

John Jairo García Rendón¹

José Vicente Cadavid Herrera²

Resumen. El tema de la eficiencia económica y de la calidad tiene gran importancia en la teoría económica, los cuales son objeto de la intervención del Estado a través de la regulación económica de las empresas prestadoras de los servicios públicos que son considerados esenciales para el bienestar social. En la determinación de las tarifas de tales servicios, específicamente de los servicios domiciliarios como lo es el de energía eléctrica, se considera de vital importancia la búsqueda de la eficiencia económica y la oferta sostenida de servicios de buena calidad.

En este artículo se hace una descripción de distintos enfoques sobre el concepto de eficiencia económica y métodos de su medición, se presenta brevemente la estructura del sector eléctrico, y se describen los principios, que de acuerdo con las normas legales, deben tenerse en cuenta para la determinación de las tarifas de la prestación de los servicios de energía eléctrica, resaltándose los de eficiencia económica y de calidad; también se analizan en qué mecanismos de regulación son involucrados estos conceptos. Al final se enumeran algunas experiencias regulatorias en América del Sur en cuanto a la aplicación del criterio de calidad.

Palabras clave: Eficiencia económica, calidad, regulación económica, sector eléctrico, tarifas.

Abstract. The subject of the economic and quality efficiency has great importance in the decision on the electric service fairs in Colombia and on the economical analysis of the effects on the social welfare of the consumers and the companies that provides the service. At the beginning of this article is a brief description of the way the electric sector works, and then there is a description of the principles, that according to the law must be considered for such fairs, explaining the economical and quality, efficiency and some experiences in South America regarding the quality criteria.

Key words: Efficiency, quality, regulation, electric sector, price.

¹ Master en Economía, e-mail: jgarcia@eafit.edu.co

² Master en Economía, e-mail: jvcadavi@eafit.edu.co

Análisis de los criterios de eficiencia económica y calidad para la determinación de las tarifas del sector eléctrico en Colombia³

*John Jairo García Rendón
José Vicente Cadavid Herrera*

1. Introducción

La eficiencia económica es uno de los temas de mayor preocupación en el diseño de los modelos y esquemas regulatorios que intervienen, controlan e incentivan las actividades de los servicios públicos prestados por empresas monopólicas u otras formas de estructura oligopólica con potencial poder de mercado. Los reguladores tienen esta responsabilidad dentro de sus funciones, para lo cual incluyen dentro de sus objetivos centrales que los distintos agentes participantes en estos procesos deben lograr la eficiencia económica: los productores logrando mejores niveles de productividad y eficiencia productiva al generar servicios al menor costo medio posible y los consumidores pagando la menor tarifa gracias a la eficiencia asignativa. Otras responsabilidades asignadas a los entes reguladores y de intervención, además del control del poder de mercado, son: el impulso de la competencia entre las empresas, la garantía de la suficiencia financiera, el logro de la viabilidad y la sostenibilidad de la empresa regulada en el largo plazo, la búsqueda de una mejor equidad y la redistribución de los beneficios sociales de los avances tecnológicos.⁴

³ Este tema fue presentado como Ponencia en el Primer Simposio de Microeconomía y Temas Afines. Universidad Nacional de Colombia y Universidad Externado de Colombia. Bogotá, julio 31 a agosto 2 de 2003. Este artículo se deriva de la investigación: “El sector eléctrico colombiano: ¿Fallo del mercado o fallo de la regulación?” realizada por el Grupo de Investigación en Microeconomía Aplicada de la Universidad EAFIT.

⁴ Otros objetivos y criterios de la regulación, en cumplimiento del mandato constitucional de 1991 y de las Leyes 142 y 143 de 1994, son: el control de los costos, la solidaridad, la redistribución, la suficiencia financiera, la neutralidad, la simplicidad, la continuidad, la adaptabilidad y la equidad.

El regulador como agente institucional interventor representante del Estado que pretende lograr el bienestar social y busca corregir las fallas del mercado⁵, Dados sus objetivos se enfrenta a los intereses de los demás agentes económicos. Con respecto a la ineficiencia económica, el Estado interviene creando incentivos que impulsen las inversiones de los empresarios o facilitando la adopción de nuevas tecnologías que satisfagan el ritmo de las demandas en el largo plazo y prevengan cualquier racionamiento en la prestación del servicio de interés público.

