aspectos destacados:

Se redefine el mercado relevante a considerar en cada caso, indicando que el tamaño mínimo será el correspondiente a la cabecera urbana de un municipio o un corregimiento del municipio de acuerdo con el objetivo de cobertura de la empresa que presenta la solicitud tarifaria

Se analizarán las solicitudes de agrupación de mercados propuestas por las empresas, con los siguientes criterios:

- Que el costo del servicio no supere el costo del GLP por cilindros
- Que los municipios a integrar en un mercado se encuentren conectados físicamente por un gasoducto
- Que la integración de mercados no provoque un aumento de tarifas superior al 3% en ninguno de ellos

La conformación de mercado relevante de comercialización corresponderá con la de distribución, pero el cargo de comercialización se determina por empresa.

El cargo máximo base de comercialización C_0 estará conformado por una componente fija (C_f) y una variable (C_v).

$$C_{f_0} = \frac{AOM+DEP}{Facturas} \quad C_{v_m} = (MO + R_{cartera}) * (G_m + T_m + D_m)$$

Donde:

C_{f_0} :	Componente fijo del cargo máximo base de comercialización, expresado en \$/factura de la Fecha Base.
AOM :	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento relacionados con la actividad de comercialización de gas combustible,
DEP :	Depreciación anual de las inversiones en equipos de cómputo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de Comercialización.
$Facturas$:	Número de facturas del año para el cual se tomaron los parámetros de cálculo de los componentes anteriores, relacionadas exclusivamente con la actividad de comercialización de gas combustible.
C_{v_m} :	Componente variable del cargo máximo base de comercialización expresado en \$/m ³ aplicable en el mes m.
MO :	Margen operacional

G_m :	Costo promedio unitario en \$/m ³ de las compras de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
T_m :	Costo promedio unitario en \$/m ³ del transporte de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
D_m :	Costo promedio unitario en \$/m ³ del cargo de distribución de gas combustible destinado a Usuarios Regulados, del mes m-1 de cálculo.
$R_{cartera}$:	Prima de riesgo de cartera

El cálculo del componente fijo de comercialización se hará por agente Comercializador y se aplicará para cada Mercado Relevante de Comercialización que atienda a la fecha de solicitud de cargos.

Para el caso de atención mercados relevantes nuevos, se fijará un Cargo Fijo de Comercialización igual al de otro Comercializador que atienda un mercado similar comparado con base en la escala y la densidad del mercado (promedio del número de usuarios que serán atendidos, y número de usuarios por unidad de longitud de red del sistema de distribución, en un horizonte de 5 años contados a partir del año en que se proyecte el inicio de la prestación del servicio).

El valor Cf_0 así calculado se referirá a la Fecha Base de la solicitud tarifaria.

El margen operacional con el cual se remunera la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados corresponde a 3,78%.

La prima mediante la cual se remunera el riesgo de cartera que enfrentan los Comercializadores de gas combustible a usuarios regulados se establece en 0,24%.

El Componente fijo del cargo máximo base de comercialización se actualizará con el Índice de Precios al Consumo.

Para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, que se remunerarán en los cargos de distribución y comercialización de gas combustible se adoptará la metodología de fronteras estocásticas. El análisis se realizará conjuntamente para los costos AOM de distribución y comercialización, separando después en ambos componentes de acuerdo con el promedio de los porcentajes declarados por cada empresa.

4. TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

El modelo regulatorio colombiano en materia de comercialización de electricidad es único en América Latina. Como fue señalado antes, la opción regulatoria seleccionada por la mayoría de los países de la región solo libera a la competencia la comercialización de energía a los denominados grandes consumidores o usuarios, categoría cuyo consumo requerido es usualmente decreciente a medida que el mercado madura.

En contrapartida, existen algunos mercados que han avanzado hacia la desregulación total de la actividad, de los que el más conocido es el del Reino Unido.

A continuación se realizará una descripción de las principales características de la regulación de la comercialización en ese mercado y en Brasil.

4.1. Reino Unido

4.1.1 Configuración del Sector Eléctrico

Luego de un período de concentración en la actividad de generación, que fue combatido por el gobierno con medidas de desinversión forzada de las principales empresas y límites a operaciones de integración, el mercado inglés presenta un nivel de competencia razonable, con cinco grandes empresas de generación que representan algo menos del 70% del mercado. La construcción y operación de centrales de potencia igual o superior a 50 MW requiere licencia, sujeta al cumplimiento de requisitos definidos por las normativas energética y ambiental. Las plantas de potencia inferior a 50 MW son autorizadas y controladas por las autoridades regionales.

La empresa operadora de la red es la *National Grid Company* (NGC), que tiene obligación de dar acceso no discriminatorio a la red de transporte. NGC es responsable de la correcta operación del sistema de transmisión

Existen doce compañías regionales de electricidad (RECs) en Inglaterra y Gales y otras dos en Escocia. La operación de una red de distribución también requiere de licencia y el uso de la red por parte de un tercero exige la firma de un acuerdo específico con el distribuidor; el uso puede ser denegado si compromete el correcto funcionamiento del sistema.

La regulación tarifaria de las empresas de transmisión y distribución ha sido del tipo RPI-X, con revisión cada cinco años, y rigen requerimientos de calidad de servicio. Actualmente está a consideración un nuevo esquema regulatorio con períodos de 10 años. Cada operador de distribución establece sus tarifas de acceso en el marco de la regulación de precios. Se ha introducido competencia en la medición, manteniendo precios regulados durante la transición a la competencia.

El desarrollo de la actividad de comercialización requiere de licencia. La Ley de Electricidad (*Electricity Act*) prevé dos tipos de licencia: Provisión Pública de Electricidad de primera fila (*"first-tier"* o PES) y otras licencias usualmente denominadas licencias de segunda fila (*"Second Tier Licenses"*).

La primera es la licencia que se otorga a las RECs que les permite además de distribuir energía eléctrica dentro de su área de concesión, suministrar energía eléctrica a cualquier consumidor dentro de esa área. La otra licencia otorga derecho a que cualquier persona pueda suministrar energía eléctrica a cualquier consumidor (inicialmente excluidos aquellos denominados designados, con consumos inferiores a 12.000 kWh/año, para los que en la transición a la competencia rigió tarifa regulada) en cualquier región. Esta última licencia habilita también a las RECs que la disponen a comercializar energía fuera de su área, o sea que quienes la poseen pueden ser considerados comercializadores puros. Usualmente, todas las RECs tienen negocios de comercialización de primera y segunda fila.

Los comercializadores deben publicar las tarifas, negociar con los clientes, tomar las lecturas de los medidores y procesar los pagos..

4.1.2 Comercialización Minorista

La actividad de comercialización, considerada independiente de la distribución, fue liberada gradualmente y actualmente no hay tarifa regulada para la misma.

En 1990 los clientes con una demanda máxima superior a 1 MW fueron autorizados a escoger su proveedor. Se trataba de unos 5000 consumidores. En 1994, la competencia fue ampliada a 50000 consumidores con una demanda máxima entre 100 kW y 1 MW. Finalmente, en 1998, la competencia en el suministro eléctrico se amplió a los 23 millones de consumidores residenciales, aunque durante los primeros años se mantuvo una tarifa

tipo *price cap* para los usuarios con consumos inferiores a los 12.000 kWh/año.

La implementación de la competencia a nivel minorista debió resolver varios problemas, desde la definición de los perfiles de consumo zonales para que no fuera necesario requerir medidores con registro cada media hora a los pequeños consumidores, hasta la modificación del software utilizado por el Pool. También se incorporaron obligaciones a las licencias de distribuidores y comercializadores, relacionadas con aspectos de protección al consumidor. Se establecieron criterios de distribución de información entre la distribuidora local y las comercializadoras para evitar cualquier tipo de discriminación, en especial con los cargos por uso del sistema. Durante el período de transición a la competencia plena se mantuvo una tarifa regulada de tipo *price cap*.

Uno de los procesos que debió ser ajustado y normalizado fue el correspondiente al cambio de suministrador. Actualmente, los cambios de suministrador son coordinados por la *Master Registration Agreement Service Company Limited* (MRA). Esta compañía fue fundada en 1998 por los firmantes del MRA y es responsable de gestionar ese cambio. El MRA establece, entre otras, la regulación aplicable a las lecturas de los contadores para llevar a cabo el mismo. El plazo para completar el proceso de cambio de suministrador no puede exceder las seis semanas.

Los comercializadores están obligados a publicar sus precios, lo cual es controlado por el *Energywatch* (organismo independiente a cargo de la defensa de los intereses de los consumidores de energía y gas). Es usual que los comercializadores ofrezcan opciones de pago variadas, tanto en la frecuencia de facturación como en el modo de pago, así como descuentos por el suministro combinado de electricidad y gas. En algunos casos también se ofrecen “paquetes” multiservicio incluyendo telecomunicaciones. Los comercializadores domésticos de gas y electricidad están asociados en la *Energy Retail Association* (ERA), que desarrolla funciones vinculadas a la actividad de comercialización “*retail*”, incluyendo por ejemplo el desarrollo de métodos de facturación estandarizados, esquemas más eficientes para el cambio de suministrador, desarrollo de sistemas para promoción de la eficiencia energética.

La medición es actualmente considerada una actividad separada con relación a la distribución y a la comercialización. Usualmente es llevada a cabo por la propia comercializadora (opción más frecuente) o por un *Meter Operator* (MO) subcontratado por el distribuidor o el usuario. El MO instala el contador y realiza las lecturas y el mantenimiento del mismo. Muchos de los MO son agentes comercializadores de electricidad.

Para consumos de potencia superior a 100 kW, los consumidores deben instalar medidores de consumo con registro cada media hora. Para potencias menores, existe la opción de facturar con base en perfiles de demanda.

Existen medidas de protección para los clientes vulnerables, que buscan evitar desconexiones por falta de pago y otorgarles facilidades para el pago de los adeudos.

Las estadísticas publicadas por *Energywatch* indican que más del 50% de los usuarios domésticos ha cambiado de suministrador alguna vez, y que un porcentaje importante de los usuarios (cerca de 70%) tiene el mismo proveedor para gas y electricidad.

4.2. Brasil

4.2.1 Configuración del Sector Eléctrico

El diseño de la regulación de Brasil prevé que la expansión de la generación se desarrolle por la demanda de contratos de los concesionarios distribuidores y de los grandes consumidores. La regulación impone a los distribuidores la obligación de realizar contratos por el 100% de su demanda de energía, con una anticipación de un año para la energía a

ser suministrada por centrales ya existentes y de tres a cinco años para la energía a suministrar por centrales a ser construidas. Los consumidores libres también deben contratar el 100% de su demanda.

El estado federal mantiene una participación importante en la generación, a través de la propiedad de las principales empresas de generación hidráulica (el 80% de la generación permanece en manos del Estado).

El Sistema Interligado Nacional (SIN), está constituido por cuatro grandes subsistemas: Sur, Sudeste/Centro-Oeste (el mayor del país), Norte y Nordeste y tiene múltiples propietarios. Las interconexiones entre los subsistemas posibilitan la optimización conjunta de la generación en las diferentes cuencas hidráulicas, aprovechando su diversidad hidrológica. Existen también sistemas aislados del SIN, cuya demanda de energía es alrededor del 3% del total del país.

La reforma regulatoria del año 2004 determinó la creación de tres ambientes de comercialización de energía eléctrica:

- Ambiente de contratación regulada (ACR) en el que las distribuidoras compran por contratos.
- Ambiente de contratación libre (ACL) en el que los generadores, importadores y comercializadores venden a los consumidores libres y exportadores en contratos bilaterales.
- El mercado de corto plazo (en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, CCEE) en el que son realizadas operaciones de ajuste por los saldos de los contratos, a un precio de liquidación de diferencias (PLD), que constituye un mercado spot de energía

Los distribuidores deben garantizar el abastecimiento de la totalidad de su demanda a través de contratos en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR). Los generadores adjudicatarios de esos contratos son seleccionados por medio de subastas (leilões), reguladas y ejecutadas por Aneel, directamente o a través de la CCEE. Los vencedores de la subasta son quienes ofrecen un menor precio por MWh a ser suministrado.

Los Contratos de Comercialización en Ambiente Regulado (CCEAR) son entonces realizados entre los generadores vencedores y los distribuidores en la proporción de sus necesidades declaradas.

Los contratos firmados con centrales nuevas (subastas A-5, cinco años antes y A-3, tres años antes) tienen duración mínima de 15 años y máxima de 30 años, a partir del inicio del suministro. Los contratos con centrales existentes (subastas A-1) tienen duración mínima de 5 años y máxima de 15 años. Para los suministros con fuentes alternativas la duración es entre 10 y 30 años. Existen subastas de ajuste que tienen un plazo máximo para el inicio de la entrega de cuatro meses y plazo de suministro de hasta dos años.

Los proyectos considerados prioritarios, por su carácter estratégico y su interés público, son incluidos en las subastas A-5 y A-3. Cada proyecto es ejecutado por la empresa que requiera el menor precio de energía para ejecutarlo.

Las concesionarias de transmisión son responsables por el mantenimiento y puesta a disposición de sus instalaciones, las que son operadas por el Operador Nacional del Sistema (ONS). El acceso a la red por cualquier agente es abierto, cumpliendo los procedimientos operativos y de contratación y pagando los costos de transmisión.

El estado federal mantiene una participación importante en este eslabón de la cadena, ya que es propietario de la mayor parte de la red de transporte troncal. La planificación de la expansión del sistema de transmisión es realizada de forma centralizada y determinativa por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Las nuevas obras para la expansión de la Red

Básica son licitadas por medio de una subasta de transmisión, mientras que los refuerzos en las concesiones existentes son autorizados por la ANEEL.

La actividad de distribución está orientada al servicio de red y venta de energía a los consumidores con tarifa y condiciones de suministro reguladas por la Aneel (consumidores cautivos). Con el modelo regulatorio vigente, los distribuidores deben participaren el ACR, celebrando contratos de compra de energía a los precios resultantes de las subastas.

Un número importante de las 64 empresas de distribución son de capital privado. No obstante, algunos Estados mantienen la propiedad de empresas de distribución.

Las distribuidoras del Sistema Interligado no pueden participar en otras sociedades de manera directa ni indirecta, ni realizar actividades de generación y transmisión, ni venta a consumidores libres, excepto los que estén localizados en su área de concesión y bajo las mismas condiciones de tarifas y plazos aplicadas a los clientes regulados cautivos. Las concesionarias de generación tampoco pueden ser coaligadas o controladoras de sociedades que desarrollen el servicio público de distribución. Las restricciones no se aplican a las empresas de distribución en el suministro a sistemas aislados o en la atención al mercado propio siempre que tenga tamaño inferior a 500 GWh anuales.

Los costos de compra de energía de los distribuidores en el mercado mayorista (por subastas) son trasladables a las tarifas, bajo la fiscalización de ANEEL. Los distribuidores deben informar la totalidad de sus necesidades de energía con cinco años de anticipación, pudiendo rever la previsión con tres años de anticipación. Se admite el traslado a las tarifas de hasta un 3% de energía contratada por encima de su demanda. Si la sobrecontratación es mayor al 3% no se reconoce el exceso y la subcontratación es objeto de penalidades. Si por el contrario existe un déficit en la contratación de la distribuidora, ésta debe comprar la energía en el mercado de corto plazo y está sujeta a penalidades.

Los agentes comercializadores de energía eléctrica compran energía a través de contratos bilaterales celebrados en el ACL, y pueden venderla a los consumidores libres en el mismo ACL o a los distribuidores en las subastas del ACR.

Los consumidores libres son aquellos que, de acuerdo con los requisitos de la legislación vigente, pueden elegir a su suministrador de energía eléctrica.

En el ACL los clientes libres acuerdan contratos bilaterales pactados libremente con los generadores, comercializadores e importadores. Los consumidores libres deben ser agentes de la CCEE, pudiendo ser representados a los efectos de la contabilización y liquidación, por otros agentes de esa cámara.

Las condiciones actuales para convertirse en consumidor libre son las siguientes (Se estima que actualmente, el 25% de la demanda corresponde a clientes libres.)

Demanda mínima	Tensión suministro	de	Fecha de conexión del consumidor
3 MW	Cualquier tensión		Posterior a 08/07/1995
3 MW	69 kV		antes de 08/07/1995

Los consumidores con demanda superior a 500 kW pueden comprar energía a la concesionaria de distribución a tarifa regulada o pueden negociar libremente la compra a

generadores de fuente incentivada (pequeñas centrales hidráulicas, térmicas a biomasa o eólicas).

En los contratos bilaterales en ambiente libre, el comprador debe constituir garantías financieras para proteger al vendedor.

Una vez que un consumidor libre ha optado por un suministrador distinto de la distribuidora del área en la que se encuentra, si decide volver a comprar su energía a la distribuidora debe formalizar su pedido con anticipación mínima de cinco años.

4.2.2 Comercialización Minorista

Como surge de la estructura del sector descrita, los consumidores con potencia máxima inferior a 3 MW son cautivos del distribuidor, con tarifas reguladas por Aneel. Es decir que en este nivel de consumo no está habilitada la competencia en la comercialización. La determinación de los costos de comercialización reconocidos se realiza en forma conjunta con la de los costos eficientes de operación y mantenimiento de la red de distribución.

Como contrapartida, cabe señalar que el distribuidor está impedido de participar en la comercialización a usuarios libres; solo puede suministrar a aquellos que están en su área de concesión al precio regulado para los consumidores cautivos.

La compra en el mercado mayorista de energía destinada a los consumidores cautivos es también realizada en un ambiente regulador, en procesos llevados a cabo por el regulador.

4.3. Chile

La regulación chilena no prevé la existencia de agentes comercializadores que puedan comprar y vender energía tanto a nivel mayorista como minorista.

La regulación sólo permite las negociaciones entre productores, grandes consumidores y empresas de distribución.

Sólo se permite el uso de las redes locales por las empresas propietarias y en transacciones entre clientes libres y generadores.

Los consumidores se clasifican de la siguiente manera:

- Clientes libres obligatoriamente: aquellos con capacidad instalada superior a los 2 MW.
- Clientes regulados con opción de ser libres: aquéllos con capacidad instalada entre los 500 kW y 2 MW.
- Clientes regulados: aquéllos con capacidad instalada inferior a 500 kW.

5. DISCUSIÓN DE ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN VIGENTE

5.1. Conclusiones del Análisis Crítico de la Regulación Vigente

El modelo regulatorio aplicado para la comercialización del sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización de usuarios regulados y no regulados. Ello significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica aún a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor incumbente.

Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado, con dos características fundamentales:

- 1) El cargo de comercialización es variable, proporcional a la energía consumida.

- 2) El cargo variable máximo regulado corresponde al promedio de los costos eficientes de comercialización de los usuarios servidos por el comercializador incumbente y no se permite discriminación de precios entre los usuarios de cada comercializador (originalmente participaban para el cálculo del costo unitario promedio tanto usuarios regulados como no regulados, actualmente se calcula el costo unitario promedio para la demanda regulada).

Dado que los costos de comercialización son esencialmente fijos, la aplicación de un cargo variable de comercialización implica la existencia de subsidios cruzados implícitos entre los usuarios en la remuneración de la actividad: los usuarios con consumos grandes subsidian a los usuarios con consumos pequeños.

Como el cargo máximo regulado corresponde al valor medio eficiente y la regulación no permite la discriminación o segmentación de los usuarios, el comercializador incumbente no puede ofrecer a los usuarios de mayores consumos un precio menor (aunque el costo de servirlos resulte sustancialmente inferior), so pena de no cubrir los costos totales de comercialización, dado que debería generalizar ese menor precio a todos sus usuarios.

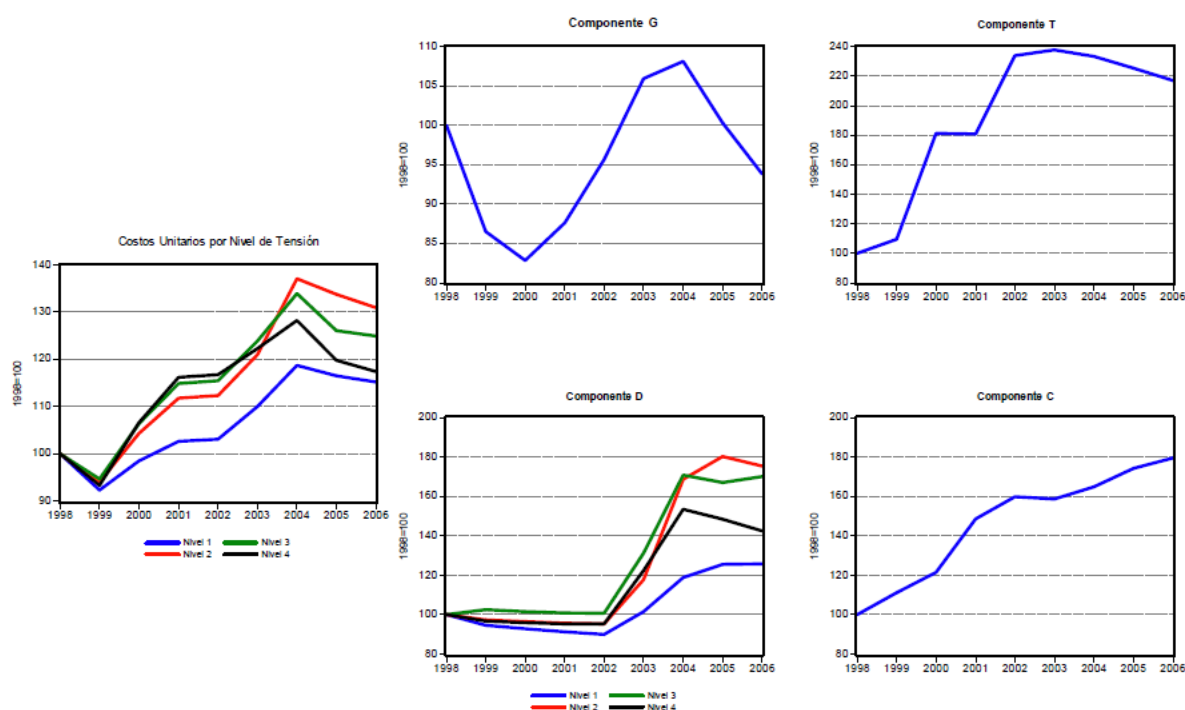
En cambio, un comercializador entrante que puede seleccionar sus clientes entre aquellos con mayores consumos tendrá costos de comercialización notoriamente inferiores a los resultantes de la aplicación del costo unitario medio eficiente, aunque no sea eficiente en el desarrollo de la actividad.