La eficiencia económica es un tema de importancia primordial en la teoría de la regulación económica que justifica la intervención con el objeto de corregir el incumplimiento de los supuestos normativos. Dada la importancia teórica del concepto de eficiencia dentro del modelo de equilibrio general y la teoría del bienestar social (eficiencia Paretiana), los reguladores adoptan distintos mecanismos regulatorios. Pero estos agentes, según las nuevas corrientes de pensamiento económico, actúan dentro de un contexto de información asimétrica e incertidumbre, enfrentándose a presiones de los políticos, los empresarios y los consumidores.

En este artículo se describen y analizan los conceptos teóricos básicos sobre la eficiencia económica (productiva, asignativa, técnica, de escala, dinámica, de estructura de mercado), además del análisis del concepto de calidad y la aplicación dentro del marco regulatorio de la prestación del servicio de energía eléctrica en el caso colombiano a partir de los reformas estructurales que se implementaron con las Leyes 142 (Ley eléctrica) y 143 (Ley de la Prestación de Servicios Públicos Domiciliarios). Para ello se enumeran los distintos conceptos y enfoques, y los diferentes métodos utilizados en la medición del factor X (de eficiencia) o de productividad total de los factores (PTF). Elemento que hace parte del mecanismo regulatorio de actualización de tarifas máximas (Price cap) a través de la indexación según el factor de evolución de los costos y del factor de eficiencia (IPC-X), procedimiento asociado a los mecanismos de regulación de ingresos (máximos o ingresos medios) y de tasa de retorno (tasa de beneficio) del capital básico o necesario para prestar los servicios públicos.

⁵ Fallas existentes por el incumplimiento de los supuestos del modelo normativo de equilibrio general neoclásico, tales como la ausencia de mercados, la inexistencia del equilibrio, la existencia de ineficiencias económicas, la falta de equidad social. Fallas que se sustentan por la presencia de estructuras de mercados imperfectos con la presencia de los monopolios, las externalidades, los bienes públicos y la misma intervención de Estado.

En este análisis se incluye la caracterización general del sector eléctrico colombiano y se señala cómo se aplican los conceptos de eficiencia y de calidad a través de los mecanismos regulatorios aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG para el sector eléctrico.

2. El concepto de eficiencia económica

A partir de los supuestos normativos del modelo de equilibrio walrasiano que fundamentan los teoremas básicos de la economía del bienestar, se define el concepto de *eficiencia paretiana* como: “Una asignación de precios, cantidades y rentas es Pareto eficiente cuando no existe asignación alternativa que, dejando a todos los agentes económicos al menos tan satisfechos como antes, consiga que alguno o algunos estén mejor” (Varian, 2003; Lascheras, 1999). Tal concepto involucra dos componentes: la *eficiencia productiva* y la *eficiencia asignativa*. La primera se refiere a que las empresas están produciendo al menor costo medio posible⁶, y la segunda, a que los consumidores pagan la menor tarifa posible. Cumpliéndose estos supuestos, tanto las empresas como los demandantes están maximizando sus respectivas funciones objetivo. En el modelo competitivo, la eficiencia económica se logra cuando el precio equivale al costo marginal (primer óptimo).

El incumplimiento de algunos de los supuestos centrales del modelo de competencia perfecta explica el origen de las fallas del mercado; esto ocurre cuando no funciona el mecanismo de precios. La ausencia de mercado, la inexistencia del equilibrio (parcial o general), la existencia de ineficiencias y las inequidades que son repugnables socialmente, justifican una de las formas de la intervención del Estado afectando el funcionamiento del sistema económico. La intervención se puede hacer a través de la regulación económica. La existencia de diversos mecanismos de regulación se explica por las ventajas y las desventajas asociadas a cada uno de estos procedimientos reguladores de actividades realizadas por empresas con potencial poder de mercado.

El método de regulación según la tasa de retorno predominó hasta la década del ochenta en Estados Unidos; luego sobresalió la regulación según precios

⁶ Nicholson (1997) trae la siguiente definición de Eficiencia productiva: “Una asignación de los recursos es eficiente en la producción (o “técnicamente eficiente”) si ninguna reasignación más permitiera producir una cantidad mayor de un bien sin reducir necesariamente la producción de otro”.

máximos tales que cubrieran los costos y gastos operativos en que se incurren por la prestación de los servicios. Este mecanismo de incentivo garantiza los ingresos suficientes para su sostenibilidad financiera en el largo plazo. Considerando los fenómenos inflacionarios de los costos y de los precios y, además los cambios en la eficiencia productiva de la empresa regulada o del sector productivo específico, se restringe la actualización de las tarifas según la fórmula IPC-X. El factor de ajuste de los precios de los servicios será entonces el IPC⁷ (ó el IPP⁸) y el factor X que captura la evolución de la productividad o logros de la eficiencia económica.

El factor X constituye una variable de gran importancia en la determinación de la tarifa, la cual afectará tanto a los productores como a los consumidores. De ahí la importancia que tiene para el regulador establecer un valor apropiado para los distintos agentes económicos; para lo cual se requiere tener claridad teórica del concepto de eficiencia económica como también sobre la metodología para su estimación.

Algunas de las consideraciones que se tienen en cuenta para su cálculo y aplicación reguladora están relacionadas con la evolución histórica de la eficiencia, la proyección o potencial crecimiento de la productividad para la empresa regulada, las diferencias de productividades entre empresas y tamaños, entre los sectores y de la economía en su conjunto; además de la evolución de los costos de los insumos y de los precios de los bienes que se generen también inciden en la valoración del este factor.

La discusión alrededor de este tema ha llevado a establecer nuevos conceptos de eficiencia y nuevos métodos sofisticados implementados en la medición del factor X. Algunos de esos conceptos de eficiencia son: la eficiencia técnica (ET), la eficiencia de escala (EE), la eficiencia asignativa en la combinación de múltiples insumos y la eficiencia asignativa en la combinación de múltiples productos. Los nuevos métodos de cálculo evalúan las inversiones en innovación tecnológica de la empresa a través del análisis de los precios finales que reflejan la relación costo/capital⁹, o evalúan los requerimientos básicos de inversiones tecnológicas en

⁷ IPC: Índice de Precios al Consumidor.

⁸ IPP: Índice de Precios al Productor.

⁹ Este método aplicado en el cálculo del factor X se asimila al mecanismo de regulación según la tasa de retorno.

función del modelo eficiente según una empresa líder o empresas referentes; para lograr este propósito se emplea el análisis envolvente de datos (DEA), facilitando el papel del regulador al controlar precios de servicios regulados.

Otra de las metodologías empleadas en el cálculo del factor X es a través de la estimación de un factor de productividad total de la economía (FPT o TPF por sus siglas en inglés), fundamentada en la metodología de la Contabilidad del Crecimiento, que a su vez se sustenta en la medida del *residuo de Solow*. En esta metodología se requiere información sobre la contribución y crecimiento de cada uno de los factores productivos capital y trabajo.

En la literatura económica se conocen dos enfoques en la medición de la eficiencia¹⁰: el primero, corresponde al enfoque de Farrel (1957) que estima la *eficiencia técnica* a través de la determinación de la frontera de posibilidades de producción (FPP). Según este enfoque, la eficiencia productiva se obtiene combinando los insumos capital y trabajo para obtener el nivel de producción¹¹ dado su costo relativo. Se minimiza el costo medio de producción. Las mediciones de Farrel de la eficiencia correspondientes a las unidades de producción (Pollit, 1994, citado por Botero), son:

- a) Las técnicas de programación no paramétrica (Data Envelopment Analysis) que emplea la programación lineal (PL). Esta metodología estima la eficiencia relativa de una empresa en el uso de insumos para obtener el producto.
- b) Las técnicas de programación paramétrica, que analiza las formas funcionales de la FPP.
- c) Las técnicas estadísticas determinísticas que emplean procedimientos de estimación de las desviaciones de los datos de la empresa con respecto a la frontera. Las desviaciones reflejan la ineficiencia.
- d) El método de fronteras estocásticas (SFA), señala las desviaciones como resultado de los errores aleatorios y de la ineficiencia productiva. Este método utiliza el análisis de regresiones econométricas de las respectivas series de datos.

¹⁰ Botero (2004).

¹¹ Corresponde al concepto de función neoclásica de producción.

Para Solow (1957)¹² la eficiencia se mide en la variación de la productividad total de los factores. Esta medida evalúa el desempeño relativo de la empresa o industria históricamente y a través del análisis de la relación de la productividad con los costos.

La PTF se puede analizar también a través de los índices de productos relacionados con los índices de los insumos (Índice de Törnqvist). Este análisis de índices depende de cuatro tipos de eficiencia:

- a) La eficiencia técnica (ET): llamado el *catch-up*.
- b) La eficiencia de escala (EE)
- c) La eficiencia asignativa en la combinación de los insumos
- d) La eficiencia asignativa en la combinación de los productos.