La evolución ante esta regulación ha sido la previsible, los comercializadores entrantes han captado clientes con consumos sustancialmente mayores al consumo medio de los usuarios del comercializador incumbente, a los que ofrecen cargos de comercialización inferiores. Esta segmentación se retroalimenta, dado que la exclusión de estos usuarios de la demanda del incumbente implica un aumento del costo unitario de comercialización, dejando margen para que el cambio de comercializador resulte atractivo a nuevos usuarios. Los propios incumbentes han creado comercializadores puros para competir por los usuarios “atractivos” sin las restricciones que las regulación les impone. Este proceso, cuya existencia es indiscutible, lleva a la gradual reducción de los subsidios implícitos en el cargo de comercialización variable y es lo que en el Informe 1 se ha denominado “descreme”.

Puede discutirse la magnitud que ha alcanzado el proceso: así, por un lado se argumenta que no ha habido descreme porque los comercializadores puros solo alimentan el 2,9% de la demanda regulada. Aunque el porcentaje no impresiona como muy amenazador, otras evidencias muestran que el fenómeno es real. Por ejemplo, el consumo medio mensual de los usuarios servidos por los comercializadores puros es muy superior al de los servidos por los incumbentes. También, la creación de comercializadores puros vinculados a los incumbentes, que compiten en el mercado regulado.

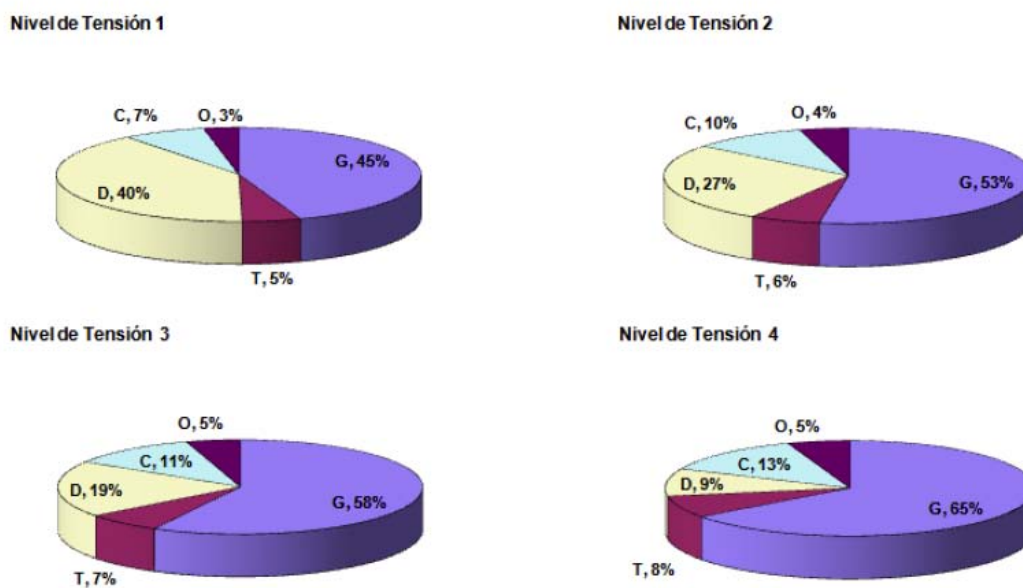
Otro indicador de la existencia del proceso es la evolución del cargo regulado de comercialización de los incumbentes, que ha presentado una trayectoria continuamente creciente, que en el período 1998-2006 creció cerca de 80% en términos reales. Es decir que la regulación ha dejado puertas abiertas para que aquellos clientes con costos inferiores a las tarifas medias eviten al prestador incumbente, provocando así la suba de los costos medios de comercialización para el resto de los consumidores. Se consideró los datos hasta el año 2006 de forma de evitar el efecto que produjo el cambio de la normativa del año 2007 en lo que refiere al cálculo del cargo de comercialización,

Figura 1 – Evolución de los cargos unitarios, 1998=100



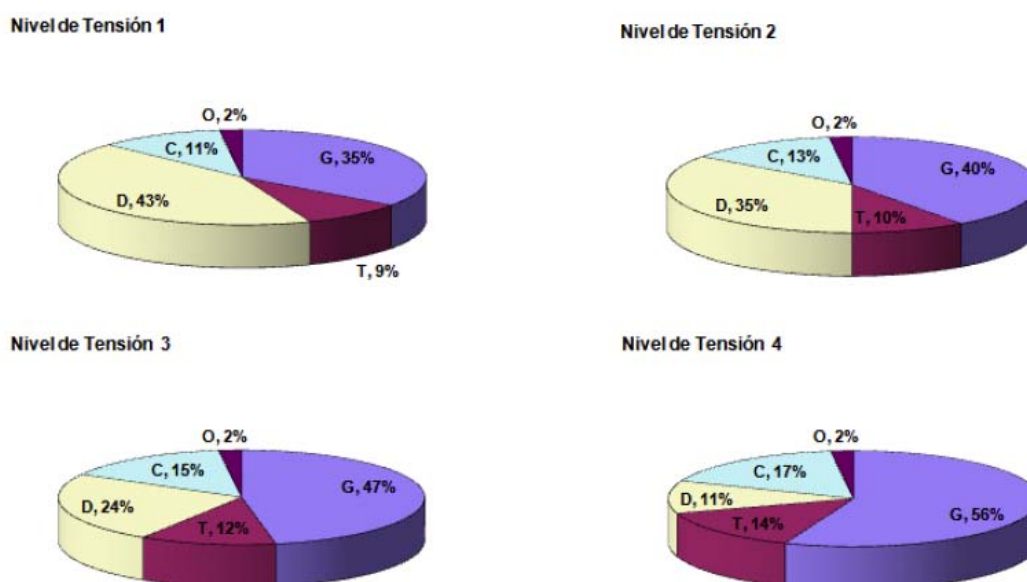
FUENTE: elaboración propia con base en SUI

Figura 2 – Participación de los componentes del Cargo Unitario según Nivel de Tensión, Dic. 1998



FUENTE: elaboración propia con base en SUI

Figura 3 – Participación de los componentes del Cargo Unitario según Nivel de Tensión, Dic. 2006



Por otra parte, no parece lógico que, para defender el esquema de competencia vigente se argumente que los entrantes tienen solo una parte pequeña del mercado. Es de imaginar que la intención de un esquema de mercado competitivo es que la competencia tenga éxito y que los usuarios, junto con la opción de elegir, tengan acceso a mejores condiciones y precios. Si se argumenta que la migración de usuarios a otros comercializadores debe ser considerada como muy reducida, entonces tampoco habría sido exitosa la implementación de la competencia en el mercado de usuarios regulados, por el efecto de otras barreras al ingreso de comercializadores.

La situación actual no es deseable, ya que mantiene una distorsión regulatoria que habilita una transferencia de recursos sin que la competencia resulte necesariamente en una mejora de eficiencia.

Este diagnóstico ya fue realizado y las bases de una alternativa regulatoria fueron sentadas por la CREG en la Resolución 119 de 2007, sin que la misma haya podido ser implementada por restricciones en los requerimientos de fondos desde el Presupuesto Nacional.

Cualquier propuesta que se realice debe considerar este antecedente, hoy previsiblemente agravado por las disposiciones de la Ley N° 1430 de 2010 que elimina las contribuciones del sector industrial a partir del año 2012.

5.2. Los Antecedentes en Propuestas de Soluciones

Los principales objetivos que debe contemplar la propuesta regulatoria para establecer el marco y la remuneración para la actividad de comercialización de energía eléctrica incluyen:

- **Eficiencia económica**
- **Suficiencia financiera de los agentes eficientes** dado que esta representa la condición de sostenibilidad del sistema.

- **Enmarcar la competencia en condiciones regulatorias neutras**, que no favorezcan a algunos de los agentes en detrimento de otros
- **Promover la universalización del servicio**
- **Mantener la consistencia con los objetivos de política nacional** (y los recursos disponibles para la protección de los usuarios de menores ingresos)

La obtención de estos objetivos en forma simultánea es un desafío complejo, y especialmente cuando se superpone con principios como la libertad de elección del usuario, la promoción de la competencia y la estabilidad regulatoria.

Los estudios realizados por la consultora Económica en el año 2006 plantean una gama de opciones que incluye:

1. Limitar la competencia a los usuarios con un consumo mínimo predefinido, siendo los restantes clientes cautivos del distribuidor (desventaja mayor: retroceso en la libertad de elección de los consumidores, riesgo de reducción de calidad por falta de competencia)
2. Excluir al distribuidor de la actividad comercial, que quedaría en manos de los comercializadores, definiendo además un prestador de última instancia para prestar el servicio a los usuarios “no atractivos” (desventaja mayor: se requeriría mayor aporte del Estado para cubrir los subsidios necesarios)
3. Establecer un esquema de condicionamiento de entrada de competencia en el mercado a través de licencias o franquicias (principal desventaja: costos administrativos, captura del regulador).
4. Contratos regulatorios y contratos de acceso: En estos contratos puede pactarse, la retribución al establecido por parte del comercializador independiente de un porcentaje de los costos generales del mercado que no son explícitamente asignables a un comercializador. Se pactan en los contratos cláusulas de composición mínima de cobertura a usuarios de baja demanda y mayor costo o, en su defecto, compensaciones económicas de equilibrio de mercado. (principales desventajas: altos costos de transacción, determinación del número de empresas entrantes, facilita barreras a la entrada por parte del incumbente)
5. Imponer obligaciones a la composición del mercado de cada comercializador (principal desventaja: mecanismos para imponer, monitorear y sancionar las reglas de equilibrio en la composición del mercado son complejos y costosos, requiere de un esquema de compensación entre comercializadores)
6. Establecer un cargo de acceso por *Efficiency Component Pricing Rule* (ECPR). Se trata de una fórmula para fijar el cargo de acceso por uso de redes (Dt) que establece un equilibrio entre el establecido (dueño de la red) y los entrantes, en las actividades competitivas (principales desventajas: Si el precio inicial al usuario final estaba sub o sobre remunerado, el cargo de acceso bajo el ECPR perpetúa estas distorsiones. Asimetría en la información del regulador para fijar el cargo, no aceptado por el público en general)
7. Establecer una fórmula regulatoria que incorpore una tasa de compensación de equilibrio de mercado que pueda incorporarse a los cargos que se cobran a los usuarios finales (similar al anterior pero excluye del pago a los consumidores libres).
8. Desregular el cargo de comercialización y el componente de compras de energía eléctrica (principal desventaja: aumentos tarifarios probables a usuarios de bajos ingresos)

9. Establecer la fórmula de comercialización como un componente fijo y un margen adecuado para las compras de energía (es la solución promovida por el Decreto 387 y la resolución 119 de 2007; principal desventaja, aumento del cargo de comercialización para los usuarios de bajos consumos, mayor requerimiento de fondos fiscales para subsidios)

Aunque teóricamente inobjetables, algunas de las alternativas señaladas parecen difíciles de aplicar en el contexto de la regulación de Colombia, considerando el camino ya transitado. En todos los casos, existe un *trade-off* entre los objetivos regulatorios generales, por lo que la solución que finalmente se elija debe priorizar algunos de ellos en desmedro de otros.

En la medida que la universalización del servicio y la limitación de aportes fiscales para alcanzar ese objetivo han demostrado ser aspectos medulares del problema, las propuestas deberían considerar centralmente estos aspectos.

5.3. Las Opciones Regulatorias Básicas

5.3.1 Regulación o competencia

Como fue ejemplificado con los casos analizados (Inglaterra, Brasil, Chile), hay dos opciones básicas para el tratamiento regulatorio de la actividad de comercialización minorista o “*retail*”, con el objetivo común de alcanzar mejores niveles de eficiencia cuyos resultados se trasladen a los usuarios.

Por un lado, la solución teóricamente inobjetable de utilizar la competencia cuando ella es posible para lograr la mejor asignación de los recursos, sin regular la tarifa porque la misma es resultado de la propia competencia y por otro, la que considera que existen imperfecciones relevantes en el mercado que son suficientemente graves para impedir alcanzar el objetivo deseado y que por lo tanto opta por restringir la competencia en el mercado de los pequeños consumidores, sustituyéndola por regulación de la tarifa y otras condiciones de prestación del servicio, de forma de simular, con distintos grados de aproximación, el resultado de un mercado competitivo.

Ambas soluciones tienen defensores prestigiosos (Littlechild en el primer caso, Joskow en el segundo), y experiencias exitosas en su aplicación. Por supuesto, el secreto del éxito está en elegir las herramientas adecuadas al contexto, definido por condicionantes y restricciones que muchas veces exceden ampliamente el ámbito del sector eléctrico, pero que no puede ser ignorado por sus consecuencias en los resultados reales de la aplicación de la regulación elegida. En el caso colombiano, entendemos que este aspecto es determinante.

Como fue analizado en el primer informe, las dos soluciones tienen fundamento en los objetivos regulatorios planteados por el marco legal, y cualquier solución representa un *trade-off* entre esos objetivos. También es cierto que existen soluciones “mixtas”, orientadas a la competencia pero que mantienen una protección tarifaria, al menos durante un período de transición, o que reducen gradualmente el tamaño de los usuarios que ingresan al mercado en disputa.

El riesgo de las soluciones que adoptan herramientas de los dos modelos es que la competencia resulte distorsionada por definiciones regulatorias, que a su vez no son suficientes para proteger adecuadamente a los consumidores finales de los efectos de una competencia insuficiente que no les traslada los beneficios.

5.3.2 Precios que reflejen costos o subsidios cruzados en las tarifas de comercialización

En la medida en que se busque un objetivo de eficiencia, las tarifas o precios deberían

alinearse con los costos que los usuarios ocasionan.

Ese es justamente uno de los resultados esperados de la competencia. Por lo tanto, en la medida que se opte por implementar competencia, los subsidios cruzados implícitos en las definiciones tarifarias reguladas serán desmontados, ya sea por la vía regulatoria (aplicación del cargo fijo de comercialización) o gradualmente por la vía de los hechos (segmentación del mercado por cambio de comercializador).

Si lo que se espera es la desaparición gradual de los subsidios cruzados entre usuarios y la alineación de las tarifas con los costos, carece de sentido exigir la aplicación de un cargo variable de comercialización único para cada comercializador. De hecho, esto no evita la segmentación del mercado ya que es posible crear varios comercializadores especializados por nivel de consumo. Lo que sí sucede es que este mecanismo aumenta los costos de transacción y dificulta el control del regulador. De esta forma, se mantienen los subsidios cruzados entre los usuarios del incumbente, en tanto se permite que los mismos desaparezcan para el usuario que cambia de comercializador. La determinación de un componente fijo por factura en el costo regulatorio reconocido para la comercialización resuelve este problema. El levantamiento de la restricción regulatoria de discriminación entre usuarios de características distintas, junto con la fijación de un price cap para el cargo de comercialización asociado a la función de prestador de última instancia también es posible, pero es claro que en este caso el price cap no puede ser el costo eficiente medio de prestar el servicio a todos los usuarios.

Si por el contrario se considera que no es posible cubrir con subsidios explícitos, financiados por el Presupuesto del Estado o por aportes de consumidores del sector eléctrico, el faltante que dejaría la desaparición de los subsidios cruzados en la comercialización de usuarios regulados, entonces parece necesario frenar (y aún revertir) la segmentación por migración en ese mercado.

5.3.3 Alcance de la competencia en la comercialización

La competencia en el segmento regulado se da hoy para los componentes de costo de la energía y costos de comercialización propiamente dichos.

En la medida en que la competencia relacionada con los costos de comercialización está hoy sesgada y permite la obtención de márgenes no vinculados a ganancias de eficiencia, es posible apreciar que en algunos casos se han generado márgenes adicionales en los costos de energía trasladados a los consumidores finales (ya sea por rentas, apropiadas por el propio comercializador cuando éste logra comprar a precios eficientes, o por los generadores), manteniendo un costo total competitivo.

La Resolución CREG 119 de 2007 propone una alineación gradual de los costos de energía reconocidos a los costos de compra en el MOR (mercado centralizado para la compra de energía destinada a la demanda regulada de cualquier comercializador), con un criterio de protección de los usuarios.

En la medida en que esta propuesta sea implementada, la competencia en el mercado regulado se limitará gradualmente a los costos de comercialización propiamente dichos.

Considerando que éstos son una parte menor de la tarifa total, y en la medida que no persistan las distorsiones regulatorias antes señaladas, no es de esperar que la competencia tenga efectos muy relevantes. Sin embargo, es posible que efectivamente se produzcan ganancias de eficiencia, inclusive por prestación simultánea de varios servicios, las que serían trasladadas a los usuarios.

Si se implementa la compra y traslado de precios del MOR y persisten las distorsiones regulatorias vigentes en los costos reconocidos de comercialización, éstas afectarán al único

componente de competencia entre los comercializadores.

5.4. Opciones para Eliminar las Distorsiones del Modelo Vigente

Los casos analizados de la experiencia internacional muestran dos soluciones extremas de signo contrario para la regulación de la comercialización minorista.

En el caso del Reino Unido, el esquema regulatorio se apoya en la competencia como herramienta para alcanzar eficiencia y reducción de los precios a los consumidores finales. El ejemplo de Brasil muestra la opción opuesta, el mercado minorista es cautivo del distribuidor y las tarifas correspondientes son reguladas.

Aunque en los dos casos el regulador ha tenido en cuenta el impacto de la solución en los usuarios vulnerables, el contexto social en el que las soluciones regulatorias son aplicadas es definitorio en la solución elegida.

En el caso del sector eléctrico colombiano, hay situaciones de partida que deben ser considerados en el diseño de la solución propuesta

Existe una definición legal en el sentido de acotar el aumento de las tarifas de los usuarios de los estratos 1 y 2, e incluso de aumentar el porcentaje de subsidios de estos estratos. Por lo tanto, se requiere subsidiar las tarifas que resultarían de los costos asociados a prestar el servicio a esos usuarios, subsidios que solo pueden ser aportados por otros usuarios (subsidios cruzados implícitos o contribuciones) o por fondos estatales.

De acuerdo con el Decreto 3414 del 2009, existe una limitación en el marco de la política nacional a los fondos que pueden requerirse del Presupuesto Nacional para cubrir los subsidios. Paralelamente se ha determinado que el sector industrial no aportará contribuciones a partir del año 2012.

Una solución que aumente el subsidio cruzado implícito (vía tarifa) a ser aportado por otros usuarios, al mismo tiempo que les da a éstos la libertad para eludirlo simplemente cambiando de comercializador no parece sustentable y solo aumentará el requerimiento de fondos estatales para mantener el nivel de las facturas de los estratos subsidiados. Esto es lo que sucederá de seguir aplicando el cargo variable medio de comercialización, aunque con una evolución más lenta que con la implantación del cargo fijo de comercialización.

De todas formas, analizaremos muy brevemente las opciones regulatorias disponibles si no hay restricciones en los fondos adicionales que se requieren del Presupuesto Nacional.

5.4.1 *Opciones sin restricciones en los recursos requeridos del Presupuesto Nacional*

En este caso, es posible mantener la competencia en la comercialización en el segmento regulado, eliminando las distorsiones que la afectan, ya sea por aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007 o con un modelo más liberal, similar al de Inglaterra, que solo fije un *price cap* para protección de los usuarios en la etapa de transición a la competencia plena. Ese *price cap* normalmente es superior al que el regulador estima eficiente.

En el primer caso, la competencia se restringe a un componente menor de la tarifa y el ámbito para diferenciación de precios es limitado. De acuerdo con la experiencia reciente de Colombia durante el período de escasez de aportes hidrológicos, la propuesta de la Resolución 119 parece más adaptada al contexto.