Estos métodos en la estimación del factor X, presentan algunos problemas de información sobre las siguientes variables: i) La tasa de crecimiento histórica de la PTF, ii) la eficiencia de la empresa frente al modelo referencia eficiente (Eficiencia Relativa), iii) la evaluación del crecimiento potencial de la productividad y los métodos de estimación.

Si el factor X aplicado es demasiado bajo, la empresa obtiene beneficios excesivos: la tarifa es muy superior a los costos efectivos. Contribuye, como mecanismo de incentivo, a favorecer la tasa de retorno y beneficios extraordinarios (rentas de monopolio) para la empresa regulada. Lo cual desfavorece intereses particulares de políticos y de reguladores si tales ganancias extras no se redistribuyen socialmente. Si este factor de eficiencia es demasiado alto, la empresa puede terminar en dificultades financieras, pues la tarifa no cubriría los costos y gastos operativos.

Otros problemas asociados con la determinación del factor son las diferencias en el crecimiento de las productividades y de los precios o costos de los factores productivos, lo cual puede estar explicado por la trayectoria o antecedentes y su tamaño ante el mercado (estructura del mercado). También afectan el valor de la eficiencia, las diferencias entre sectores según importancia sectorial y sus cambios dinámicos o cíclicos determinados por el proceso de innovación y los cambios en

¹² Cita Botero. Ver también Nicholson (1999).

los precios relativos de insumos y de productos o servicios relacionados. Finalmente, el entorno económico incluye factores exógenos no controlables por la dirección de la empresa constituyéndose en otros fenómenos impactantes sobre la eficiencia y dinámica de las unidades productivas objeto de regulación.

Otros conceptos relacionados con la eficiencia económica, son: la eficiencia dinámica y la eficiencia en la estructura del mercado. La primera señala que el crecimiento sectorial “apropiado” debe estar acorde con el crecimiento de la economía, teniendo en cuenta los ciclos de la producción, las proyecciones de la demanda, la acumulación y la modernización sectorial.

Otro concepto de eficiencia se relaciona con la estructura del mercado, referida a la existencia de un monopolio eficiente o la introducción de competencia en un mercado y además, el control eficiente del poder de mercado por parte del interventor.

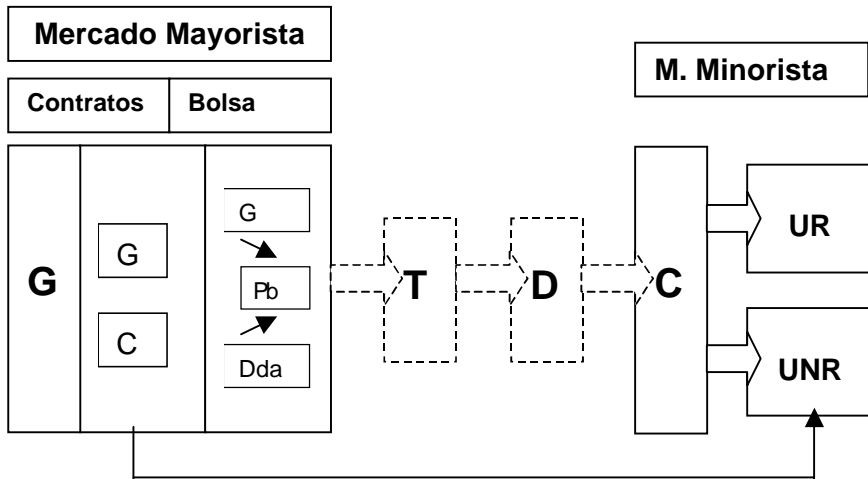
3. Breve caracterización del mercado eléctrico colombiano

El mercado colombiano de electricidad está compuesto por la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, además de las instituciones y los usuarios que intervienen directa o indirectamente en dicho mercado. Los agentes generadores conectados a este sistema son clasificados por la Comisión Nacional de Regulación de Energía y Gas –CREG– como: generadores, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores. La transmisión, se hace a través del Sistema de Transmisión Nacional –STN–. La tercera se cumple por medio de los Sistemas de Transmisión Regional –STR– y de Distribución Local –SDL–, igual que la anterior, son regulados por la CREG y los costos se pueden trasladar directamente en la tarifa al usuario final. Por último, los comercializadores venden la energía a los usuarios finales (Ver Esquema 1).

Con la reestructuración del sector a principio de la década del 90 se pretendía introducir y fomentar la competencia en el sector; además, de la vinculación de la empresa privada con capitales nacionales y extranjeros. Para ello se establecieron los criterios de eficiencia económica, de suficiencia financiera, de calidad, de neutralidad, de simplicidad, de continuidad y de equidad, entre otros.

Para describir y analizar la importancia de los conceptos de eficiencia productiva y asignativa y el de calidad en la determinación de las tarifas de los

Esquema 1
Transacciones en la industria eléctrica



————— Transacciones entre los agentes
 - - - - - No Transacciones entre los agentes

Símbolos:

UR: Usuarios regulados T: Transmisión C: Comercialización
 UNR: Usuarios no regulados D: Distribución PB: Precio en bolsa
 G: Generación

Fuente: García y otros, 2004

servicios de energía eléctrica que afecta a los consumidores y a la sostenibilidad de las empresas prestadoras de estos servicios, se describen los mecanismos y procedimientos regulatorios implementados para intervenir esta actividad económica por parte del Estado, a través del ente regulador (CREG), institución que se acoge a las políticas económicas y planes de expansión sectoriales diseñada por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y a la supervisión y el control por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

4. Criterios para la determinación de tarifas de energía eléctrica

La estructura de formación de precios de la energía eléctrica en el caso colombiano, debe reflejar los costos económicos de la prestación del servicio, determinado, en cada uno de los eslabones de la cadena productiva –generación, transmisión, distribución y comercialización–; además, de otros pagos a los reguladores y supervisores (CREG y SSPD), al Centro Nacional y Regional de Despacho, al Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), además de los costos de restricciones y el ajuste que se incluye por pérdidas.

En cuanto a los criterios establecidos por ley (Cuadro 1) la Constitución Política de 1991, estipula que para la prestación de los servicios públicos

Cuadro 1. Criterios de Ley para la Determinación de Tarifas:
Constitución Política 1991 y Leyes 142 y 143 de 1994

Criterios	Características
Eficiencia Económica	Precios mercado competitivo. Prohibición de trasladar costos de ineficiencia. Correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico*.
Calidad	El servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él*.
Suficiencia Financiera	Garantizar la recuperación de los costos y los gastos de operación, expansión, reposición y mantenimiento. Los ingresos permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas.
Solidaridad y Redistribución del ingreso	Otorgar subsidios a los usuarios de menores ingresos, que pueden ser cubiertos con recursos del Plan Nacional Económico, entidades territoriales y Contribuciones Establecimiento de factores para que hayan subsidios cruzados a favor de los grupos de ingresos más bajos*.
Neutralidad	Derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que otro consumidor con características de tarifas iguales. Tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio*.

→

Cuadro 1. Continuación

Crterios	Características
Simplicidad	Elaboración de fórmulas que faciliten comprensión, aplicación y control.
Transparencia	El régimen tarifario debe ser explícito y completamente público.
Continuidad	El servicio se deberá prestar aún en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones*.
Adaptabilidad	Incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico*.
Equidad	El Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población*.

Fuente: Elaboración de los autores, a partir de las Leyes 142 y 143 de 1994 y la presentación del Ex-Director Ejecutivo de la CREG, Jaime A. Blandón Díaz, “El caso de las tarifas de energía eléctrica” presentada en el Congreso: 10 años de regulación en Colombia, realizado en la Universidad EAFIT en marzo de 2003.

* Hace alusión a los criterios estipulados en la Ley 143.

domiciliarios, el régimen tarifario tendrá en cuenta, además de los criterios de costos, los de “solidaridad y redistribución de ingresos”¹³. También, la Ley 142 de 1994, establece que el régimen tarifario debe estar orientado por los criterios de “eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia”¹⁴. Por su parte, la Ley 143¹⁵, adiciona los de calidad, continuidad, adaptabilidad y equidad.

¹³ Artículo 367.

¹⁴ Artículo 87.

¹⁵ Artículo 6.

Por eficiencia económica¹⁶ “se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio como la demanda por éste”.

Por neutralidad¹⁷ “se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades”. Sin embargo, la Ley 143¹⁸ estipula que la neutralidad exige, “un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio”.

Por solidaridad y redistribución¹⁹ “se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a «fondos de solidaridad y redistribución», para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.”

Por suficiencia financiera²⁰ “se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y

¹⁶ Artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994.

¹⁷ Artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994.

¹⁸ Artículo 6.

¹⁹ Artículo 87.3 de la Ley 142 de 1994.

²⁰ Artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994.

sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios”.

Por simplicidad²¹ “se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control”.