5.4.2 *Opciones con restricciones en los recursos requeridos del Presupuesto Nacional*

Desde el punto de vista regulatorio, si se desea mantener un esquema competitivo en la

comercialización de usuarios regulados es deseable asignar el costo a ser trasladado a tarifa de forma de representar los costos reales eficientes de servir a cada usuario, y asignar las diferencias o subsidios requeridos de forma de provocar las mínimas distorsiones a la competencia, especialmente si ésta es la herramienta elegida para alcanzar eficiencia.

En el caso de la comercialización, es claro que los costos de servir a los usuarios son en buena medida independientes del consumo, y por lo tanto, la componente de costos fijos debería representarse con un cargo de comercialización fijo por factura. Si se adopta esta alternativa, queda definir cómo se cubre la diferencia de subsidios necesaria para mantener el nivel tarifario de los estratos más bajos dentro de los niveles admisibles.

Como se señaló, las fuentes posibles son los fondos fiscales y los aportes de otros usuarios. Entendiendo que existe una limitación en lo que es posible requerir de los primeros, la solución a proponer debe definir cómo asignar los aportes adicionales requeridos a los segundos.

En primer lugar debería definirse el universo de aportantes. En segunda instancia, es necesario definir el criterio de asignación y la forma regulatoria de ese aporte.

La opción más sencilla es adicionar un término a los cargos por servicios de red (transmisión y/o distribución), que tienen carácter monopólico, de forma de no distorsionar la competencia en las etapas en las que la misma resulta posible. La elección de una u otra alternativa define el universo de aportantes alcanzado, que en un caso serían todos los usuarios de la red de transmisión y en el otro solo quienes además utilizan la red de distribución.

El producido de ese término adicional (financiación de prestación de servicio de última instancia) sería recaudado por los comercializadores y administrado como las demás contribuciones destinadas a subsidios.

El monto total a recaudar debe ser tal que cubra la diferencia total entre la factura con cargo fijo de comercialización que representa los costos reales eficientes y la que resulta “aceptable” para las tarifas de los estratos subsidiados. Por ejemplo, para calcular el monto “aceptable” para las tarifas de los estratos subsidiados un supuesto conservador es tomar como referencia la tarifa media que hoy pagan dichos estratos, de forma de no aumentar el peso sobre los mismos. Concomitantemente correspondería analizar si realmente tiene sentido seguir subsidiando al estrato 3, o al menos reducir su peso, lo que facilitaría la implementación del esquema propuesto.

Entendemos que la creación de esta contribución requeriría de una Ley.

De no considerarse posible la obtención de aportes para implementar una solución competitiva sin distorsiones, es necesario evaluar si esas distorsiones son graves y ameritan adoptar medidas en cualquier caso.

De ser éste el resultado de la evaluación, las soluciones deben orientarse a restringir la competencia en el segmento regulado. Ello puede realizarse por la vía de la limitación regulatoria, como en el resto de los mercados latinoamericanos, o estableciendo un cargo de comercialización regulado de aplicación obligatoria a todos los usuarios regulados (no *price cap*). En este caso la competencia en el segmento regulado no permitiría diferenciar precios, y se limitaría a diferencias en la atención comercial o a la prestación simultánea de otros servicios.

5.4.3 Tratamiento de las Zonas Especiales

El Decreto No. 3735 de 2003 define a las Zonas Especiales de Prestación del Servicio o simplemente Zonas Especiales a: las Zonas no Interconectadas, los territorios insulares, los

Barrios Subnormales, las Áreas Rurales de Menor Desarrollo y las Comunidades de Dificil Gestión.

En Colombia conviven dos situaciones complejas de administrar para el comercializador: las Zonas de Dificil Gestión (ZDG) y las Zonas Subnormales (ZS).

El Decreto No. 3735 de 2003 define “Barrio Subnormal” como:

Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos servidos a través del Sistema Interconectado Nacional que reúne las siguientes características: (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 y (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 respectivas normas de la Ley 388 de 1997, donde esté prohibido prestar el servicio según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003. Corresponde al Alcalde Municipal o Distrital o a la autoridad competente, previa solicitud por parte del Operador de Red, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de los Barrios Subnormales, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud”

El Decreto 850 de 2005 establece que las Zonas de Dificil Gestión (ZDG) son:

Zonas de Dificil Gestión o Comunidad de Dificil Gestión: *Es un conjunto de usuarios ubicados en una misma área 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 pertenecientes a la comunidad, o*
- (ii) Niveles de pérdidas superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada a la parte del sistema de distribución local que atiende exclusivamente a dicha comunidad; y siempre y cuando el distribuidor de energía eléctrica o el Comercializador de Energía Eléctrica demuestre que los resultados de la gestión han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa.*

Dichos indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Para que una empresa demuestre las anteriores características, deberá acreditarlo ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante una certificación expedida por los auditores externos, para aquellas empresas obligadas a contratar dicha auditoría y, para las empresas no obligadas a tener auditor externo, mediante una certificación expedida por el representante legal. En todo caso, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios podrá en cualquier momento verificar el cumplimiento de los anteriores requisitos.

Las ZS se caracterizan por:

- Localizadas en la periferia urbana, con altos índices de pobreza
- Las redes no son propiedad del distribuidor, fueron instaladas por las mismas comunidades (autoconectados)
- La responsabilidad de servicio, por ser de titularidad pública, recae sobre los entes territoriales.
- Las redes no cumplen con los requisitos técnicos establecidos en la normativa vigente
- Cultura muy difundida de no pago

- Alto factor de riesgo de cartera
- Esquemas diferenciales de prestación del servicio
- Reciben subsidios básicos y FOES

Las ZDG se caracterizan por:

- Localización en áreas rurales de menor desarrollo, con importante dispersión geográfica
- Gestión comunitaria
- Estado de la red deficiente o carente de ella
- Esquemas diferenciales de prestación del servicio
 - Medición y facturación comunitaria
 - Facturación con base en proyecciones de consumo
 - Pagos anticipados del servicio público
 - Períodos flexibles de facturación
- Relación directa entre clientes sin medidor, sin redes y sin pago
- Reciben subsidios básicos y FOES

Los índices de morosidad en las ZDG y ZS son superiores a 25% y 50%, respectivamente, mientras que para las zonas de Mercado (zonas normales) los índices promedios son ligeramente superiores a 5% (si bien en el estrato 1 los valores son similares a las ZDG). A la ya compleja situación en términos de recaudo hay que agregarle los costos de las pérdidas comerciales no reconocidas.

En Colombia existe la única empresa comercializadora de energía eléctrica de América Latina dedicada exclusivamente a usuarios de comunidades precarias – “subnormales” en la jerga colombiana “Energía Social. La idea subyacente de esta empresa era normalizar los consumos de ese barrio o localidad, tratando de que sólo se consuma la energía necesaria, se pague la energía consumida y se reciba una calidad de servicio acorde a las necesidades.

La experiencia de Energía Social muestra que las dificultades de prestar el servicio en áreas de esas características no son menores:

- Imposibilidad de brindar la calidad y continuidad del suministro que reclaman los usuarios.
- Efectividad de las estrategias de control al recaudo, por las actividades manuales que constituyen el proceso.
- Establecimiento de una base de datos confiable y automatización de procesos y procedimientos, debido a los costos.
- Incidencia negativa de factores externos tales como: inundaciones, lluvias, sequías, proselitismo político, normalización eléctrica, liderazgos negativos, accidentes eléctricos, etc.

Los problemas listados de las ZDG y ZE indican que la solución tarifaria que se adopte debe incorporar las particularidades y complejidades de los diferentes mercados del país. Si el modelo tarifario que se adopte usa instrumentos de fronteras de eficiencia (DEA, SFA, etc.) para la determinación de los cargos eficientes, el mismo debería modelar no solamente los costos de comercialización sino los costos de comercialización más los costos de cartera vencida. Estos costos de comercializados “ajustados por costos de cartera” dependen en buena medida de las complejidades sociales en las que se desempeñan las empresas. Por lo tanto, será preciso incorporar en el análisis al menos una variable ambiental que sirva de *proxy* de la complejidad que representa operar en las ZDG y ZS. Para el caso brasileño, la Agencia reguladora adoptó una variable llamada “complejidad” que aproxima la dificultad en operar en el área de concesión de cada empresa.

Una opción a analizar para los casos de ZE es licitar el subsidio para atender tales zonas. El costo del subsidio debería ser cargado al total de la demanda pues es un tema que afecta a Colombia en su conjunto.

Por último, y dado los antecedentes de quiebre de empresas comercializadoras, se debería implementar un esquema tipo prestador de última instancia que asegure el suministro en caso de quiebra económica de algún comercializador.

6. IMPACTO DE LA NORMATIVA DE CALIDAD PROPUESTA EN LA RESOLUCIÓN CREG 158 DE 2010

La Resolución CREG 158 de 2010 introduce una propuesta para establecer los Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica.

La propuesta incluye Indicadores de Calidad para las siguientes fases de la relación con el usuario:

1. Antes de la existencia del Contrato de Servicios Públicos
2. Durante la existencia del Contrato de Servicios Públicos
3. Antes de la finalización del Contrato de Servicios Públicos

A efectos de evaluar el impacto de tales Indicadores se realizó un análisis de los mismos tomando como referencia los valores en la regulación de Perú, Uruguay, El Salvador y Guatemala y España.

Es importante aclarar que el objetivo del estudio no consiste en realizar un examen de los costos que implica la implementación de la citada resolución, sino analizar si los mismos están en línea con la experiencia internacional y con lo que es la actividad estándar de un comercializador o distribuidor, según sea el caso. Para ellos es importante tener en cuenta especialmente tres puntos críticos en la relación con el cliente:

- Tiempo de conexión
- Tiempo de reconexión
- Errores en la Facturación

6.1. Indicadores Antes de la Existencia del Contrato de Servicios Públicos

6.1.1 Respuesta a la Solicitud de Factibilidad del Servicio, RSFS

El indicador propuesto por la CREG es:

$$RSFS = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de solicitudes}} \times 100$$

El plazo establecido para el Distribuidor es de **siete (7) días hábiles** para responder las solicitudes de factibilidad del servicio, lo que equivale a 9 días.

6.1.2 Respuesta a la Solicitud de Conexión

El indicador propuesto por la CREG es:

$$RSC = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de solicitudes}} \times 100$$

Los plazos propuestos en la Resolución son los siguientes:

- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión I: siete (7) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes a los Niveles de Tensión I y II: quince (15) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión IV: veinte (20) días hábiles para los casos habituales o tres (3) meses para los casos que se necesiten estudios adicionales.

Para analizar la pertinencia de los plazos propuestos, se analizaron la regulación española y la uruguaya.

La regulación española diferencia este indicador en función de la carga solicitada. A partir de la solicitud de un suministro, la empresa distribuidora debe comunicar por escrito al solicitante el punto de suministro y las condiciones técnico-económicas para realizar el mismo, con indicación de la necesidad o no de reservar locales para centros de transformación dentro de los siguientes plazos máximos, contados en días hábiles:

1. Suministros en baja tensión:
 - a. Cuando se solicite un suministro de hasta 15 kW en el que no sea preciso realizar instalaciones de extensión, la empresa distribuidora dará por escrito las condiciones técnico-económicas en un plazo de **cinco (5) días**.
 - b. Para cualquier servicio cuando no sea necesaria la instalación de centro de transformación: **diez (10) días**.
 - c. Cuando sea necesaria la instalación de centros de transformación:
 - Servicio auxiliar de obras: **diez (10) días**.
 - Servicio definitivo con centro de transformación de media a baja tensión: **veinte (20) días**.
 - Servicio definitivo c/subestación transformadora de alta a media tensión: **treinta (30) días**.
2. Suministros en alta tensión:
 - a. Para un consumidor con tensión nominal de suministro igual o inferior a 66 kV: **cuarenta (40) días**.
 - b. Otros suministros de alta tensión: **sesenta (60) días**.

Las empresas distribuidoras, dentro de los plazos anteriormente indicados deberán facilitar por escrito a los solicitantes la justificación detallada de los derechos de acometida a liquidar, precisando el sistema empleado para su determinación y su plazo de vigencia, que será, como mínimo, de tres meses a partir de la fecha de la notificación.

Una vez definida la propuesta técnica y su aprobación, y una vez aceptada por el solicitante la previsión de los derechos correspondientes a la extensión, o a la conexión, según se trate, se establecerán las previsiones de actuación correspondientes a su ejecución.

Para el caso de Uruguay, los plazos máximos para trámite de nuevos usuarios son los que se indican a continuación:

Tabla 1 – Uruguay: plazos para solicitudes de nuevos usuarios o aumento de carga

Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles
------------------	---------------------	-----------------------

			hasta 31/12/2009	desde 1/1/2010
TRÁMITE	Baja tensión	$P \leq 8.8 \text{ kV}$	6	6
		$8.8 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW}$	10	10
		$P > 50 \text{ kW}$ sin centro de transformación	15	15
		$P > 50 \text{ kW}$ con centro de transformación	25	20
	Media tensión		30	30

Los valores propuestos para Colombia de siete (7) y quince (15) días **hábiles** no parecen alto en comparación con los 5 y 10 días exigidos en España para la baja tensión o los seis (6) días hábiles exigidos por Uruguay para cargas menores a 8.8 kV.

6.2. Indicadores Durante la Existencia del Contrato de Servicios Públicos

6.2.1 Respuesta a la Solicitud de Puesta en Servicio de la Conexión (RPSC)

El indicador propuesto por la CREG es:

$$RPSC = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de solicitudes}} \times 100$$

Los plazos propuestos en la Resolución son los siguientes:

Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión I: siete (7) días hábiles

- Para solicitudes correspondientes a los Niveles de Tensión II y III: diez (10) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión IV: tres (3) meses para los casos que se necesiten estudios adicionales.

Si el distribuidor considera necesaria la realización de pruebas de los diferentes equipos, deberá informárselo al comercializador mediante comunicación escrita. En estos casos los plazos totales son los siguientes:

- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión I: catorce (14) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes a los Niveles de Tensión I y II: **treinta (30) días** hábiles
- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión IV: cuatro (4) meses para los casos que se necesiten estudios adicionales.

Uruguay

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios exigidos por Uruguay son los que se indican a continuación:

Tabla 2 – Plazos para conexión de nuevos usuarios o aumentos de carga

	Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles	
			hasta 31/12/2009	desde 1/1/2010
CONEXIÓN	Baja tensión sin modificación de red	$P \leq 8.8 \text{ kV}$	5	5
		$P > 8.8 \text{ kV}$	15	15
	Baja tensión con modificación de red		20	20

	Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles	
			hasta 31/12/2009	desde 1/1/2010
		P > 50 kW	30	30
		Con SE	50	40
	Media tensión		70	60

Perú

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios o ampliación de la potencia contratada exigidos por Perú son los que se indican a continuación:

- a) Sin modificación de redes:
 - Hasta los 50 kW: 7 días calendario
 - Más de 50 kW: 21 días calendario
- b) Con modificación de redes (incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto):
 - Hasta los 50 kW: 21 días calendario
 - Más de 50 kW: 56 días calendario
- c) Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria que incluya Nuevas Subestaciones y tendido de red primaria: Cualquier potencia: 360 días calendario.

Guatemala

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios o ampliación de la potencia contratada exigidos por Guatemala son los que se indican a continuación:

- a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red. La tolerancia para la atención al usuario es de: treinta (**30 días**).
- b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red. La tolerancia para la atención al usuario es de: **cuatro (4) meses**.

El Salvador

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios (conexión del servicio eléctrico y del medidor), a partir de la solicitud del servicio, en El Salvador son los que se indican a continuación:

- a) Para Instalaciones que No Requieren Modificación de Red:

Tabla 3 – Plazos para conexión del servicio sin modificación de red

Área Geográfica	Límite Admisible
Densidad demográfica Alta	3 días
Densidad demográfica Media	4 días
Densidad demográfica Baja	6 días

Los referidos plazos se toman desde la fecha de pago del derecho de conexión hasta la conexión del medidor y puesta a disposición del servicio y se cuentan en días hábiles. Las densidades demográficas se consideran de la siguiente manera:

- Densidad Demográfica Alta: más de 5,000 habitantes/km²
- Densidad Demográfica Media: de 1,001 a 5,000 habitantes/km²
- Densidad Demográfica Baja: de 1 a 1,000 habitantes/km²

b) Para Instalaciones que No Requieren Modificación de Red:

Tabla 4 – Plazos para conexión del servicio con modificación de red

Área Geográfica	Límite Admisible
Densidad demográfica Alta	20 días
Densidad demográfica Media	30 días
Densidad demográfica Baja	45 días

España

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios o ampliación de la potencia contratada exigidos por España son los que se indican a continuación, contados en días hábiles:

1. Suministros en baja tensión:
 - a. Cuando no sea preciso realizar ninguna ampliación de la red de baja tensión: **cinco (5) días.**
 - b. Cuando únicamente se necesite ampliar la red de baja tensión: **treinta (30) días.**
 - c. Cuando se necesite construir un centro de transformación: **sesenta (60) días.**
 - d. Cuando se necesiten construir varios centros de transformación: **ochenta (80) días.**
2. Suministros en alta tensión:
 - a. Acometida a un solo consumidor con tensión nominal de suministro igual o inferior a 66 kV: ochenta (80) días.
 - b. Otros suministros de alta tensión: el plazo se determinará en cada caso en función de la importancia de los trabajos a realizar.

En el cómputo de plazos no se tendrán en cuenta los necesarios para obtener autorizaciones, permisos o conformidad para la realización de los trabajos.

En el caso de que sea necesaria la construcción de uno o varios centros de transformación para uso del distribuidor, el plazo no comenzará a computarse hasta la firma de un documento de cesión de uso, correspondiente al local o locales. Además, deberán ser entregados en condiciones para poder realizar la instalación eléctrica, por lo menos, sesenta días antes de que finalice el plazo establecido.

Cuando concurren circunstancias especiales y no exista acuerdo entre el distribuidor y el cliente, el plazo lo fijará el órgano competente de la Administración correspondiente.

En cuanto al enganche e instalación del equipo de medida, el plazo máximo es de cinco días hábiles, a contar desde que el consumidor hubiera suscrito el correspondiente contrato de suministro.

Con excepción de Guatemala, y de Uruguay para las conexiones en Media Tensión, los valores propuestos por la CREG se enmarcan en los estándares de América Latina.

6.2.2 Aviso Previo de Interrupciones (API)

La CREG propone dos indicadores para controlar el Aviso Previo de Interrupciones:

- a. $API_i = \frac{\text{Eventos Programados Informados}}{\text{Total de Eventos Programados}} \times 100$
- b. $API_{ii} = \frac{\text{Usuarios Informados Sobre Eventos Programados}}{\text{Total de Usuarios Afectados}} \times 100$

El primer indicador analiza el porcentaje de cortes programados que son informados a los consumidores. El segundo indicador analiza la efectividad del aviso. Los plazos mínimos permitidos son los siguientes:

- Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, **el tiempo de aviso a los comercializadores por parte del distribuidor**, no podrá ser inferior a noventa y seis (96) horas.
- Los comercializadores deberán avisar a los usuarios industriales con una anticipación no menor a **72 horas**, indicando la hora de inicio y la duración del evento.
- Todos los eventos programados que afecten a usuarios de un STR o SDL deberán ser informados por el distribuidor, a través de un medio de comunicación masivo, con **setenta y dos (72) horas** de anticipación a la ocurrencia del evento.

Las metas para el primer indicador es de 100%, mientras que para el segundo es de 80% y 50% según se trate de usuarios industriales o no industriales, respectivamente.

El límite de 72 horas propuesto está por encima de los valores mínimos exigidos en los países consultados (Uruguay, Perú y El Salvador).

Uruguay

El regulador de Uruguay exige para las interrupciones programadas que las mismas sean comunicadas con una antelación no inferior a **2 (dos) días hábiles**, a través de medios de comunicación que tengan en forma conjunta un alcance no menor al 50% de la población a afectar. La comunicación debe contener, al menos, la información de días y horas de inicio y de finalización previstas así como de área o áreas afectadas.

La comunicación de la interrupción programada deberá ser hecha en forma individual, a aquellos servicios o usuarios con especial dependencia de la energía eléctrica, tales como hospitales, personas dependientes de aparatos médicos con riesgo vital, u otros de similares características. Para ello el Distribuidor deberá obtener listados de estos usuarios, para cuya confección realizará compañías de difusión, otorgando plazo a los mismos para que denuncien tal situación y se registren. Todas las comunicaciones deberán quedar registradas.

Perú

Las interrupciones programadas por parte del Distribuidor, deben hacerse del conocimiento de los Usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y

por los medios más directos hacia el Usuario, al alcance del Distribuidor.

La tolerancia es la siguiente: **48 horas**, antes del inicio la interrupción

El Salvador

El distribuidor deberá informar a los usuarios acerca de las interrupciones programadas del suministro, con una anticipación no inferior a **48 horas**.

6.2.3 Respuesta a Peticiones, Quejas y Recursos (RPQR)

El indicador propuesta para analizar la respuesta a PQR es:

$$RPQR = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de Solicitudes}} \times 100$$

El tiempo máximo permitido propuesto para dar respuesta a las solicitudes es de quince **(15) días**.

Uruguay

El plazo estipulado por para que el Distribuidor dé respuesta a las reclamaciones de los usuarios es **30 días**. La respuesta deberá contener información relativa a la causa del problema que generó la reclamación, y, cuando corresponda, el plazo previsto para subsanarlo.

Guatemala

Los índices o indicadores de la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor de Guatemala son los siguientes:

$$R(\%) = \left(\frac{Ra}{Nu} \right) \times 100$$

Donde:

Ra: Número total de reclamos o quejas recibidos.

Nu: Número total de Usuarios.

Las tolerancias sobre este índice son las siguientes:

Etapa Transitoria: $R \leq 10\%$

Etapa de Régimen: $R \leq 5\%$

En cuanto al tiempo promedio de procesamiento de los Reclamos o Quejas, el tiempo máximo para la etapa Transitoria es de 15 días y de **10 días** para la etapa de Régimen.

El Salvador

Con respecto al tratamiento de quejas y reclamos la regulación salvadoreña usa los siguientes indicadores:

$$PRU_n(\%) = \left(\frac{Ra_n}{Nu} \right) \times 100$$

Donde:

Ra_n: Número total de reclamos procedentes recibidos

Nu: Número total de Usuarios servidos en el año

n: Puede ser igual a i, t ó c, de acuerdo a la correspondencia con los reclamos por interrupciones, por variaciones en los niveles de tensión o por problemas comerciales, respectivamente.

- PRU_i = Porcentaje de Reclamos procedentes por interrupciones de servicio en el año;
 PRU_t = Porcentaje de Reclamos procedentes por variaciones en los niveles de Tensión en el año;
 PRU_c = Porcentaje de Reclamos procedentes por problemas comerciales en el año.

Las tolerancias sobre este índice son las siguientes:

Tabla 5 – El Salvador: Porcentaje máx. de Reclamos Procedentes

Indicador	Límite Admisible
PRU _i	3%
PRU _t	3%
PRU _c	2%

El tiempo promedio de procesamiento debe ser como máximo de **10 días**. El promedio surge de un promedio simple:

$$TPA = \frac{\sum Ta_i}{R_a}$$

Donde:

- TPA = Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos
 Ta_i = Tiempo en días hábiles para resolver cada reclamo o queja
 R_a = Número total de Reclamos Procedentes resueltos

En cuanto al porcentaje de Resolución de reclamos, el porcentaje de resolución (PRA) surge del indicador siguiente:

$$PRA = \frac{Nr}{Ra} \times 100\%$$

Donde:

- Nr = Número de casos de Reclamos resueltos
 Ra = Número total de Reclamos Procedentes recibidos

El límite admisible para el indicador PRA es 95%.

En cuanto a la Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS), el tiempo máximo en que el distribuidor debe dar respuesta escrita a las consultas escritas de los usuarios es de 3 días.

España

La regulación española establece que la atención de las reclamaciones que los consumidores hubieran presentado en relación a la medida de consumo, facturas emitidas, y cortes indebidos debería ser realizada en un plazo máximo de **cinco (5) días hábiles** para los usuarios de menos de 15 kW contratados y de quince (15) para el resto.

Es decir que, con excepción del caso de Uruguay, los valores propuestos para Colombia no son más exigentes que los valores en uso por las regulaciones consultadas.

6.2.4 Calidad de la Atención Telefónica (CAT)

La propuesta de la CREG incluye también indicadores para la Calidad de la Atención Telefónica. El análisis es realizado desde la percepción de los usuarios (“retorno de llamadas”) y desde el desempeño de las empresas medido a través de un usuario simulado (“llamada misteriosa”).

Este punto no es una exigencia que sea estándar en otras regulaciones. Quizá sería conveniente en una primera instancia implementar el sistema de seguimiento de la calidad de la atención telefónica sin incluir penalidades al respecto.

6.2.5 Cumplimiento de citas con el usuario, CCU

La resolución de la CREG también propone límites para el porcentaje de citas con el usuario a las que el comercializador asiste dentro del rango de tiempo de referencia:

$$CCU = \frac{\text{Citas a las que se acude a tiempo}}{\text{Total de Citas}} \times 100$$

La exigencia es de 4 horas, salvo que el usuario requiera que en ese caso el rango se acota a 2 horas.

Este punto también no es una exigencia que sea estándar en otras regulaciones.

6.2.6 Tiempo de Reconexión

El indicador propuesto para medir el Tiempo de Reconexión, TRx, viene dado por:

$$TRx = \frac{\text{Reconexiones hechas a tiempo}}{\text{Total de reconexiones}} \times 100$$

Una vez el usuario cumpla con las condiciones para la reconexión del servicio, el distribuidor deberá asegurar el restablecimiento del servicio en un término no mayor a **tres (3) días hábiles**, contando desde la fecha y hora de pago del usuario hasta la fecha y hora de la reconexión.

Uruguay

El plazo establecido en la regulación uruguaya para las reconexiones una vez realizado el pago por parte del usuario es de **24 horas** y dentro de las **48 horas** cuando el pago fuera realizado en locales que no son de la distribuidora.

Cuando la reconexión de un servicio se realice más allá del plazo máximo establecido, el Distribuidor debe compensar al Consumidor con un monto por día de atraso igual a 5 (cinco) veces la facturación promedio diaria del Consumidor afectado en los últimos seis meses.

Perú

La regulación peruana exige que, superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Cliente los consumos, cargos mínimos atrasados, intereses compensatorios, recargos por moras y los correspondientes derechos de corte y reconexión, el Suministrador está obligado a reponer el servicio dentro de un plazo máximo de **veinticuatro (24) horas**.

Guatemala

La regulación guatemalteca establece que, superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Usuario los pagos que correspondan, el Distribuidor estará obligado a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de **veinticuatro horas**.

El Salvador

La regulación salvadoreña establece que el Distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el usuario final haya cancelado su deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago. Se exceptúan los días no hábiles y festivos.

Tabla 6 – Plazos para reconexión del servicio con modificación de red

Área Geográfica	Límite Admisible
Densidad demográfica Alta	10 horas
Densidad demográfica Media	15 horas
Densidad demográfica Baja	24 horas

España

La regulación española exige que en un plazo máximo de veinticuatro horas después del pago de la factura se reconecte el servicio.

A la luz de las regulaciones analizadas, el plazo propuesto por la CREG no debería generar impacto de significación en los costos de las empresas.

6.2.7 Reclamo por facturación (RF)

La propuesta formulada por la CREG incluye un indicador para reclamos por errores por facturación pero no define límites, sino que se pretende en una primera instancia recoger información. El indicador propuesto refiere al número de reclamos resueltos a favor de usuarios sobre el total de facturas emitidas, y no sobre el número total de reclamos por ese motivo.

$$RF = \frac{\text{Reclamos resueltos a favor de usuarios}}{\text{Total de facturas emitidas}} \times 100$$

6.3. Análisis de la Propuesta de la CREG con Referencia a las Experiencias Analizadas

Sin perjuicio de que la calidad de la atención comercial en el servicio eléctrico incluye muchos aspectos, entre ellos la atención telefónica, es posible identificar tres puntos críticos en la relación con el cliente:

- Tiempo de conexión
- Tiempo de reconexión
- Errores en la Facturación

En esos tres puntos críticos de la relación comercial en el sector eléctrico, los valores propuestos no parecen exigentes para un país como Colombia, en especial si se compara los mismos con los valores de países como Perú, Guatemala y El Salvador.

No obstante, hay un aspecto que sí merece observación y refiere al uso de un valor “promedio” para el país, cuando es sabido de las enormes diferencias y complejidades regionales que afectan los costos. Como mínimo debería incluirse valores para las capitales

de Departamento, poblaciones menores y áreas rurales. Dicho de otra forma, los valores propuestos pueden ser poco exigentes para ciudades como Bogotá o Medellín pero muy exigentes para una vereda en el Caquetá. Una posibilidad es adoptar una clasificación similar a la escogida por la regulación salvadoreña, que diferencia por densidad demográfica: alta, media y baja. Vale aclarar que esta diferenciación no violaría el principio de neutralidad sino que reflejaría los costos inherentes a la prestación del servicio.

Por último, queda reiterar que si la actividad está sujeta a competencia, la calidad es uno de los factores que justamente pueden marcar una diferencia entre un suministrador u otro, por lo que no tendría sentido regularla.

7. IMPACTO DE LA ELIMINACIÓN DE CONTRIBUCIONES DE LA INDUSTRIA

Como puede deducirse del diagnóstico y propuestas realizadas, la eliminación de las contribuciones de la industria seguramente incidirá en la viabilidad de implementación de una solución que requiera mayores recursos del Presupuesto Nacional.

Por un lado, es de esperar que una solución de este tipo sea cada vez más resistida. Pero, por otro lado, entendemos que la eliminación de las contribuciones de la industria (54% del total) implica un impacto mucho mayor que el que puede afectar a la actividad de comercialización.

Dado el impacto en los requerimientos de fondos desde el Presupuesto Nacional al sector eléctrico, es probable que sea necesario revisar a fondo el esquema de contribuciones y recursos. Y por lo tanto, junto con la amenaza que representa, es posible que en esta revisión surja una oportunidad para eliminar las distorsiones de la regulación vigente en la comercialización de usuarios regulados.

8. ANÁLISIS DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS PARA ESTABLECER COSTOS EFICIENTES DE LA COMERCIALIZACIÓN

A la hora de determinar los precios eficientes de una empresa sujeta a regulación, un obstáculo es la asimetría de información existente entre la empresa regulada y los órganos públicos con cometidos de asesoramiento y fijación de tarifas. La necesidad de equilibrar la asimetría de información ha incitado el desarrollo de nuevas herramientas entre las que se destacan los llamados métodos de comparación o *benchmarking*. Mediante la aplicación de estas técnicas se reduce la brecha informacional a través de *rankings* de desempeño basados en la comparación de medidas de eficiencia. Esta sección presenta brevemente las diferentes opciones metodológicas de *benchmarking* para la determinación de costos eficientes de operación, sus ventajas e inconvenientes.

8.1. La estimación de costos eficientes en un contexto de información asimétrica

Uno de los objetivos de la regulación es trasladar todo o parte de las ganancias de eficiencia desde la empresa monopólica a los consumidores cautivos. Esto supone responder las siguientes preguntas:

- ¿Cómo se define “servicio eficiente”?
- ¿Cómo saber si una empresa es eficiente o no en un contexto de información asimétrica?

Para el caso de la comercialización de energía eléctrica en Colombia, no se trata de un mercado monopólico sino de un mercado competitivo “sujeto a control”. Es importante esta característica del mercado colombiano al momento de determinar precios para los segmentos regulados.

En la figura siguiente se define y explica el concepto de eficiencia productiva.

Figura 4 – Eficiencia productiva, técnica y asignativa

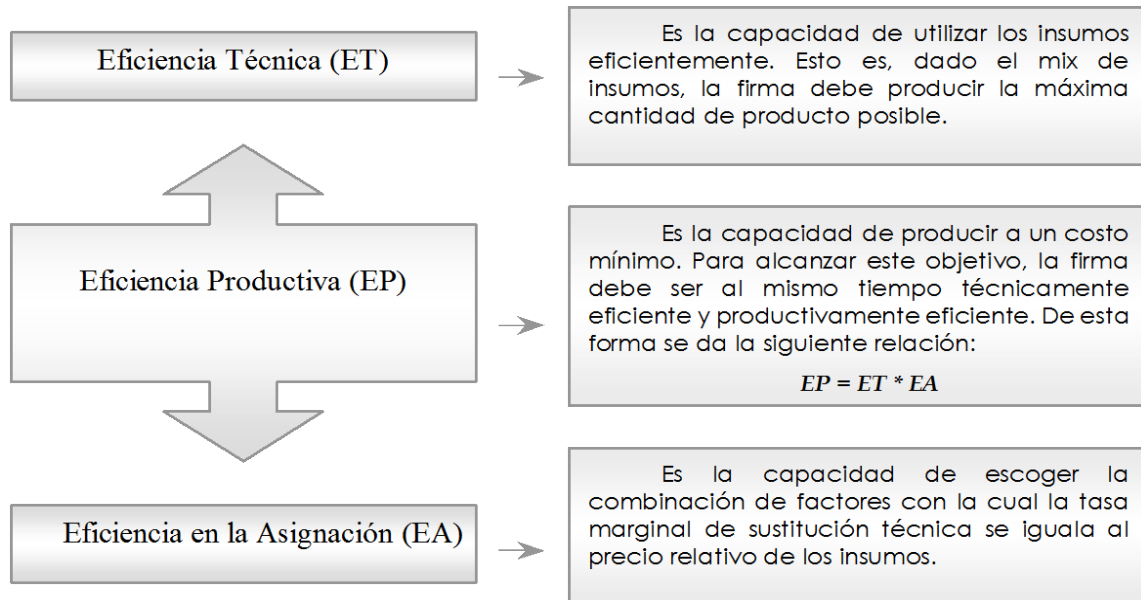
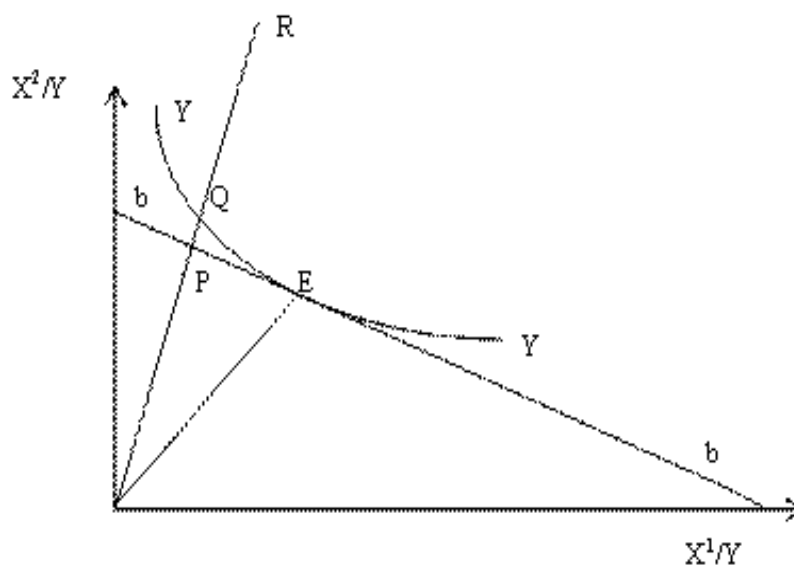


Figura 5 – Eficiencia productiva, técnica y asignativa



Fuente: Coelli et al. (2005)

Se observa que:

- Empresa Q es técnicamente eficiente pero no asignativamente eficiente.

- Empresa P es asignativamente eficiente pero no es técnicamente eficiente.
- Empresa R es asignativamente y técnicamente ineficiente.
- Empresa E es asignativamente y técnicamente eficiente (productivamente eficiente).

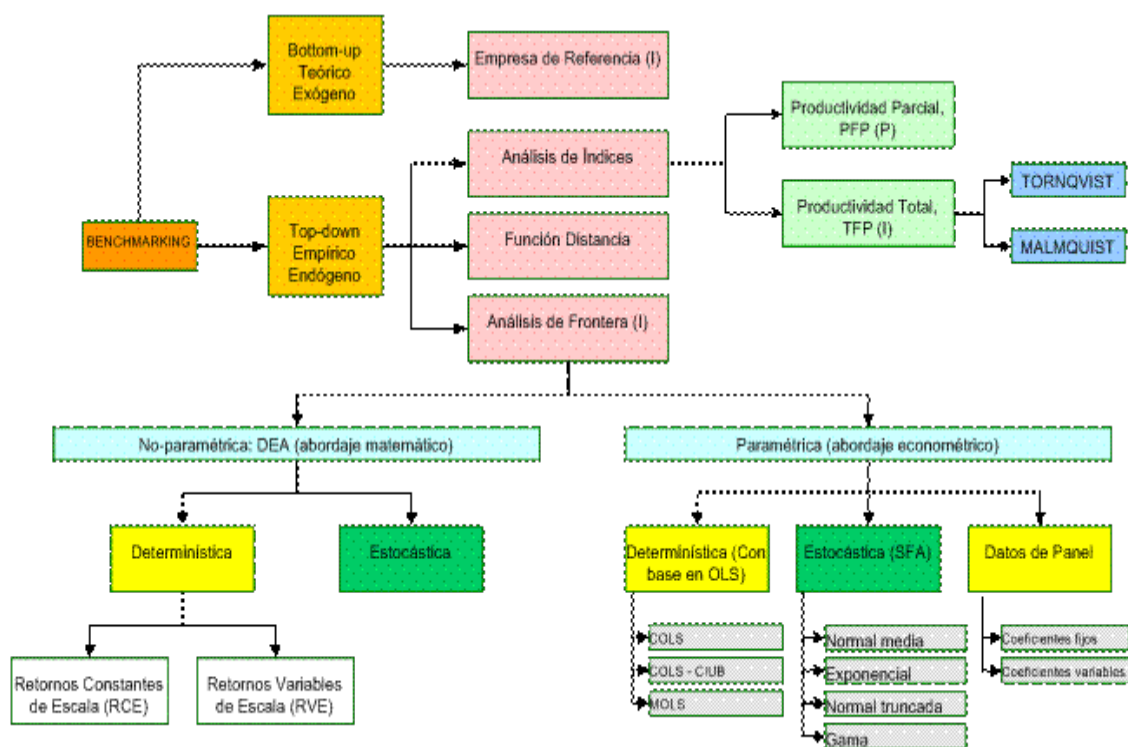
En resumen, un aspecto fundamental a determinar en un proceso de revisión tarifaria y en un contexto de información asimétrica, es “descubrir” dónde está ubicada la empresa bajo análisis.

8.2. Benchmarking como método de búsqueda de la eficiencia

El *benchmarking* es un enfoque que apunta a determinar si una empresa es eficiente comparada con otras empresas o consigo misma en el tiempo. El proceso de *benchmarking* permite a las empresas y al Regulador identificar formas de mejorar los niveles de eficiencia.

La siguiente figura resume los principales métodos de *benchmarking*.

Figura 6 – Métodos de *benchmarking*



Fuente: elaboración propia.

Se observan dos métodos principales:

1. **“Bottom – up”**, también conocido como *benchmarking* endógeno o teórico: A partir de una función teórica especificada en base a la tecnología del proceso productivo. Frecuencias y recursos requeridos para ejecución de procesos y actividades comparados.

2. **“Top – down”**, también conocido como *benchmarking* exógeno o empírico: A partir de una función empírica basada en los mejores resultados observados en la práctica.

8.2.1 *Benchmarking teórico: empresa de referencia o modelo*

La empresa de referencia (ER) se define como la empresa ideal a cargo de la provisión de un servicio público en un área física específica, operando bajo criterios de eficiencia y calidad, referidos al entorno local. La ER es utilizada como método regulatorio predominante en América Latina y Suecia, y también ha sido utilizada como método de apoyo por las agencias inglesas de regulación (OFGEM, OFWAT y el Regulador de servicio de trenes. Una gran ventaja de este método es que permite determinar costos eficientes contemplando condiciones locales relevantes: entorno macroeconómico, normas de calidad de servicio técnico y comercial, topología de redes, etc., pero en ningún caso se considera la gestión real de la empresa para determinar el nivel eficiente de gestión.

La construcción de la ER se hace, en general, por bloques:

- Definición de procesos y actividades para cada bloque
- Frecuencias de ejecución, recursos humanos y materiales y repuestos definidos asumiendo condiciones de ejecución eficiente
- Todos los recursos valorados a precios de mercados locales

Otra posibilidad es realizar un análisis de benchmarking a nivel técnico, por ej, frecuencias de ejecución de una determinada tarea. Para ello se precisa construir una base de datos de frecuencias de ejecución. La ventaja de esta aproximación es que es menos riesgoso comparar frecuencias entre países que costos.

En cuanto a los niveles salariales que se reconocen, los mismos surgen del mercado local al momento del cálculo considerado.

Las principales desventajas del método de ER son los siguientes:

- Muy demandante en información técnica de detalle
- Necesita de una base de información amplia sobre frecuencia y costos de las principales actividades del negocio
- Requiere del conocimiento técnico de un consultor, lo que no soluciona el problema de información asimétrica.

8.2.2 *Benchmarking práctico: principales aspectos*

El *benchmarking* implica la recolección y análisis de información sobre un grupo de empresas, con el objeto de obtener conclusiones sobre lo que sería una meta realista del nivel de costos de una empresa eficiente. Con esta herramienta se puede implementar la competencia por comparación (*yardstick regulation*).

Requisitos esenciales para la aplicación de la competencia por comparación:

- un buen número de empresas con información disponible
- que las empresas sean comparables
- que las empresas estén bajo las mismas reglas de juego (regulador común)

1. *¿Benchmarking de costos operacionales (Opex) o costos totales?*

Un debate frecuente acerca de los estudios de benchmarking es si es correcto analizar exclusivamente los costos operacionales o si por el contrario se requiere de un análisis más amplio, que incluya los costos totales, es decir operacionales (*Opex*) más los costos de

capital (*Capex*).