Por transparencia²² “se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios”.

En el componente de la distribución de energía eléctrica, los criterios de eficiencia económica, al cual le da prioridad la Ley, y el criterio de calidad, están fundamentados en la teoría convencional de la regulación económica, resaltándose los aspectos que se deben regular y los distintos mecanismos usualmente aceptados.

Los aspectos regulatorios de la actividad de la distribución de energía eléctrica, se relacionan con el uso eficiente de los recursos naturales que son escasos, y los altos niveles de costos hundidos y capital fijo que se requieren para prestar el servicio.

En la práctica se implementa la eficiencia económica a partir del proceso de determinación de las tarifas según el costo marginal de largo plazo, la cual consiste en que los precios que se determinan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deben reflejar los precios horarios de la energía, según el costo marginal de la oferta (costo medio de corto plazo de cada empresa generadora) más un diferencial “por potencia” que remunera la expansión de la capacidad.

En el caso colombiano, la CREG es quien establece mediante resolución las fórmulas tarifarias que deben aplicar las empresas para determinar las tarifas que pueden cobrar a los usuarios del servicio. El costo unitario para la prestación del servicio eléctrico a los usuarios regulados, definido según la Resolución 031 de 1997, aún vigente (julio 2005)²³, es:

²¹ Artículo 87.5 de la Ley 142 de 1994.

²² Artículo 87.6 de la Ley 142 de 1994.

²³ A la fecha se tiene un proyecto de propuesta de una nueva fórmula tarifaria del servicio de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional, a través de la Resolución CREG 019 de 2005. Según esta resolución la fórmula sería:

$$CU = \frac{G+R}{(1-(IPRSTN+IPAD+IPRC))} + T + D + C; \text{ donde}$$

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

Donde:

- $CU_{n,m,t}$: Costo unitario de prestación del servicio.
 $G_{m,t}$: Costo de compra de energía (generación).
 $T_{m,t,z}$: Costo de transmisión.
 $PR_{n,t}$: Costo por pérdidas de energía.
 $D_{n,m}$: Costo de Distribución.
 $O_{m,t}$: Otros Costos (la mayor parte son costos adicionales del mercado mayorista).
 $C_{m,t}$: Costos de Comercialización.
n: nivel de tensión (que va desde el 1 hasta el 4).
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.

-
- G* Costo de compra de energía, en \$/kWh, del comercializador o prestador del servicio.
R Costo asociado con las Restricciones que existen en el sistema de transmisión nacional (no es una red de capacidad infinita) y Servicios complementarios que se requieren para operar el sistema en forma adecuada, en \$/kWh del comercializador, correspondiente al mes *m* del año *t*.
T Costo Promedio por Uso del Sistema Transmisión Nacional en \$/kWh para el comercializador.
D Costo de Distribución para el comercializador en la correspondiente Área de Comercialización, expresado en \$/kWh.
C Costo de comercialización expresado en \$/kWh del comercializador.
IPRSTN Índice de Pérdidas de Energía Reales que se presentan por el transporte de ésta a través del Sistema de Transmisión Nacional, las cuales son asignadas al Comercializador.
IPAD Índice de Pérdidas de energía Acumuladas por el transporte de ésta a través del Sistema de Distribución, reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización.
IPRC Índice de Pérdidas que se presentan por efectos de problemas en fraudes, conexiones ilegales, y otros, que son reconocidas al Comercializador.

5. Calidad

5.1. Definición e indicadores

La definición de calidad desde el punto de vista teórico, si bien parte del “grado de excelencia”, según el diccionario, esta definición va un poco más allá y resulta siendo bastante compleja al momento de medirla. Autores como Juran (2003) la define como la “adecuación al uso”; Crosby (1989) como la “conformidad con los requisitos”; Drucker (2004) como “aquello que los clientes valoran y por lo que están dispuestos a pagar”. Para el caso de certificación, la norma ISO 9000 establece que la “calidad es el grado en que un conjunto de características inherentes cumplen con los requisitos”.

La evolución del marco regulatorio en el caso colombiano ha estado dada por: Resolución CREG 070/1998, la cual es el punto de partida en materia de calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica y que ha sido modificada por la Res. CREG 025/1999, donde se establecen los indicadores de calidad, referida a la duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES) y la frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES) para el año 1 del periodo de transición.