Diferentes puntos de vista:

- **Posición I.** La práctica de análisis de *benchmarking* parciales (i.e. *Opex* y *Capex*) puede conducir a conclusiones erróneas, e.g. una empresa puede aparecer como *Opex*-eficiente porque realizó fuertes inversiones en capital y vice versa. Podría inducir al Regulador a fijar como referencia de eficiencia el nivel más eficiente de cada gasto (*Opex* y *Capex*), combinación que puede resultar demasiado exigente y alejada de las posibilidades reales de mejora de eficiencia de las empresas.
- **Posición II.** La práctica de análisis de *benchmarking* globales no es recomendable, debido a que es necesario estimación los *Capex*, cuya diversidad en el diseño de las redes y la valuación de las mismas hacen imposible la comparación.

En la práctica se observa la aplicación de ambas posiciones. En efecto, algunos reguladores como Bélgica, Dinamarca, Irlanda del Norte y Noruega han usado el *benchmarking* sobre la base del total de costos controlables, mientras Holanda, Finlandia y el Reino Unido han focalizado en los *Opex*.

2. Diseño de la frontera

El diseño de la frontera implica decidir sobre varios puntos:

- Definición de productos e insumos
- Análisis paramétrico (econometría) o programación matemática?
- Forma funcional
- Fronteras determinísticas o estocásticas?
- Función de costos o función de producción?
- Tratamiento de los factores no gerenciables

Las técnicas existentes incluyen:

- Análisis paramétricos: Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO o OLS), Mínimos Cuadrados Corregidos (MCOC o COLS), Análisis de Fronteras Estocásticas (SFA)
- Análisis no paramétricos: Análisis Envolvente de Datos (DEA), índices de productividad (Malmquist).

Las técnicas paramétricas requieren de una definición sobre la forma funcional, y la ineficiencia surge como un “residuo”, una vez que se controla por todas las variables relevantes. La forma funcional usada con mayor frecuencia es la Cobb-Douglas, aunque en los trabajos académicos es muy usada la función translogarítmica, la cual requiere de mayor número de observaciones.

Dentro de los análisis paramétricos existen dos grandes opciones: modelos determinísticos, y modelos estocásticos. Los modelos determinísticos (MCO, MCOC) consideran que toda discrepancia entre la frontera y el comportamiento real de la firma es ineficiencia. En los análisis estocásticos, en cambio, se permite la posibilidad de que los desempeños de las empresas puedan ser afectados por factores aleatorios que no están bajo su control.

Otro punto a definir es si se estima una función de producción o una función de costos. La función de costos, muestra el mínimo costo dado un cierto nivel de producto y un vector de precios de los insumos. Una función de producción muestra la máxima cantidad de producto posible dados los insumos utilizados.

Ejemplos:

- Una empresa con 80% de eficiencia técnica puede aumentar 20% su producción con la misma cantidad de insumos.
- Una empresa con 70% de eficiencia de costos puede reducir sus costos en 30% e igualmente producir el mismo nivel de producto.

Por lo general la **función de costos** es preferible a la de producción en negocios como la distribución de energía eléctrica, donde el operador tiene obligación de suministro (i.e. no decide sobre el nivel de producto). Sin embargo, en muchas ocasiones no es posible la aplicación de la función de costos por no disponerse de los precios de los insumos (capital y trabajo), por lo que en esos casos se analiza lo que denomina “función de distancia”, es decir que solo se evalúa la eficiencia técnica dado que no es posible analizar los temas de asignación de recursos en función de sus precios.

3. Componentes de una frontera de eficiencia aplicada al sector de comercialización

La construcción de una frontera de eficiencia requiere definir dos aspectos:

- a) Productos e Insumos
- b) Factores ambientales o no gerenciabiles

Para definir los **productos e insumos** es importante tener en cuenta las actividades que desarrolla un comercializador de energía eléctrica:

- Actividades relacionadas con las cuentas de los consumidores, ie, lectura de medidores, facturación, cobranza
- Actividades de venta de energía
- Actividades relacionadas con la atención al cliente (*call centers*)
- Administración

El primer punto está directamente relacionado con el número total de clientes y, en menor medida, por su dispersión geográfica. El dimensionamiento de un call center es función del número total de potenciales usuarios, si bien buena parte de sus costos se pueden considerar fijos, una vez definida la escala óptima. Las demás actividades no tienen una relación directa con el número de clientes. Es decir que el principal inductor de los costos de una empresa de comercialización es el número de cliente, considerando además que existen otros costos de naturaleza “fija”. Por lo tanto, el principal inductor o **producto** de los costos de comercialización es justamente el número total de usuarios. Los insumos corresponden a los costos de comercialización.

En cuanto a los factores no gerenciabiles, además de la densidad de clientes, otros aspectos que afectan la estructura de costos son:

- Perfil comercial de cada comercializador (por ej., porcentaje de usuarios de estratos 1 y 2 en el total de usuarios)
- Complejidad social en el mercado relevante

4. Estimación de la frontera por métodos paramétricos

Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO o OLS)

El método de mínimos cuadrados ordinarios (*Ordinary Least Squared*, OLS) se utiliza para

determinar la recta que mejor ajusta una muestra, minimizando la suma de los cuadrados de las distancias entre los puntos de la muestra (empresas) y la propia recta. El método de OLS ha sido utilizado por algunos reguladores como la ASEP (Panamá).

Ventajas:

- Fácil de calcular, existe una muy variada cantidad de programas de computación disponibles.
- Permite contemplar sin dificultades el impacto de factores de entorno en la eficiencia de la empresa (que puede afectar esa eficiencia y están fuera del control de la gestión, tales como la densidad de carga).

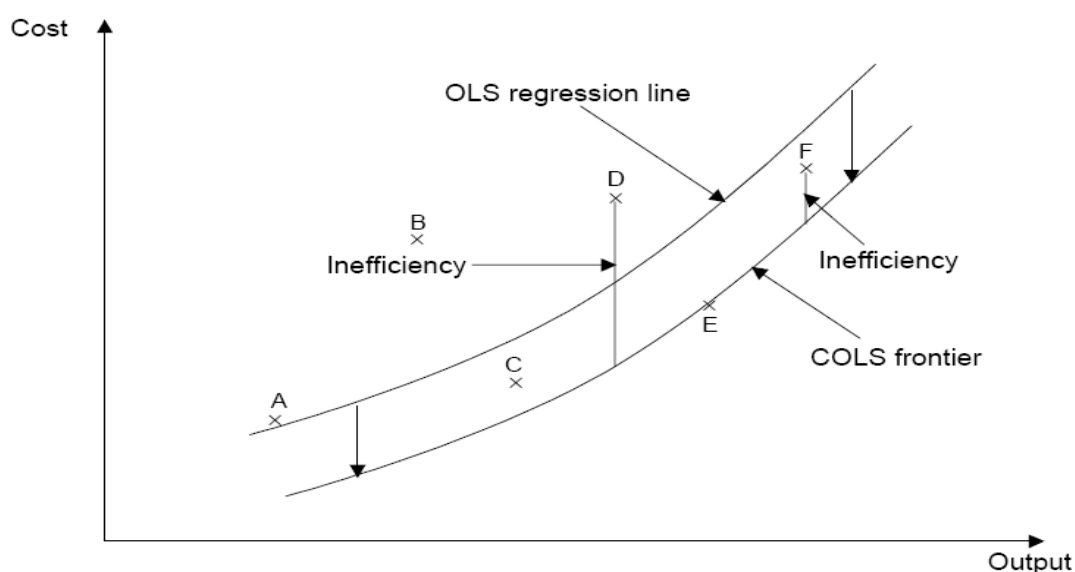
Desventajas:

- No calcula una frontera de costos sino un promedio.
- Es vulnerable a problemas estadísticos tales como:
 - Falta de “grados de libertad”, i.e. diferencia entre el número de observaciones disponibles y el número de variables explicativas a utilizar.
 - Multicolinealidad.
 - Residuos no son estadísticamente independiente de los factores explicativos (e.g. tamaño de la empresa)
 - Residuos correlacionados con eficiencia
 - Puede haber variables omitidas

Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO o OLS)

El método consiste en ajustar la función de costos estimada hasta que todos los residuos (diferencias entre costos reales y proyectados) sean positivos (excepto para la compañía o compañías determinadas como eficientes, para las que el residuo es igual a cero).

Figura 7 – COLS

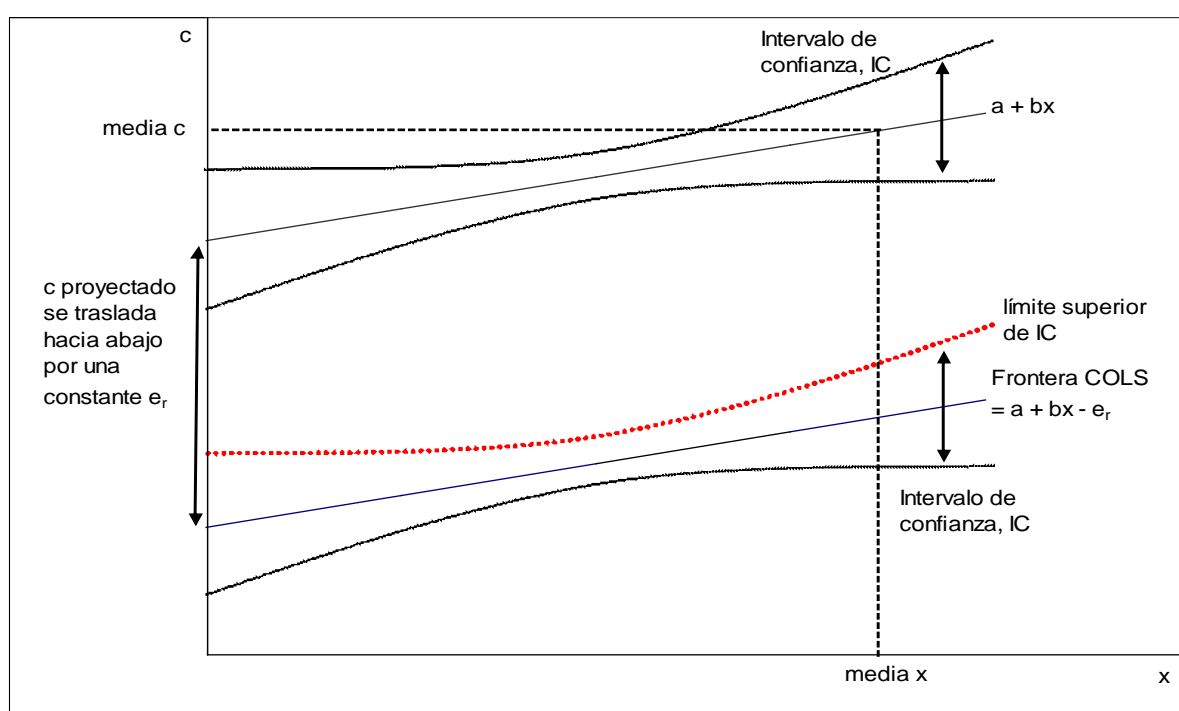


La principal ventaja del método es su simplicidad. La principal crítica es que los residuos de

la estimación reflejan no solo ineficiencia sino también errores en la medición de las variables y ruido estadístico, por lo que la ineficiencia puede estar sobreestimada.

No se ha aplicado en forma “pura” porque suele implicar ajustes difíciles de sobrellevar para las empresas menos eficientes. Por ejemplo, el regulador del Reino Unido, la OFGEM, aplicó COLS no sobre la más empresa más eficiente sino sobre la tercera. Se entiende esta decisión como discrecional. Weyman Jones *et al.* (2004) plantean un ajuste al COLS sobre la base del límite superior del intervalo de confianza de la estimación para evitar la discrecionalidad antes mencionada. Este método se le ha denominado Intervalo de Confianza Límite Superior (en inglés *Confidence Interval Upper Bound, CIUB*). La frontera COLS para de la azul a la roja punteada (ver gráfica siguiente).

Figura 8 – COLS - CIUB



Análisis de Frontera Estocástica

El análisis de frontera estocástica (*Stochastic Frontier Analysis, SFA*) mejora las estimaciones de eficiencia de OLS/COLS ya que permite separar el residuo en dos componentes: ineficiencia y ruido estadístico. Como contrapartida requiere asumir la forma de la distribución del término de eficiencia y del término de error. El SFA se basa en el método de máxima verosimilitud (*Maximum likelihood*).

Aplicación más compleja – Ningún regulador ha utilizado SFA.

El modelo de frontera estocástica puede ser expresado como sigue:

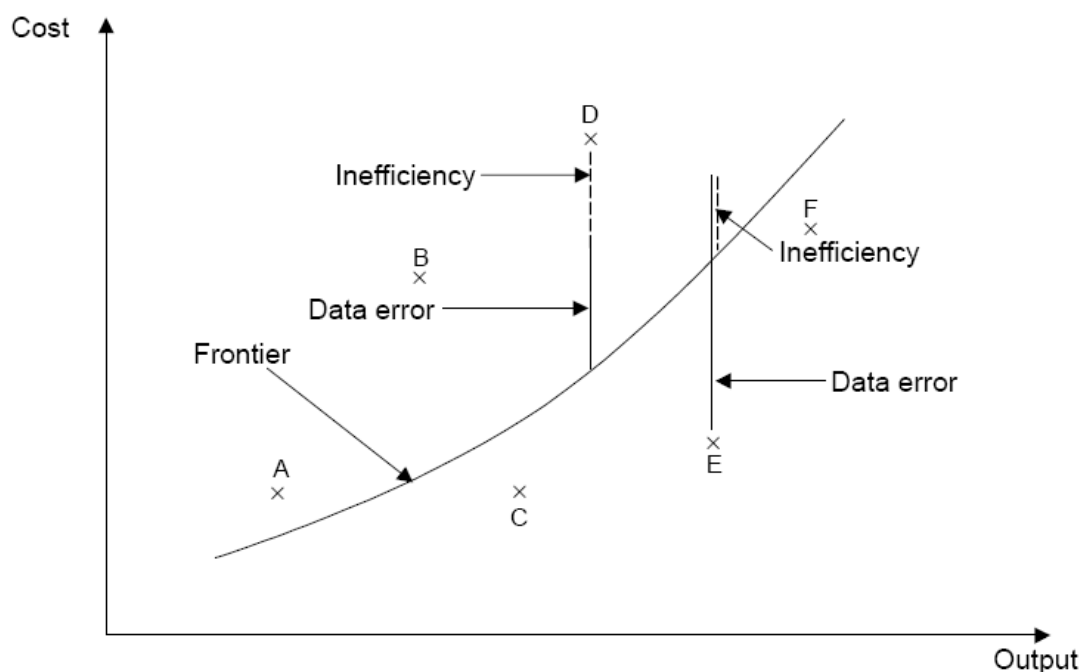
$$c_i = f(y_i; \beta) + w_i ; w_i = v_i + u_i$$

Donde $f(y_i; \beta)$ representa la función de costos, w_i es el residuo total observado, v_i representa el ruido estadístico y u_i es el término (componente) de ineficiencia. v_i puede ser positivo o negativo pero u_i toma solo valores positivos (los costos reales (c_i) nunca puede ser menor que el costo de la

frontera en ausencia de errores de información).

El supuesto sobre la forma funcional del componente o término de ineficiencia es crucial. Las formas funcionales más utilizadas son la media-normal (half-normal) y la exponencial (exponential). Dichas formas de distribución asumen que gran parte de las empresas son eficientes y que la menor parte de ellas no lo son. Para algunos analistas dicho supuesto es “heroico” por lo que se pueden utilizar formas de distribución más flexibles como por ejemplo la normal-truncada (normal-truncated) y la gamma. Estas distribuciones son más complejas de utilizar.

Figura 9 – SFA



Como ventajas de este método se destacan las siguientes:

- Se reconoce la presencia de eventuales errores
- Comparado con las técnicas no paramétricas, proporciona alguna inferencia estadística tanto para la forma de la frontera como para la significación de los factores explicativos individuales.

Como desventaja hay que destacar las siguientes:

- En la práctica, el componente de ineficiencia estimado representa una pequeña parte de toda la variación residual
- Vulnerabilidad a los problemas estadísticos
- Problemas de estimación con muestras pequeñas
- Muy dependiente de la función de distribución asumida para el componente de ineficiencia
- Necesidad de determinar una forma funcional (al igual que los demás métodos paramétricos).
- Complejo de estimar para las formulaciones más avanzadas (por ej., datos en panel, componente de ineficiencia estocástico)

Dadas las ventajas mencionadas, lo cierto es que, hasta donde tenemos conocimiento, los reguladores no aplican SFA con fines regulatorios con excepción de la propuesta de la CREG para el sector de gas.

5. Estimación de la frontera por Análisis Envolvente de Datos (DEA)

El modelo DEA realiza una estimación no paramétrica de la Frontera de Eficiencia (FE) utilizando programación lineal, la cual permite la iteración simultánea entre múltiples insumos utilizados y productos. Al igual que en las demás herramientas de *benchmarking*

práctico, el desempeño de cada empresa se mide con relación al desempeño del total de empresas de la muestra a través de un Puntaje de Eficiencia (PE). Las empresas que componen la FE tienen un PE técnico igual a uno, indicando que las mismas utilizan la mínima cantidad de insumos para obtener la misma cantidad de productos que empresas similares. Para las empresas que no se ubican en la FE el PE indica la reducción proporcional de los insumos para alcanzar la frontera de eficiencia. Esta herramienta se ha usado en varios países, e.g., Brasil, Noruega, Australia (varios Estados), Holanda, Dinamarca, Jamaica, etc., y también en Colombia.

El modelo DEA trabaja principalmente con dos especificaciones:

- *Rendimientos Constantes a Escala* (RCE). Esta especificación es adecuada cuando todas las empresas están operando en una escala óptima de producción o cuando las empresas pueden elegir su escala de producción. En estos casos la ineficiencia de escala puede atribuirse a la mala gestión de largo plazo de la empresa.
- *Rendimientos Variables a Escala* (RVE). Esta especificación permite estimar la eficiencia técnica sin los efectos de la eficiencia de escala (eficiencia técnica pura).

La diferencia entre RCE y RVE se conoce como *eficiencia de escala*.

Una modificación de las especificaciones mencionadas para el sector de redes consiste en suponer Rendimientos No Decrecientes a Escala (NDRS). Según esta especificación, si se aumenta el total de insumos, el producto aumenta al menos en la misma proporción. Esta especificación es la usada por el regulador brasileño de energía eléctrica (ANEEL).

Como todo método, presenta ventajas y desventajas.

Ventajas:

- *Identificación de empresas comparadoras*. A cada una de las empresas que no conforman la FE es posible asignarle una empresa comparadora (*peer*).
- Permite la incorporación de *variables ambientales* que están fuera del control en la gestión de una empresa (i.e. características climáticas, topográficas, densidad, etc.). La consideración de variables ambientales puede realizarse directamente en el modelo DEA o a través de un método en dos etapas, en donde se utilizan los valores del modelo DEA en un análisis paramétrico.
- *Sencillez*. Es muy fácil de aplicar (programas académicos disponibles gratuitamente)
- *Transparencia*. Por lo general los resultados de los modelos *económicos* son vistos con mayor desconfianza por parte de las empresas sobre todo cuando se utilizan formas funcionales complejas.
- *Menor incidencia de observaciones irregulares (outliers)*. En un modelo DEA, si una empresa es un *outlier* tendrá muy poco o ninguna incidencia sobre los PE del resto de las empresas, ya que en este modelo cada empresa solo se compara con otras empresas que tengan ratios de insumos y productos similares

Desventajas:

- *Es un modelo no evaluable estadísticamente*. No es posible evaluar estadísticamente la bondad del modelo al ser DEA un modelo no paramétrico.
- *Sesgo a sobredeterminar empresas eficientes*. Cuando en la muestra se detectan datos que no son comparables con el resto de la información, dichos casos son determinados eficientes por *default*.

- El método, en su versión más sencilla, no permite la utilización de factores estocásticos. Esta deficiencia ha llevado que, en la práctica, algunos Reguladores han impuesto en forma arbitraria algunas restricciones para evitar puntajes de eficiencia muy bajos (e.g. Noruega y Holanda).
- Los puntajes de eficiencia tienden a ser sensibles a los insumos y productos definidos.
- DEA no está exento de “gaming” (juego o comportamiento estratégico por parte de las empresas cuando éstas brindan información). El problema central es que el “gaming” de ciertas empresas puede afectar en forma considerable a las empresas que no hacen “gaming”.

Vale notar que si se está en presencia de un modelo de un (1) producto y un (1) insumo, no tiene sentido realizar un modelo de programación lineal pues la relación corresponde simplemente a una comparación del ratio producto/insumo.

6. Productividad Parcial de los Factores

Es frecuente en el análisis sectorial apelar a medidas de desempeño parcial, como, por ej., costo operacional por usuario o km de red o número de usuarios por empleado. Como su nombre lo indica, permiten la medición parcial de la eficiencia, en determinadas áreas del negocio. La utilización aislada de estos índices puede llevar a conclusiones erróneas ya que usualmente las empresas presentan en forma simultánea algunos índices con buen y otros con mal desempeño. Sin embargo, es una herramienta útil para comparar el desempeño entre empresas o la evolución de una empresa en el tiempo.

7. Productividad Total de los Factores

A diferencia de los análisis de productividad parcial de los factores, los análisis de productividad total de los factores (TFP) es un método de medición integral de la eficiencia de una empresa en el tiempo. Son índices que relacionan las modificaciones en el total de productos con las modificaciones en el total de insumos.

Las versiones de los índices de TFP más usadas son Törnqvist y Malmquist. Son índices fáciles de calcular y que son apropiados para el análisis de sectores con perfiles multi-insumos y multi-productos. Estos índices han sido ampliamente utilizados para estimar factores de productividad (Factor X), por ejemplo en Brasil recientemente para el sector de distribución de energía eléctrica. En Colombia han sido analizados tanto en estudios realizados para la CREG como en el plano académico.

8. ¿Qué método elegir?

Ningún método está a salvo de críticas. Si bien el enfoque de *benchmarking* posiblemente no sea una solución óptima hasta el momento no existe, en la práctica de la regulación por incentivos, enfoque alternativo mejor que éste. La recomendación, entonces, es no descartar ningún método a priori, aplicar todas las herramientas que sean posibles ya que los diferentes métodos son complementarios más que sustitutos.

Es importante, cualquiera sea el método que se escoja, que se realice un análisis de consistencia de los resultados.

Siguiendo a Bauer et al. (1998), las medidas de consistencia son:

- i) Las medidas de eficiencia generadas por los diferentes enfoques deben tener medias y desvíos estándar similares.
- ii) Los diferentes enfoques deben ranquear a las empresas en un orden similar.

- iii) Los diferentes enfoques deben identificar, en general, a las mismas empresas como las “mejores” o “peores”.
- iv) Las medidas de eficiencia deben ser razonablemente consistentes con otras medidas de desempeño.
- v) Las medidas de eficiencia individuales deben ser relativamente estables a través del tiempo, esto es, no deben variar significativamente de un año al otro.
- vi) Las distintas medidas deben ser razonablemente consistentes con los resultados que se esperan de acuerdo a las condiciones en las que se desenvuelve la industria.

Las tres primeras condiciones determinan el grado en que los diferentes enfoques son mutuamente consistentes (consistencia interna). Las restantes hacen alusión a la consistencia con la realidad (consistencia externa), y son sólo algunas de las muchas dimensiones en que esta consistencia podría chequearse.

Una práctica cada vez más común entre los reguladores es que, una vez que el Regulador está confiado en la consistencia de los resultados, envía los mismos a los operadores para que realicen comentarios. Ello no implica que los operadores no cuestionarán los resultados, de hecho hay que recordar que la regulación es una herramienta en donde el Regulador y el operador “confrontan fuerzas” a la hora de asignar la renta generada por el negocio monopolístico. Se recomienda firmemente el procedimiento de consulta ya que el mismo reduce la asimetría de información dado que promueve la revelación de información por parte de quien mejor la conoce: la empresa.

Finalmente, y no menos importante, si bien los métodos de *benchmarking* son una importante herramienta de decisión esto no significa que los reguladores no puedan o no deban usar ningún juicio fundamentado para establecer los precios o los objetivos de desempeño. En ese sentido transcribimos los conceptos de Jamasb and Pollit (2001):

“The issue of choosing the most appropriate benchmarking methods and model specification cannot be settled on theoretical grounds. Therefore, benchmarking should not be confined to a particular technique. In each case, regulators should use the latest techniques such as DEA, COLS, SFA, and partial benchmarking as well as sensitivity analysis to examine the consistency of results and robustness of the rank orders.”

8.3. Información Disponible

8.3.1 Información solicitada

Un requerimiento fundamental para realizar cualquier ejercicio de *benchmarking*, y en particular de frontera de eficiencia, es contar con una buena base de información tanto en calidad y cantidad. La robustez de los resultados depende en primer término de la representatividad de las empresas que conforman la muestra de análisis. Para estimar la eficiencia de un sector en general y de una empresa en particular es necesario definir una ventana (periodo) de análisis adecuada. Si el periodo de análisis es muy corto (uno o dos años) se puede llegar a conclusiones erróneas como consecuencia de eventos particulares. Un periodo de análisis largo (e.g. 10 años) enriquece notoriamente la capacidad de análisis pero genera costos de acceso a la información notoriamente mayores. El Consultor estimó razonable contar con un periodo de análisis mínimo de 4 o 5 años. Por tal motivo se solicitó información a las empresas para el quinquenio 2006-2010. La solicitud de información correspondió a los costos de comercialización correspondientes a usuarios regulados y las variables que posiblemente expliquen la evolución de dichos costos: nivel de actividad - escala (cantidad de clientes), calidad de servicio y variables ambientales (e.g. densidad de

clientes, costos laborales), etc. A continuación se definen cada una de dichas variables, determinando la fuente de información consultada.

1. Costos de comercialización

Corresponde a los Costos de Comercialización (CC) incurridos para proveer el servicio a usuarios regulados. El análisis de eficiencia del proceso de comercialización debe considerar todos los aspectos relevantes de su proceso productivo. Los principales procesos y subprocesos de la actividad de comercialización son:

- Captación de clientes (marketing, ventas, cálculo de ofertas, negociación)
- Generación de contratos (formalización de contratos, alta de clientes)
- Vinculación a la red (órdenes de servicio, inspección preventiva, inspección correctiva)
- Gestión de cartera (previsión de demanda, programación y desvíos, compras de energía, gestión de riesgos)
- Administración de contratos (lectura, pago de peajes, facturación, cobro)
- Atención post-venta (atención incidencias, atención reclamaciones, nuevos servicios, renovación).

En muchos casos las empresas comercializadoras se integran horizontalmente con otros negocios, ofreciendo servicios conexos en búsqueda de sinergias. Esta opción le permite a las empresas diferenciarse de la competencia, evitar la competencia en precios que reduzca el margen tan escaso en caso de determinados segmentos de clientes, aumentar el valor percibido del producto, facilitar la captación de nuevos clientes y potenciar la fidelización de los existentes, entre otros. Son variadas los ejemplos servicios conexos: *dual fuel* (e.g. Reino Unido), energía verde (Alemania y EE.UU.), auditorías y el asesoramiento energético, financiación, facilidades de pago y facturación, mantenimiento de equipos, mejora de la calidad e inclusive servicios no vinculados con el producto eléctrico (seguros de hogar, mantenimiento de instalaciones, climatización, telecomunicaciones, etc.).

Corresponde a los costos de comercialización de los usuarios no regulados, al cual deben excluirse los siguientes conceptos:

- *Costos de Bienes y Servicios para la Venta*. Corresponde a las compras de energía, costos de transporte, etc.
- *Impuestos, tasas, contribuciones*. Las empresas en Colombia enfrentan cargas fiscales (impuestos, tasas, etc.) distintos según el Departamento/Municipio en donde estén ubicadas y su condición de empresa pública o privada. En consecuencia fueron excluidos estos conceptos a los efectos de la comparación, si bien los mismos deben ser reconocidos regulatoriamente en su totalidad.
- *Costos financieros*. Los mismos incorporan previsiones de distinto orden, intereses pagados, bonificaciones realizadas, etc.

Para estimar los CC antes definidos fue preciso contar con la siguiente información:

- Total del PUC # 444 Unidad de Servicio de Comercialización de Energía reportados al SUI que incluyen los siguientes procesos:

44475 Proceso Comercial de Mercadeo
44476 Proceso Comercial de Gestión de Energía
44479 Proceso Comercial de Atención a Clientes
44481 Proceso Comercial de Facturación y Recaudo
44483 Proceso Comercial de Control Comercial
44490 Proceso Estratégico y de Soporte de Gerencia y Estrategia
44491 Proceso Estratégico y de Soporte de Planeación Corporativa
44492 Proceso Estratégico y de Soporte de Control de Gestión
44493 Proceso Estratégico y de Soporte de Gestión del Talento Humano
44494 Proceso Estratégico y de Soporte de Servicios Logísticos
44495 Proceso Estratégico y de Soporte de Gestión Financiera
44496 Proceso Estratégico y de Soporte de Gestión de Financiamiento
44497 Proceso Estratégico y de Soporte de Informática
44498 Proceso Estratégico y de Soporte de Jurídica y Contratos

- Costos a excluir: que se obtienen de la información reportada en el Formulario C de las Circulares CREG 017-2007, 048-2008, # 008-2009 053-2010 correspondiente a información para los años 2006, 2007, 2008 y 2009, respectivamente (Ver Tabla abajo). Asimismo se le solicitó a las empresas el total de impuestos, tasas y contribuciones pagadas: Impuestos, Contribuciones y Tasas (Código SUI – Gastos # 5120) , Impuestos (Código SUI –Costos # 7565).

Tabla 7 – Formulario C "Costos de Comercialización" reportados a la GREG

CODIGO	RUBRO
512007	Multas
512008	Sanciones
512017	Intereses de mora
5302	Provisión para protección de Inversión
5304	Provisión para deudores
5306	Provisión para protección de Inventarios
5309	Provisión para responsabilidades
5313	Provisión para obligaciones fiscales
5344	Amortización de bienes entregados a terceros
58	Otros gastos
752007	Amortización bienes entregados a terceros
752008	Amortización mejoras en propiedades ajenas
7530	Costo de bienes y servicios públicos para la venta
754007	Mantenimiento líneas, redes y ductos en comercializ
7555	Costo de pérdidas en prestación del servicio
-	Otros costos y gastos

Fuente: CREG

2. Calidad de servicio

El nivel de costos de un determinado servicio está relacionado 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 tal motivo para que la comparación entre empresas sea correcta es necesario incorporar alguna variable que represente adecuadamente la calidad de servicio que brindan las empresas. En el caso de negocios regulados, como es el caso de la comercialización de energía eléctrica, por lo general el Regulador determina un nivel de calidad mínimo que en el caso de no cumplirse genera penalidades económicas para la empresa. Si la fiscalización de los niveles de calidad y la penalidad impuesta por el Regulador son adecuadas alcanza con incorporar a los costos de comercialización el total de penalidades pagadas por las empresas. Estas condiciones no se cumplen en la actualidad en el sector de comercialización de energía eléctrica de Colombia. Adicionalmente no se cuenta con información regulatoria que represente adecuadamente la calidad de servicio en el segmento de comercialización. En consecuencia, es necesario analizar la incorporación de otra/s alternativa/s de variable/s (*proxy*) que representen adecuadamente la calidad de servicio de comercialización.

Desde el año 2007 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) realiza una exhaustiva encuesta a nivel nacional para determinar el Nivel de Satisfacción de los Usuarios (NSU) de servicios públicos domiciliarios. La encuesta evalúa algunos atributos que tienen relación con la Actividad de Comercialización:

- facilidad para entender la factura
- exactitud de los cobros con relación al consumo
- tiempo entre la entrega de la factura y la fecha límite de pago
- variedad de medios de pago
- cantidad de puntos o sitios de pago
- horarios de atención
- ubicación de los puntos de atención
- amabilidad en la atención y el tiempo que tardó la empresa en responder su queja o petición.

Los valores del NSU están comprendidos entre 0 y 100. Se dispuso del valor del NSU del segmento de comercialización para cada uno de los mercados de Colombia para los años 2006 (que corresponde a la primer encuesta realizada) a 2008. La siguiente tabla muestra dichos valores:

Tabla 8 – NSU Energía Comercializador según mercados 2006 – 2008

	2008	2007	2006
Total	67,63	67,61	68,68
ANTIOQUIA	77,40	78,38	78,67
CALDAS	74,58	74,15	72,24
RISARALDA	73,61	75,67	76,52
GUANÍA	72,92	ND	ND
NORTE DE SANTANDER	72,50	71,60	74,35
VALLE DEL CAUCA	72,26	70,35	69,53
BOGOTÁ	72,11	73,57	71,05
SANTANDER	71,67	68,08	69,38
QUINDÍO	70,72	73,36	84,75
CUNDINAMARCA	68,91	66,38	67,24
BOYACÁ	68,01	64,41	64,01
CAQUETA	67,58	53,40	59,18
NARIÑO	66,03	59,89	57,03
META	65,04	62,70	66,54
PUTUMAYO	64,92	64,55	66,71
TOLIMA	64,86	65,02	67,16
CHOCO	63,47	57,90	50,35
CESAR	62,99	60,76	53,66
GUAVIARE	62,97	61,76	ND
HUILA	62,56	69,44	72,06
ARAUCA	61,72	62,24	59,19
SAN ANDRÉS	61,44	59,12	ND
SUCRE	61,37	ND	ND
CAUCA	61,09	56,84	62,08
MAGDALENA	60,86	50,92	46,55
CASANARE	59,85	ND	ND
VICHADA	58,88	ND	ND
BOLÍVAR	54,77	57,53	59,14
ATLÁNTICO	54,08	67,28	67,30
AMAZONAS	52,65	ND	ND
CÓRDOBA	51,14	56,63	62,99
VAUPÉS	44,02	ND	ND
LA GUAJIRA	42,31	20,85	25,70

Fuente: SSPD

Para poder completar el periodo de cuatro años (2006-2009) se consideró que los valores del NSU del año 2009 son iguales a los obtenidos en el año 2008. Fue seleccionado un mercado para cada una de las empresas, a excepción de los comercializadores puros, para los cuales se consideró el promedio nacional.

3. Factores no gerenciables (variables ambientales)

En los análisis de fronteras de eficiencia es muy importante tener en cuenta aquellos factores que afectan la estructura de costos pero que no son controlables por las empresas. Tal es el caso de algunas regiones en donde las condiciones geográficas (e.g. montañosa, selva) crean condiciones de operación (lectura de medidores, facturación, etc.) de mayor dificultad. Las empresas son tomadoras de precios, en particular de los costos laborales. En el caso de que haya diferencias de costos laborales entre regiones, las mismas deben ser consideradas para que las comparaciones no arrojen resultados sesgados por la omisión de una variable relevante. La densidad de clientes es también un aspecto no controlable por las empresas (fundamentalmente los incumbentes) y suele ser una variable clave en la determinación de los costos operativos. Finalmente se analiza la incidencia de otras dos variables ambientales: la complejidad del área de operación y la estructura comercial.

4. Costos laborales

La comercialización es una actividad intensiva en recursos humanos, con escasa participación de activos tangibles. Más del 80% de los costos totales de la comercialización corresponden a costos laborales. Por otro lado existen importantes diferencias en los costos laborales entre las regiones de Colombia. A los efectos de realizar adecuadamente la comparación entre empresas es necesario internalizar las distorsiones que provocan las diferencias antes mencionadas. De lo contrario es probable que una empresa aparezca como ineficiente cuando en realidad sus costos operativos son altos, en comparación con otras empresas, porque los costos laborales en la región donde opera son mayores a los de otras regiones. En consecuencia es fundamental considerar las diferencias en los costos laborales entre regiones. Hay tres formas de resolver este problema:

- i. Corrigiendo los Costos de Comercialización (homologación de costos). Para ello es necesario conocer la participación de los costos laborales en cada una de las empresas y ajustar los costos reportados de acuerdo a un índice que refleje las diferencias de costos laborales entre empresas.
- ii. Considerando la variable salario como variable explicativa de forma de obtener una estimación de la eficiencia en la asignación de los recursos.
- iii. Considerando los costos laborales como una variable ambiental.

En los tres casos es necesario contar con una variable (índice) que refleje las diferencias de costos laborales entre regiones (empresas). A tales efectos se analizaron tres fuentes de información alternativas:

- i. Costos medios salariales por empresa. Fueron estimados de acuerdo a la información reportada por las empresas a la CREG (Resolución CREG 082/10) en donde se detallan los costos laborales totales y la cantidad total de empleados. Al igual que los costos de comercialización, los costos laborales fueron expresados en valores constantes a precios de diciembre del año 2010 (Diciembre de 2010 = 100) de acuerdo a la información provista por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Esta variable es controvertida por algunos analistas, quienes sostienen que al considerar la información de las empresas se puede estar incorporando ineficiencias de la gestión (i.e. empresa que están pagando por encima de lo que se paga en la región).
- ii. Estadísticas del (DANE) - resumen de las variables principales de la industria según departamentos.
- iii. Estudio de Galvis (2010) en el que se analizar la convergencia de los salarios en Colombia en el período 1984-2009.

Tabla 9 – Costos laborales por Departamento (año 2008)

Departamento	Costos laborales/personal remunerado_mes	Índice
TOTAL	2,106	100
Antioquia	2,008	95
Atlántico	2,513	119
Bogotá, D.C.	1,993	95
Bolívar	3,046	145
Boyacá	2,390	113
Caldas	2,027	96
Caquetá	1,734	82
Cauca	2,504	119
Cesar	1,792	85
Córdoba	4,373	208
Cundinamarca	2,247	107
Huila	1,462	69
La Guajira	861	41
Magdalena	1,677	80
Meta	1,580	75
Nariño	1,226	58
Norte de Santander	1,362	65
Quindío	1,246	59
Risaralda	1,490	71
Santander	2,245	107
Sucre	3,199	152
Tolima	1,483	70
Valle	2,337	111
Otros departamentos	1,151	55

Fuente: elaboración propia con base en DANE

Tabla 10 – Costos laborales por Ciudad (año 2009)

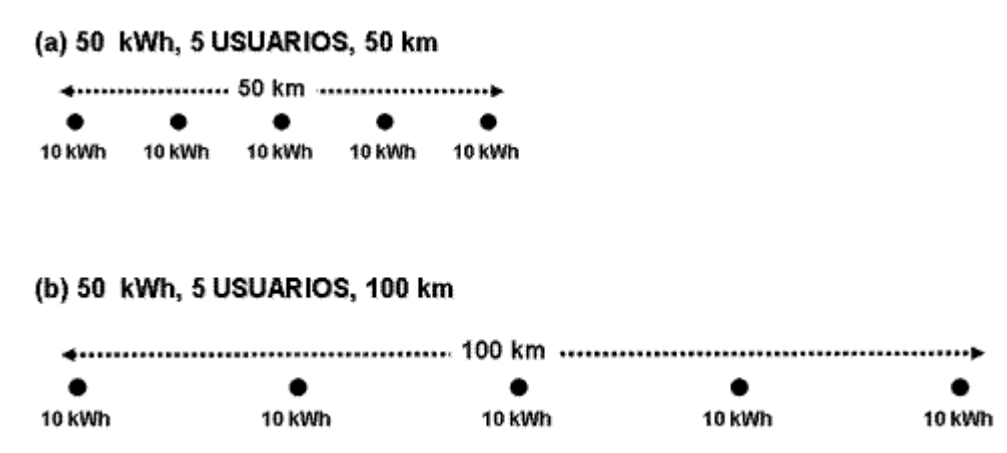
Ciudad	Índice
Bogotá	100
Barranquilla	79
Bucaramanga	93
Manizales	80
Medellín	95
Cali	92
Pasto	68
Cartagena	80
Montería	78
Villavicencio	88
Cúcuta	87
Pereira	89
Ibagué	80

Fuente: elaboración propia con base Galvis (2010)

5. Densidad de clientes

Neuberg (1977), en su trabajo seminal, muestra que la densidad de clientes es uno de los factores determinantes de la actividad de distribución de energía eléctrica en general, y de la actividad de comercialización, en particular. Pero no solo la cantidad de usuarios afecta los costos de comercialización, también hay que tener en cuenta la extensión de la red. Si la extensión de la red no es tomada en cuenta, entonces las dos situaciones del Figura 10 serían tratadas como similares, cuando es claro que la situación (b) presenta costos mayores que la (a), debido a los mayores costos de medición y distribución de facturas.

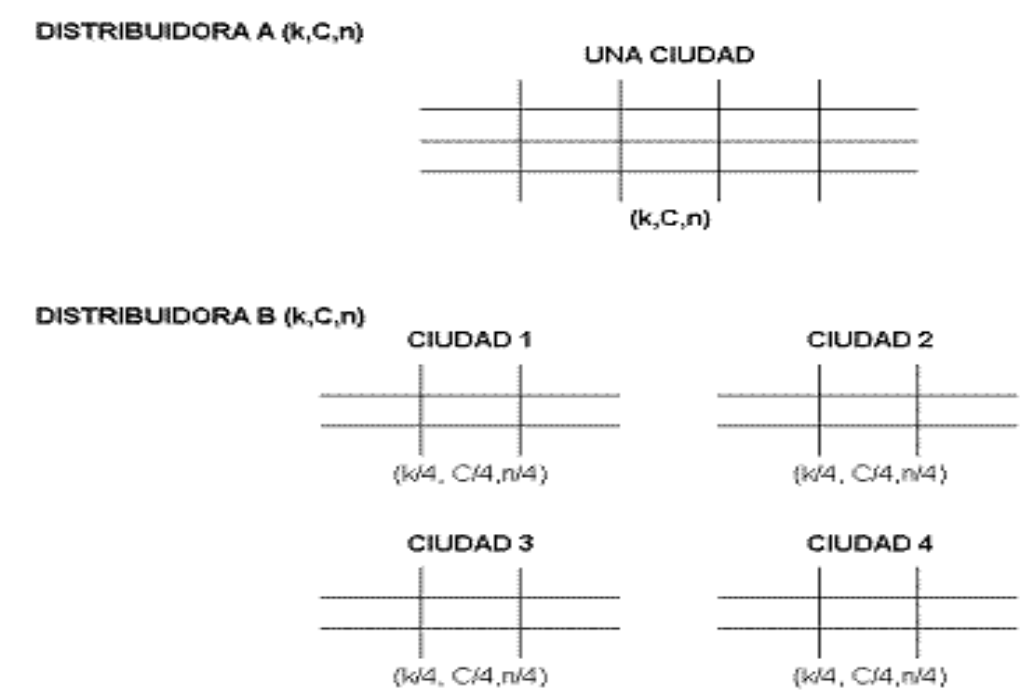
Figura 10 – Dos posibles combinaciones de kwh vendido, no de usuarios y extensión de red



Fuente: Adaptado de Neuberg (1977)

Otro problema sucede en el caso de dos empresas con la misma escala en número de unidades consumidoras, energía facturada y extensión de la red, con la única diferencia que el área de servicio de una empresa está concentrada en una ciudad (a), mientras que otra tiene su área de servicio segregada en cuatro ciudades (b). El caso (b) presenta mayores costos que la empresa (a) ya que para un mismo número de fallas de servicio, atención comercial, etc., los costos operativos de la empresa (b) son superiores ya que hay que mantener cuatro equipos completos.