Por su parte, las Res. CREG 089 y 096 de 1999 y 2000, respectivamente, establecen normas relacionadas con el periodo de transición. En la Res. CREG 159 de 2001, se propone la primera etapa de una opción tarifaria a la que podrían acogerse las empresas prestadoras del servicio público de electricidad a los usuarios regulados y se establecen las disposiciones en cuanto a las compensaciones por el incumplimiento en los estándares de calidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Distribución Local (SDL). Y finalmente, la Res. CREG 084/2002 dicta normas en materia de calidad del SIN.

El criterio de calidad según la regulación en el sector eléctrico, está definido por el cumplimiento de los requisitos técnicos que se establezcan para él²⁴; medido a través de la calidad de la potencia suministrada y la calidad del servicio prestado.

²⁴ Artículo 6 de la Ley 143 de 1994. Por su parte, la Ley 142, en su artículo 87.8, estipula que “toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras.”

La calidad de potencia suministrada, la cual “se refiere a las perturbaciones y variaciones del estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el Operador de Red – OP (Sistema de Transmisión Nacional – STN)”. Ésta se determina a partir de la frecuencia y tensión, contenido de armónicos de las ondas de tensión y corriente, el Flicker, el factor de potencia y los transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuaciones de tensión (CREG, 1999)

La calidad de servicio prestado, la cual “se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio. (Sistemas de Distribución Regional – SDR y Sistemas de Distribución Local – SDL)”. Esta se expresa como una función de la continuidad del servicio prestado, es decir, de acuerdo con las interrupciones o suspensiones del servicio, medida por los siguientes indicadores: i) Duración Equivalente de las Interrupciones²⁵ del Servicio – DES, definida como “el tiempo total acumulado, en horas, de las interrupciones del servicio durante los últimos doce meses para un usuario.” ii) Frecuencia²⁶ Equivalente de las Interrupciones del Servicio – FES, definida como “el número acumulado de las interrupciones del servicio durante los últimos doce meses para un usuario.”

Se debe anotar que el cálculo de estos indicadores excluye las interrupciones de menos de tres minutos, los racionamientos programados del sistema eléctrico nacional, las interrupciones por los atentados a la seguridad ciudadana, las suspensiones del servicio por incumplimiento del contrato de servicio y los eventos de fuerza mayor.

Además, se establecen unos valores máximos admisibles, los cuales se deben cumplir o, en el caso contrario, se debe compensar a los usuarios afectados. Los valores máximos admisibles para el año 2002 fueron los siguientes (Cuadro 2).

²⁵ Según ISA, una interrupción en el STN, se define como la “pérdida de la continuidad del servicio por la desconexión de uno o varios componentes del sistema.”

²⁶ Según ISA la frecuencia de interrupción en el STN fue el “primer indicador utilizado para monitorear la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica. Este expresa el número de interrupciones que puede esperar un consumidor en un periodo de tiempo originadas a partir o a través de las redes de transmisión.”

Cuadro 2:
Indicadores de calidad, sector eléctrico colombiano
Valores máximos admisibles - 2002

Indicador/año	2002
DES	12 horas
FES	18 veces

Fuente: Res. REG 070 de 1998

En los Anexos del 1 al 8 se muestran los comportamientos de estos indicadores para el año 2002, para: Empresas Públicas de Medellín, Electrificadora de la Costa Atlántica, Empresas Municipales de Cali y Electrificadora del Meta.

Para el año 2003, estos valores máximos admisibles fueron determinados por la CREG clasificando los usuarios en 4 grupos (Cuadro 3).

Cuadro 3:
Desagregación de los indicadores de calidad por grupos de usuarios
Valores máximos admisibles - 2003

Grupo / Indicador	DES (horas)	FES (veces)
1 ²⁷	11	26
2 ²⁸	19	44
3 ²⁹	29	51
4 ³⁰	39	58

Fuente: Res. CREG 084 de 2002

²⁷ Grupo 1: usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes.

²⁸ Grupo 2: usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 100.000 habitantes y superior a 50.000 habitantes.

²⁹ Grupo 3: usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes.

³⁰ Grupo 4: usuarios ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

5.2. Costos por compensaciones de calidad

En el caso de Colombia, las inversiones en el sector eléctrico después de 1997 en el sector han sido casi nulas, lo cual es corroborado por un informe de la Contraloría General de la República sobre “Evaluación de las electrificadoras del interior” (2001), donde se hace alusión a la casi nula inversión y mantenimiento tanto en generación como en distribución.