Figura 11 – Densidad de clientes



Fuente: Adaptado de Neuberg (1977)

Atento a ello, se definió la variable densidad (DEN) como la cantidad de km de red por unidad consumidora (km/UCT). Para el caso que se decida incluir los comercializadores puros en el modelo, se debería tomar el promedio ponderado por los usuarios de las densidades de los mercados que abastece.

6. Complejidad

Algunas empresas tienen serios problemas para realizar sus operaciones normales (lectura de medidores, entrega de facturas, cobranza, reconexiones, etc.) en las Zonas de Dificil Gestión (ZDG). Una forma de internalizar este problema es incluir una variable que incorpore el porcentaje de energía comercializada en las ZDG sobre el total de energía comercializada.

7. Estructura comercial

La estructura comercial muestra la participación relativa de determinados grupos de usuarios (e.g. residenciales y no residenciales) con respecto al total de usuarios. Es probable que las diferencias en las estructuras comerciales de las empresas impacten en los costos comerciales. Es esperable que una empresa en donde los usuarios residenciales tienen un peso relativo casi total tenga mayores costos de comercialización que otra empresa en donde los usuarios no residenciales tienen un mayor peso relativo. En particular los usuarios ubicados en los Estratos 1 y 2 pueden llegar a generar mayores costos. En consecuencia fue definida la variable estructura comercial (EST) como el cociente entre los usuarios ubicados en los estratos 1 y 2 y el total de usuarios regulados.

8. Economías de alcance

Un problema que se puede presentar al realizar análisis de eficiencia para el sector de distribución de energía eléctrica es la existencia de empresas que operan en más de una industria de redes, por ejemplo electricidad y gas, electricidad y agua, etc. Es claro que la

existencia de empresas multi-industrias debería impactar en la estructura de costos, además de complicar la asignación de costos a cada industria. Si hubiera una muestra importante de empresas, se podría analizar por un lado las empresas multi-propósito de las específicamente eléctricas. En el caso que el número de observaciones sea una limitante, una posibilidad es incluir una variable *dummy* para estas empresas. El problema del uso de variables *dummies* es que las mismas pueden terminar incorporando factores de ineficiencia propiamente dichos, que es el objetivo de la modelización. En síntesis, no hay una solución fácil para este problema.

8.3.2 Recopilación de información y análisis de consistencia

Por intermedio de la Secretaría Técnica de la CAC se realizó la invitación y solicitud de información a las empresas del sector. La respuesta fue exitosa ya que 20 empresas se adhirieron al estudio. Las empresas realizaron un primer envío de información, la cual fue analizada y, en la totalidad de los casos, fue solicitada información adicional o aclaraciones de datos atípicos. Adicionalmente, los días 7 y 8 de junio se realizaron en Bogotá reuniones generales y particulares con cada una de las empresas. En las reuniones generales se analizó la problemática del sector y el Consultor presentó las principales herramientas para la determinación de los costos eficientes de comercialización haciendo hincapié en los requerimientos de información como condición necesaria para la realización de un ejercicio de *benchmarking*. En las reuniones con cada una de las empresas estos aspectos fueron profundizados, especialmente aquellos aspectos particulares de la gestión y los problemas de información detectados inicialmente por el Consultor. Posteriormente el Consultor recibió nuevas entregas de información o ampliación de la información disponible.

Si bien una buena parte de las empresas suministró información correspondiente al año 2010, otra parte importante no lo hizo, con lo cual fue excluido dicho año en la ventana de análisis. En consecuencia el periodo de análisis corresponde a 2006-2009. Adicionalmente algunas empresas no lograron completar la información mínima necesaria (costos de comercialización, número de usuarios, extensión de la red) con lo cual el estudio incluye a 16 empresas del sector.

Se realizó un análisis de consistencia de la base de datos a los efectos de depurarla de datos inconsistentes. Para ello se cruzó toda la información disponible, principalmente la información que las empresas suministraron a la CREG y el SUI.

Se detectaron varias inconsistencias, a modo de ejemplo:

- Costos laborales (reportados en la Circular CREG 082/10) superiores al total de los costos de comercialización reportados al SUI (# PUC 444).
- Costos del Formulario C de las Circulares CREG (información de costos para depurar los costos de comercialización) superiores al total de los costos de comercialización reportados al SUI (# PUC 444).
- Valores atípicos de indicadores básicos: costos de comercialización por factura, costos laborales en relación a los costos totales, etc.

En el proceso de confección de la base de datos fueron detectados algunos problemas que afectan la homogeneidad de la información:

- **Criterios de desagregación contables.** Las empresas no utilizan criterios homogéneos de desagregación de los costos indirectos. Estos criterios de segregación aplican en dos niveles:
 - Entre Unidades de Servicio (Generación, Distribución y Comercialización de Energía).

- Al interior de Unidad de Servicio de Comercialización de Energía entre: usuarios regulados, no regulados, otros negocios.
- **Cambios en los sistemas informáticos de costo.** Hay empresas que han realizado modificaciones en el sistema de costos, lo que llevó a revisar los inductores de costos *drivers*, permitiendo ajustar (sincerar) los costos de cada uno de los negocios.
- **Cambios societarios: fusiones y separaciones.** Los problemas de información se agravan en situaciones de separaciones de empresas, fusiones o cambios de administrador/controlador de la empresa. Es usual que dichos procesos estén acompañados de cambios en la gestión de las empresas. Adicionalmente es común que se modifiquen los criterios de contabilización y recolección de la información. Son varios los casos de empresas que verifican situaciones de ese orden. A modo de ejemplo una empresa comercializadora cambió de administración en tres oportunidades en los últimos tres años. A pesar de la buena voluntad de la empresa para completar la información, esto no fue posible, con lo cual no fue considerada en el estudio.
- **Falta de información desagregada.** La información de suscriptores y consumos de energía no discrimina por usuarios regulados y usuarios no regulados.
- **Errores en la provisión de información al SUI.** Se detectaron errores y/o información faltante en la información suministrada por la SUI. Esto fue corroborado por las empresas que argumentaron que resulta muy engorroso corregir la información suministrada a la SUI.
- **Falta de información que refleje adecuadamente las diferencias regionales en los costos laborales.**
- **Falta de información que refleje adecuadamente las diferencias en la calidad de servicio.**

8.4. Propuesta metodológica

La literatura de benchmarking aplicada al sector de distribución de energía eléctrica muestra ciertos aspectos que deben ser considerados a la hora de modelar los costos eficientes de comercialización, destacándose los siguientes:

- **Definición del producto** que identifica la actividad de la distribución. En general se usa el número de usuarios, siempre que la definición de la actividad de distribución incluya también la de comercialización.
- **Definición de la muestra:** en lo que se refiera al tamaño de la muestra y la elección de las empresas a incluir, todos los estudios analizados consideran que es posible modelar conjuntamente empresas de tamaños bien diferentes.
- **Orientación del modelo**, o sea, si el foco es puesto en los insumos o en el producto. La mayoría de los estudios analizados tienen una perspectiva de los insumos y consideran el nivel de producción como un dato del problema.
- **Especificación de las variables** a incluir en el modelo. En general, hay poca variación de las variables usadas en los estudios para modelar los costos de distribución. Es común incluir un “vector producto” con una serie de variables que capturen las particularidades de un sistema de distribución de energía eléctrica.
- **Especificación de la función.** No hay consenso en cuanto a la mejor especificación funcional: tanto la especificación tipo Cobb-Douglas (elasticidades constantes) como la translogarítmica son ampliamente usadas.

8.4.1 Especificación del Modelo

La literatura acerca de los costos eficientes de distribución y comercialización de energía eléctrica es muy vasta. Sin embargo, el Consultor no conoce de estudios que consideren exclusivamente el sector de comercialización. El punto central del análisis descansa en cómo considerar las economías de escala.

El negocio de comercialización de energía eléctrica comprende cuatro actividades principales:

1. Actividades relacionadas con las cuentas de los consumidores, ie, lectura de medidores, facturación, cobranza
2. Actividades de venta de energía
3. Actividades relacionadas con la atención al cliente (call centers)
4. Administración

La primera tarea es determinada por el número total de consumidores, y la extensión de la red; las otras tres tareas son determinadas principalmente por el número de consumidores. Por lo tanto, los principales determinantes de los costos de comercialización son:

- El número total de consumidores
- Extensión de la red

A la hora de modelar los costos de comercialización, es importante tener en cuenta la interacción ente dichas variables. El regulador de Gran Bretaña, la Ofgem, ha usado desde el año 1999 una variable compuesta que permite incluir las variables en cuestión. Siguiendo Ofgem (1999), la variable compuesta es derivada de:

$$\text{costos} = A + (B * \text{no consumidores}^\alpha * \text{unidades de energía}^\beta * \text{extensión de la red}^\gamma)$$

Donde $\alpha + \beta + \gamma = 1$, con $\alpha \geq 0.5$

La relación queda:

$$\text{costos} = A + (B * \text{no consumidores} * \left(\frac{\text{unidades de energía}}{\text{no consumidores}}\right)^\beta * \left(\frac{\text{extensión de la red}}{\text{no consumidores}}\right)^\gamma)$$

El objetivo es ajustar el número de consumidores por las diferencias en las unidades de energía suministradas por consumidor y la extensión de de red por consumidor. La relación puede ser expresada como:

$$\text{costos} = A + (B * \text{No de consumidores ajustados})$$

El término constante puede ser visto como *proxy* de los costos fijos de la actividad de comercialización. El número ajustado de consumidores es calculado como:

$$\text{No Cons. Ajustados} = \text{No Cons.} * (1 + \beta * \delta U/U + \gamma * \delta L/L)$$

Donde

$$\delta U = U_i - U; U_i = \frac{\text{Unidades de Energía}}{\text{no.de consumidores}} \text{ por empresa } i; U = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{n}$$

$$\delta L = L_i - L; U_i = \frac{\text{Extensión de red}}{\text{no.de consumidores}} \text{ por empresa } i; L = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{n}$$

Si bien la energía distribuida por consumidor no debería tener mayor impacto en los costos de comercialización se analizó la regresión entre los costos de comercialización, no resultando significativo el coeficiente relacionado con la energía por consumidor. El peso adoptado para γ fue de 0.25, es decir que: $\beta = 0$ y $\gamma = 0.25$.

8.4.2 Base de Datos

Se logró armar una base de datos de 12 empresas para los años 2006 a 2009. A pesar de la muy buena colaboración de las empresas, la base tiene ciertos problemas por lo que se optó por trabajar con las observaciones correspondientes al año 2009, lo que limita seriamente las posibilidades de modelaje.

8.4.3 Modelaje de los costos de comercialización como función de la escala

Se modelaron los costos de comercialización en dos etapas. En la primera etapa se regresó los costos de comercialización con relación a las variable de escala compuesta (CSV). Luego se corrigió los valores medios que surgen de la ecuación por el mayor residuo de la regresión (mínimos cuadrados corregidos, COLS). El coeficiente estimado para CSV indica que la elasticidad de escala se ubica en torno a 0.93, es decir que un aumento en la escala de la empresa sugiere ahorros de 7%. La elasticidad de escala estimada indica que estamos en presencia de retornos crecientes a escala, si bien son pequeños.

$$\ln CC = \frac{12.14^{***}}{(10.11)} + \frac{0.93^{***}}{(10.13)} * \ln CSV ; R_{adj}^2 = 0.90; DW = 2.88 \text{ (t - ratio entre paréntesis)}$$

Para analizar la consistencia de los resultados del modelo paramétrico planteado, se especificó el siguiente modelo no paramétrico DEA con el supuesto de Rendimientos No Decrecientes a Escala (consistente con el valor de elasticidad de escala estimado).

Tabla 11 – Modelo DEA (supuesto NDRS)

Insumos	Productos
Costos de Comercialización	Número Total de Usuarios
	Extensión de la red (km)

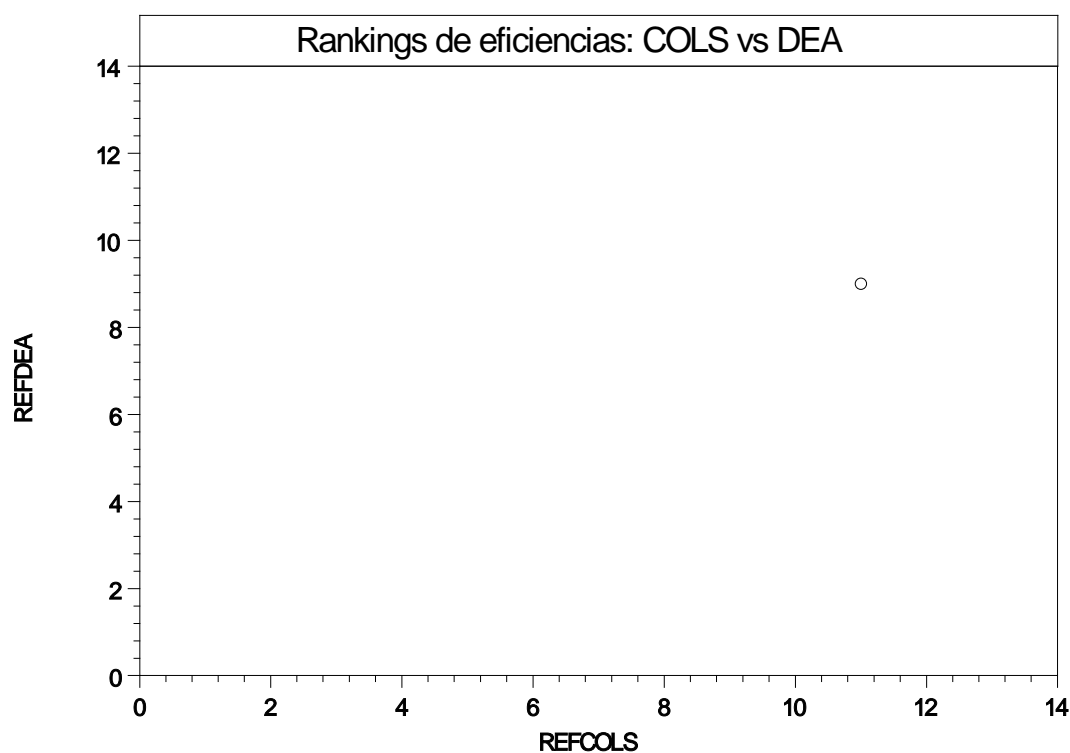
Con excepción de la empresa 03, que bajo COLS aparece con un puntaje de eficiencia de 0.63 mientras que bajo el DEA figura como eficiente, los demás resultados son consistentes. El índice de correlación de Spearman, que mida la correlación entre dos rankings, es 0.91, lo que indica una correlación muy alta.

Tabla 12 – Resultados Modelos COLS y DEA (etapa 1)

Empresa	1S COLS	1S DEA	Promedio
EM02	0.54	0.63	0.58
EM03	0.64	1.00	0.82
EM04	0.42	0.43	0.42
EM05	0.55	0.78	0.66
EM06	0.33	0.36	0.35
EM07	1.00	1.00	1.00
EM08	0.61	0.77	0.69
EM09	0.41	0.53	0.47
EM11	0.59	0.62	0.61
EM13	0.80	1.00	0.90
EM14	0.40	0.46	0.43
EM15	0.87	0.93	0.90

Fuente: elaboración propia

Figura 12 – Rankings de eficiencias 1era etapa: COLS v DEA



8.4.4 Modelaje de los factores no gerenciables

En una segunda etapa se regresó, mediante un modelo tipo Tobit, la eficiencia estimada en la primera etapa con relación a dos variables ambientales: salarios y estructura comercial, definida como participación de los usuarios de estrato 1 en el total de consumidores. Se probó también con una variable que aproxima el peso de las Zonas de Difícil Gestión (ZDG) construida como la energía vendida a ZDG con relación al total de energía comercializada, pero la misma no resultó con el signo correcto. Se analizaron dos versiones: a) eficiencia derivada del modelo COLS, b) promedio de eficiencias de DEA y COLS.

Los resultados hallados para la primera versión (COLS) fueron los siguientes:

```

+-----+
| Limited Dependent Variable Model - CENSORED |
| Maximum Likelihood Estimates                |
| Dependent variable           EF_COLS3      |
| Weighting variable           None          |
| Number of observations        12           |
| Iterations completed         4            |
| Log likelihood function      3.142478     |
| Number of parameters         4            |
| Info. Criterion: AIC =       .14292      |
|   Finite Sample: AIC =     .61911       |
| Info. Criterion: BIC =     .30456       |
| Info. Criterion:HQIC =     .08308       |
| Threshold values for the model:           |
| Lower=      .0000      Upper=    1.0000  |
| ANOVA based fit measure =   1.334566    |
| DECOMP based fit measure =   .513873    |
+-----+

+-----+-----+-----+-----+-----+
|Variable| Coefficient | Standard Error |b/St.Er.|P[|Z|>z]| Mean of X|
+-----+-----+-----+-----+-----+
-----+Primary Index Equation for Model
Constant|    4.44029748    2.16248324    2.053    .0400
LSAL1   |   -.94393473    .49396824   -1.911    .0560    4.45962852
LEST2   |   -.20115243    .09104430   -2.209    .0271   -1.87644358
-----+Disturbance standard deviation
Sigma   |    .17002606    .03682178    4.618    .0000

```



```

+-----+
| Partial derivatives of expected val. with |
| respect to the vector of characteristics. |
| They are computed at the means of the Xs. |
| Observations used for means are All Obs. |
| Conditional Mean at Sample Point      .5970 |
| Scale Factor for Marginal Effects      .9892 |
+-----+

```

Variable	Coefficient	Standard Error	b/St.Er.	P[Z >z]	Mean of X
Constant	4.39248807	2.12761395	2.065	.0390	
LSAL1	-.93377123	.48626602	-1.920	.0548	4.45962852
LEST2	-.19898659	.08972996	-2.218	.0266	-1.87644358
Sigma	.000000(Fixed Parameter).....			

Los coeficientes estimados (-0.93) y (-.19) son significativos a valores convencionales. Los valores hallados indican que un aumento del nivel salarial de 10% reduce la eficiencia en -9.4%, mientras que un aumento en la estructura comercial definida como participación de los usuarios de estrato 1 en el total de consumidores, impacta negativamente en -0.20.

Los resultados hallados para la versión b) fueron los siguientes:

```

+-----+
| Limited Dependent Variable Model - CENSORED |
| Maximum Likelihood Estimates                |
| Dependent variable                         EF1S |
| Weighting variable                         None  |
| Number of observations                      12    |
| Iterations completed                       4     |
| Log likelihood function                     2.854080 |
| Number of parameters                       4     |
| Info. Criterion: AIC =                     .19099 |
|   Finite Sample: AIC =                     .66718 |
| Info. Criterion: BIC =                     .35262 |
| Info. Criterion:HQIC =                     .13114 |
| Threshold values for the model:            |
| Lower= .0000      Upper= 1.0000          |
| ANOVA based fit measure = 2.229676        |
| DECOMP based fit measure = .521435        |
+-----+

```

Variable	Coefficient	Standard Error	b/St.Er.	P[Z >z]	Mean of X
-----+Primary Index Equation for Model					
Constant	3.94242979	2.30694307	1.709	.0875	
LSAL1	-.83537137	.52772826	-1.583	.1134	4.45962852
LEST2	-.23931338	.09593880	-2.494	.0126	-1.87644358
-----+Disturbance standard deviation					
Sigma	.17664010	.03805365	4.642	.0000	

Partial derivatives of expected val. with respect to the vector of characteristics. They are computed at the means of the Xs. Observations used for means are All Obs. Conditional Mean at Sample Point .6347 Scale Factor for Marginal Effects .9706					
Variable	Coefficient	Standard Error	b/St.Er.	P[Z >z]	Mean of X
Constant	3.82644586	2.21747865	1.726	.0844	
LSAL1	-.81079525	.50778508	-1.597	.1103	4.45962852
LEST2	-.23227292	.09241282	-2.513	.0120	-1.87644358
Sigma	.01116738(Fixed Parameter).....			

Los coeficientes estimados para la versión b) fueron -0.81 y -0.23, aunque para el primer caso el coeficiente es significativo a 11%. Los valores hallados indican que un aumento del nivel salarial de 10% reduce la eficiencia en -8.1%, mientras que un aumento en la participación de los usuarios de estrato 1 en el total de consumidores impacta negativamente en -0.23.

Las siguientes tablas muestran los resultados de la etapa 2 en sus dos versiones. Los resultados son consistentes, con excepción de la EM03 que en la versión b) aparece con un nivel de eficiencia bastante mayor (0.62 v 0.49). Para disminuir la probabilidad de cometer error Tipo 1, se sugiere usar la versión b), que surge de considerar el promedio de los modelos COLS y DEA.

Tabla 13 – Resultados Modelo COLS en dos etapas

Empresa	2S COLS	2S DEA-COLS
EM02	0.61	0.65
EM03	0.49	0.62
EM04	0.33	0.32
EM05	0.50	0.56
EM06	0.45	0.42
EM07	0.68	0.69
EM08	0.57	0.66
EM09	0.54	0.63
EM11	0.58	0.60
EM13	0.88	0.95
EM14	0.53	0.55
EM15	0.93	0.93

Fuente: elaboración propia

Una alternativa para aproximar la estructura comercial de cada empresa, que no sea el peso de los estratos 1 o 2 en el portfolio total, es a través de la distribución de recursos del FOES entre todas las empresas, comparando dicha distribución con los pesos de la participación de la energía comercializada en el total. Es de esperar que si el índice es mayor que 1 el comercializador en cuestión presente un entorno de complejidad social mayor a la media, situación que sería no gerenciable. Esta variable no fue analizada pues más de comercializador cuestionó su uso, pero podría resultar interesante su análisis en el futuro.

8.4.5 Limitaciones del análisis realizado

Es importante tener en cuenta que el objetivo de la propuesta metodológica presentada es determinar los costos máximos eficientes, que sirven de precio techo para el esquema de “libertad regulada” que rige en Colombia. Es claro que los costos de los comercializadores puros, no incluidos en el modelo debido a que no tienen red física, deben ser menores a los comercializadores-distribuidores.

También vale aclarar que en los análisis de fronteras de eficiencia cuando menor sea el número de empresas incluidas en la muestra, mayor es la probabilidad que existan brechas importantes entre las empresas que resultan eficientes en la muestra y la mediana de la misma. Por eso es que no debería sorprender que el 90% de las empresas presentan resultados entre 0.4 y 0.7 mientras que solo dos empresas tienen puntajes de 1.

También corresponde aclarar que en el caso colombiano existen empresas que prestan más de un servicio público, lo que debería redundar en ciertas economías de alcance. Es decir, si en lugar de enviar a los clientes una factura por el servicio de energía eléctrica se envía también una factura de gas o del servicio de agua, es claro que hay economías de alcance. El problema es que si se incluye una variable *dummy* para tomar en cuenta este aspecto, muy probablemente el parámetro que se estime mezclará aspectos de eficiencia propiamente dicha con economías de alcance. Una opción práctica sería caso la empresa que resulte más eficiente sea una con características de multiservicio, adoptar la segunda que le siga que no presente esta característica.

8.4.6 Parsimonia en la aplicación de los resultados

A la hora de aplicar los resultados de la segunda etapa, se sugiere maximizar la prudencia. Una opción es normalizar los resultados por el promedio del último cuartil, por ejemplo, normalizar para la segunda (N2) o el promedio de las tres mayores residuos (N3). Otra opción es adoptar un criterio *ad-hoc* similar al que adoptó la ANEEL (2007) para la primera revisión tarifaria periódica de la transmisión, en la que fijan un piso y un techo para los costos a reconocer. Se sugiere que los factores de eficiencia estimados en la segunda fase para cada comercializador sean normalizadas de forma que el menor valor sea 80% y el mayor 120%. El valor resultante normalizado puede ser calculado con base en la fórmula siguiente, donde x es el resultado de eficiencia en la segunda etapa e y es el valor final normalizado

$$y = \frac{(x - \text{Menor}) * 0.40}{\text{Mayor} - \text{Menor}} + 0.80$$

Se sugiere que se defina regulatoriamente un límite inferior para el coeficiente de eficiencia (80%) para poder establecer una trayectoria de convergencia de los costos para una siguiente revisión.

Tabla 14 – Aplicación de factores de eficiencia

Empresa	N2	N3	truncado
EM02	0.69	0.75	1.01
EM03	0.67	0.73	0.99
EM04	0.35	0.38	0.80
EM05	0.60	0.65	0.95
EM06	0.45	0.50	0.86
EM07	0.74	0.80	1.03
EM08	0.71	0.77	1.01
EM09	0.68	0.74	1.00
EM11	0.64	0.70	0.98
EM13	1.00	1.00	1.20
EM14	0.59	0.64	0.94
EM15	1.00	1.00	1.19

8.4.7 Incorporación de la Calidad de Servicio

El uso de técnicas de fronteras de eficiencia (benchmarking) ha evolucionado mucho en las últimas dos décadas, sea con técnicas no paramétricas (DEA, índices de productividad) como paramétricas (SFA, COLS), tanto en el plano académico como en su aplicación en campo con fines regulatorios. La consideración en los modelos de la variable calidad de servicio ha sido el foco de algunos de los recientes trabajos publicados (eg, Giannakis, Jamasb, and Pollitt, 2007; Growitsch, Jamasb, and Pollitt, 2009; Growitsch, Jamasb, and Wetzel, 2010; Yu, Jamasb, and Pollitt, M., 2007 e 2009).

Los trabajos mencionados aportan un tratamiento de la calidad del servicio que rompe con el paradigma de considerarla como un producto o variable ambiental. En efectos, esos trabajos consideran que la calidad del servicio es gerenciable, y forma parte del *trade-off* diario de una empresa de distribución de energía eléctrica al decidir entre más costos operacionales y menor calidad o viceversa. Es decir que el tratamiento correcto de la calidad de servicio es como un insumo más en el proceso de producción y no como un producto.

Para considerar la calidad como un insumo lo que se estila es “monetizar” la calidad, es decir otorgándole un valor económico a la misma. En el caso de la actividad propia de la distribución, tal monetización es relativamente sencilla pues consiste en valorizar la energía no suministrada, es decir, considerando el costo de falla o de la energía no suministrada multiplicado por la duración total de las fallas. Ésta fue la reciente recomendación de Frontier Economics (2010) para la Ofgem:

“In principle, the benchmarking model should attempt to incorporate a complete set of cost drivers. However, the set identified above represent a relatively large number of RHS variables. It is likely that the inclusion of all of these cost drivers in a general form specification (that includes levels, squares and interaction terms) will be impractical, given the limited sample size. To address this, it might be possible to adopt alternative ways to include certain explanatory variables. For example, the cost of anticipated Customer Interruptions (CIs), Customer Minutes Lost (CMLs) or Energy Not Served (e) could be monetised and included as a direct network cost, as could the estimated cost of losses. This would provide appropriate incentives for networks to try and minimise these costs, indirectly incentivising the desired outcome. An

approach of this kind would preserve degrees of freedom while maintaining the incentives to which Ofgem wishes to expose the operators.”

Para el caso de la comercialización de energía eléctrica, el tratamiento de la calidad del servicio es bastante más complejo, pues, a diferencia de lo que sucede en la distribución, no es sencillo “monetizar la mala calidad del servicio”. Dicho en términos prácticos, ¿qué valor tiene la mala atención telefónica que presta un comercializador, o las peticiones, quejas y reclamos (PQR)? Además, otros aspectos centrales en la relación comercial con el usuario, como son los tiempos de conexión y reconexión, están más asociados al distribuidor que al comercializador. Una opción es seguir el criterio tradicional de considerar la calidad como un producto, e incluir las PQR (inverso) como producto en el modelo, tal como se presenta en el informe que la Universidad del Rosario (2011) preparó para la CREG para estimar el factor de productividad de la actividad de comercialización. En dicho informe se construye una variable *proxy* de la calidad de servicio a través del cociente entre PQR y el número de usuarios (multiplicado por menos uno). Este abordaje de la calidad del servicio no es correcto pues supone que la misma es un dato del problema, un factor no gerenciable, lo que claramente no se condice con la realidad de un comercializador.

Otro factor que complica aún más la incorporación de la calidad del servicio de la comercialización en un modelo de frontera de eficiencia es la disponibilidad de información confiable. Puede suceder que la empresa que disponga del mejor servicio de atención al cliente sea la que reporte peores índices de calidad simplemente por el hecho de tener sistematizada la información, mientras que otra empresa con mala atención al cliente podría incluir reportar índices no peores simplemente por el hecho de que su sistema informático es precario.

Dados los problemas mencionados, consideramos más pertinente dar un tratamiento de la calidad del servicio de la comercialización por fuera del modelo de frontera que finalmente se escoja. Para ello es necesario construir una base de datos confiable y reportar periódicamente los principales indicadores. De esta forma se mejoraría la información disponible para los usuarios a la hora de elegir su prestador del servicio. Una opción es utilizar, al menos al inicio, la variable Nivel de Satisfacción de los Usuarios (NSU) que reporta la SSPD, como forma de incentivo regulatorio. Este incentivo podría entrar en el factor de eficiencia que se adopte.

Por último, la calidad es el factor diferencial en un ambiente competitivo, por lo que si efectivamente hay cierta competencia, los consumidores huirán de aquellos prestadores de servicios con dudosa reputación en esa materia. En ese marco, la mejor forma de regular tal factor es a través de una mejora continua y transparente de la información disponible. Nótese que en un esquema de real competencia una regulación tipo menú de contratos, que una tarifa con calidad, no tendría mayor sentido, pues la propia competencia se encargaría de instrumentar el esquema más eficiente.

8.4.8 Tratamiento del Riesgo de Cartera

Tal como establece el Documento CREG 077 de 2010, uno de los riesgos a los que está sujeto el prestador del servicio es la no recuperación de la cartera vencida. En dicho documento se propone la inclusión de una prima por riesgo de cartera por concepto de cartera vencida. Para estimar dicha prima, el documento analiza la evolución de la cartera vencida en el período 2006 a 2008, recomendando adoptar el valor promedio de 0.24%.

Adoptar valores promedio para el riesgo de cartera para Colombia puede resultar en valores generosos para algunas empresas e insuficientes para otras, dependiendo de la complejidad social del mercado relevante en la que se desenvuelve.

Una posibilidad interesante es modelar los costos de comercialización conjuntamente con

los costos de la cartera vencida. El porcentaje de eficiencia que se determine luego debe ser aplicado, claro, sobre los costos de comercialización “ampliados” con los costos de cartera. En una segunda instancia se debe ajustar los valores de eficiencia hallados por variables ambientales que aproximen la complejidad de operar en ciertas áreas.

Ante la ausencia de una variable que permita capturar la complejidad social de cada mercado relevante, entendemos mejor incorporar el riesgo de cartera, al menos transitoriamente, en un precio techo que esté por encima del valor eficiente que surge del modelo de frontera de eficiencia, conforme propuesto.

8.4.9 Ventajas de la propuesta metodológica

Todo modelo que pretenda explicar algún proceso o actividad económica seguramente se encontrará que la realidad es bastante más compleja y que eventualmente existen factores explicativos que no pueden ser incorporados en el mismo. Considerando esa restricción que en mayor o menor medida todo modelo presenta, podría decirse que un determinado modelo es “bueno” si logra “explicar mucho con poco”. Además el modelo que se escoja deberá:

- Las distintas medidas deben ser razonablemente consistentes con los resultados que se esperan de acuerdo a las condiciones en las que se desenvuelve la industria.
- El modelo debe incorporar las restricciones en que se desenvuelven las empresas (factores no controlables).

En ese sentido, y dado la enorme restricción que impone en reducido número de observaciones disponibles, creemos que el modelo propuesto permite explicar razonablemente el desempeño de los comercializadores en términos de costos con bajo requerimiento de información. Otras ventajas del modelo propuesto:

- Brinda una medida de las ganancias de escala del sector, a través de la elasticidad e escala
- Incorpora las diferencias de densidad (km/usuario)
- Incorpora variables no controlables por las empresas
- Reduce sensiblemente la posibilidad de error Tipo I, es decir que una empresa sea eficiente pero que el modelo la considere como ineficiente
- Simplicidad

8.5. Recomendaciones

A continuación se realizan recomendaciones sobre la metodología para la estimación de los costos eficientes de comercialización de energía eléctrica en Colombia. Las recomendaciones se agrupan en tres aspectos:

1. Información necesaria para la aplicación de técnicas de *benchmarking*
2. Herramientas disponibles para la determinación de costos eficientes de comercialización
3. Aplicación de los resultados del modelo que finalmente se adopte

8.5.1 Información necesaria para la aplicación de técnicas de benchmarking

En primer término debe confeccionarse una base de datos consistente con un conjunto de empresas que sean representativas del sector, para un período de tiempo del al menos cuatro años y que contenga, como mínimo, la siguiente información:

- **Costos de comercialización.** Corresponde a los costos de comercialización de los usuarios no regulados, al cual deben excluirse los siguientes conceptos:
 - *Costos de Bienes y Servicios para la Venta.* Corresponde a las compras de energía, costos de transporte, etc.
 - *Impuestos, tasas, contribuciones.* Las empresas en Colombia enfrentan cargas fiscales (impuestos, tasas, etc.) distintos según el Departamento/Municipio en donde estén ubicadas y su condición de empresa pública o privada. En consecuencia fueron excluidos estos conceptos a los efectos de la comparación, si bien los mismos deben ser reconocidos regulatoriamente en su totalidad.
 - *Costos financieros.* Los mismos incorporan previsiones de distinto orden, intereses pagados, bonificaciones realizadas, etc.

Un aspecto clave en la definición de los costos de comercialización es la definición de criterios para la segregación contable. Para que los costos entre empresas sean comparables es imprescindible se utilicen los mismos criterios (*cost drivers*) para la segregación de costos indirectos entre unidades de negocio (Distribución, Comercialización, etc.) y en la Unidad de Comercialización para separar los costos de los usuarios no regulados de los costos de los usuarios no regulados y otros negocios conexos (asesorías en energía, estudios eléctricos, venta de electrodomésticos, etc.).

- **Usuarios.** Corresponde a la cantidad de usuarios regulados (suscriptores) al 31 de diciembre de cada año. La información disponible en el SUI no discrimina entre usuarios regulados y usuarios no regulados. Adicionalmente se constata falta de información para algunas empresas en algunos años. En algún caso se reportó cantidad de facturas emitidas y no el número de suscriptores. Las diferencias entre ambas cantidades es importante en el caso de empresas que facturan en forma bimensual o trimestral.
- **Extensión de red** (solo para empresas incumbentes). Corresponde a la extensión total de la red para los niveles 1 y 2 de tensión.
- **Costos laborales.** La comercialización es una actividad intensiva en recursos humanos, con escasa participación de activos tangibles. Por otro existen diferencias en los costos laborales importantes entre las diferentes regiones del país. A los efectos de realizar adecuadamente la comparación entre empresas es necesario eliminar las distorsiones que provocan las diferencias regionales en materia de costos laborales. De lo contrario se puede concluir en forma errónea: por ejemplo una empresa puede aparecer como eficiente cuando en realidad sus costos resultan bajos, en comparación con otras empresas, porque los costos laborales en la región donde opera son menores a los de otras regiones.
- **Calidad de la información.** Debe realizarse un completo análisis de consistencia de la información, cruzando toda la información disponible (SUI, CREG, Balances de las empresas, Ministerio de Energía, etc.). Para el análisis de consistencia pueden utilizarse algunos indicadores básicos: costos comercialización por factura, participación de los costos laborales en el total de costos de comercialización, suscriptores por km de red, etc.

8.5.2 Herramientas disponibles para la determinación de costos eficientes de comercialización

El objetivo final de un estudio que busca determinar niveles de eficiencia y productividad a nivel de un sector es obtener un resultado que represente adecuadamente la gestión de dicho sector. Para ello hay una variedad importante de instrumentos los cuales no se pueden descartar a priori, si bien en gran medida su aplicación va a estar condicionada por la información disponible. Es altamente recomendable poder utilizar más de una herramienta y realizar un análisis de consistencia de los resultados que arrojan los distintos modelos. La convergencia de resultados asegura la robustez de los mismos.

8.5.3 Aplicación de los resultados del modelo que finalmente se adopte

La regulación comparada evidencia que la aplicación del benchmarking con fines regulatorios (tarifarios) está precedida de procesos múltiples que involucran aspectos diversos como la obtención de información, la selección de la mejor herramienta y la posterior aplicación de los resultados. Estos procesos no son triviales ni cortos en el tiempo. Todo lo contrario, es necesario establecer una serie de pasos (hoja de ruta) y cumplirlos adecuadamente para obtener resultados confiables. Para una correcta implementación de una metodología de *benchmarking*, Nillesen and Pollitt (2008) recomiendan una serie de pasos, a saber:

- determinación de la base de datos a ser utilizada
- análisis preliminar de las posibles herramientas
- seminarios o talleres de discusión
- análisis de la metodología preliminar
- análisis de los factores ambientales
- estimación final de la eficiencia.

Aún siguiendo las mejores prácticas en términos de calidad del proceso regulatorio, la mayoría de las veces los reguladores no aplican directamente el resultados de los estudios. Ninguna base de datos ni modelo seleccionado está exenta de errores. Los resultados suelen ser altamente sensibles a pequeñas variaciones en la información y/o en la selección/especificación del modelo. En consecuencia debe primar el principio de parsimonia y prudencia al momento de aplicar los resultados del estudio. Hay muchos ejemplos en ese sentido, los más emblemáticos son los de Inglaterra y Brasil en el primer ciclo de revisiones tarifarias del transporte de energía eléctrica.

9. REFERENCIAS

- ANEEL (2007), "Benchmarking dos Custos Operacionais das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica: Metodologia e Critérios Gerais", *Nota Técnica nº 125/2007-SRE/ANEEL Anexo III*
- Bauer, P. W., Berger, A. N., Ferrier, G. D., and Humphrey, D. B. (1998). Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A Comparison of Frontier Efficiency Methods, *Journal of Economics and Business*, Vol. 50, 85-114.
- Chahin, C. y Ferreira, A. M., (2010), "Estructura de la Comercialización Minorista en Colombia: Propuesta Concepual", mimeo.
- Coelli, T., Gautier, A., Perelman, S., and Saplacan-Pop, R. (2011), "Estimating the cost of improving quality in the electricity distribution: A parametric distance function approach", mimeo.

- Corredor, G. R. y Corredor Ruiz, A. (2010), “Alternativas Tarifarias para Comercialización”, Estudio preparado para Asocodis.
- CREG (2010), “Criterios Generales para Determinar la Remuneración de la Actividad de Comercialización de Gas Combustible por Redes de Tuberías a Usuarios Regulados”, Documento CREG-077.
- Económica Consultores (2006), “Estudio económico sobre la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica”. Informe Final.
- Ferreira, A.M. (2006), “Comercialización Minorista de Energía Eléctrica. Informe Final”. Informe Final. Mimeo
- Frontier Economics (2010), “RPI-X@20: The RPI-X@20: The future role of benchmarking in regulatory reviews”, A Final Report Prepared for Ofgem.
- Galvis, L.A. (2010), “. Comportamiento de los salarios reales en Colombia: Un análisis de convergencia condicional 1984 – 2009”, Banco de la República – Centro de Estudios Económicos Regionales (CEER) Núm. 127/2010.
- Giannakis, D., Jamasb, T., and Pollitt, M. (2007), “Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks”, *Energy Policy* 33 (2005) 2256–2271
- Growitsch, C. Jamasb, T., and Pollitt, M. (2009), “Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution”, *Applied Economics*, 41:20,2555 — 2570
- Growitsch, C. Jamasb, T., and Wetzel, H. (2010), “Efficiency Effects of Quality of Service and Environmental Factors: Experience from Norwegian Electricity Distribution”, *EWI Working Paper, No. 10/03*, Institute of Energy Economics at the University of Cologne.
- Jamasb, T. and Pollitt, M. (2001). “Benchmarking and Regulation: International Electricity Experience”, *Utilities Policy*, Volume 9, Issue 3, 107-130.
- Neuberg, L. G. (1977), “Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems”, *Bell Journal of Economics*, vol. 8: 302-22.
- Nillesen, P. and Pollitt, M. (2008), “Using Regulatory Benchmarking Techniques To Set Company Performance Targets: The Case of US Electricity”, *EPRG Working Paper 0817, Cambridge Working Paper in Economics 0834*.
- Nillesen, P. and Pollitt, M. (2008), “Using Regulatory Benchmarking Techniques To Set Company Performance Targets: The Case of US Electricity”, *EPRG Working Paper 0817, Cambridge Working Paper in Economics 0834*.
- Ofgem (1999), “Review of Public Electricity Suppliers 1998 – 2000 Distribution Price Control Review: Consultation Paper”.
- Universidad del Rosario (2011), “Asesoría para definir el Factor de Productividad de la Actividad de Comercialización de Energía Eléctrica a Usuarios Regulados en Colombia”, Informe preparado para la CREG.
- Yu, W., Jamasb, T., and Pollitt, M. (2007), “Incorporating the Price of Quality in Efficiency Analysis: the Case of Electricity Distribution Regulation in the UK”, *EPRG Working Paper 0713, Cambridge Working Paper in Economics 0736*.
- Yu, W., Jamasb, T., and Pollitt, M. (2009), “Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies”, *Energy Policy* 37 (2009) 4177–4188