Ésto ha llevado a que por ejemplo, en el primer año (2000) de implementación del pago de compensación por indicadores de calidad en el servicio, DES y FES, establecidos por la CREG, las electrificadoras tuvieran que desembolsar \$3.400 millones.

5.3. Modelo microeconómico

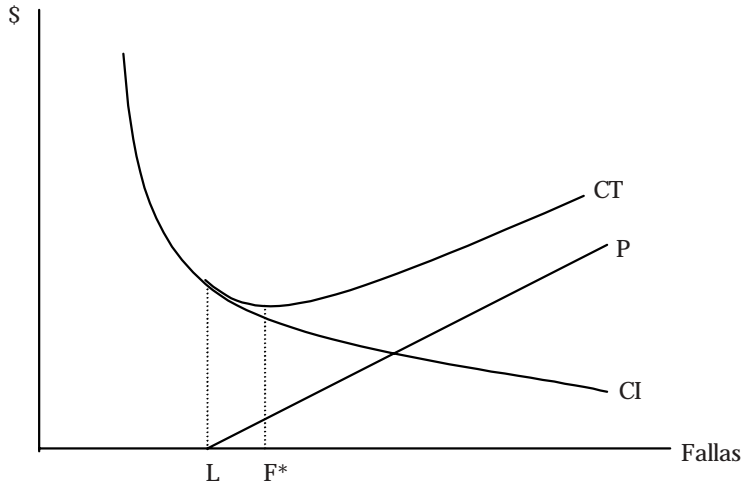
Dado el enfoque regulatorio utilizado en Colombia actualmente, la regulación de precio máximo (price-cap regulation), y siguiendo a Urbiztondo (2000) puede establecerse un modelo microeconómico simple, que incentive la provisión del servicio con un nivel de calidad satisfactorio. Este consiste en lo siguiente:

En la abscisa se presenta la calidad medida en “fallas” y en la ordenada los costos incurridos (CI) para prestar el servicio con buena calidad, por tanto, un mayor nivel de calidad (menor número de fallos) tiene asociado un mayor costo operativo o de inversiones³¹ (representado por CI). Se supone un usuario representativo con una demanda exógena respecto de la cantidad del servicio demandado, quien es compensado ante deficiencias en el servicio mediante una función de penalidades P (Gráfico 1).

Como puede observarse por medio de la curva CI, en el Gráfico 1, la diferencia de costos entre dos niveles de fallas distintos indica el costo de reducción de fallas (esperado sin considerar la aleatoriedad de los shocks de la naturaleza), y en particular este costo es mayor para niveles bajos de fallas que para niveles altos. En cuanto a la función de penalidades considerada, hay un margen de fallas permitido sin penalización (L) y por encima de cada nivel cada falla tiene asociado

³¹ Los planes de inversión deberán asegurar los indicadores de calidad que está reglamentada y garantizar la continuidad del servicio mediante proyectos de suplencia, ampliación, automatización de la operación, modernización e inventario de repuestos, entre otros.

Gráfico 1
Costos por calidad del servicio eléctrico



una bonificación al cliente que la ha sufrido igual a la penalidad impuesta a la empresa (según la función P). Así, el costo total (CT) asociado a los distintos niveles de calidad es el resultado de la suma vertical de CI y P . Por tanto para efectos de la maximización de beneficios que guiará las decisiones de la empresa, de acuerdo a una regulación por resultados, la decisión privada será realizar las inversiones que lleven a un número esperado óptimo de fallas igual a F^* (donde el CT es el mínimo).

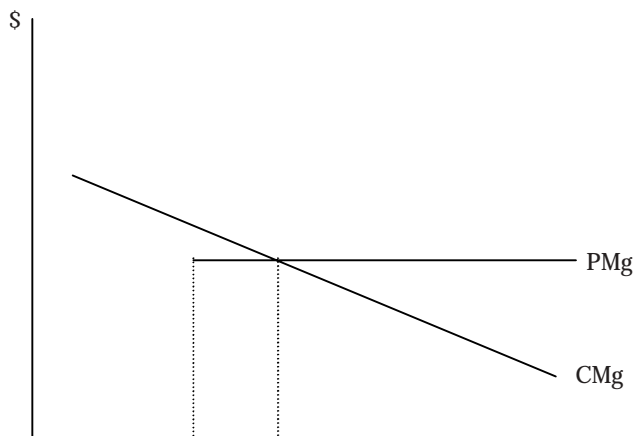
Las funciones marginales que complementan la decisión de la empresa se presentan en el Gráfico 2. La cantidad de fallas (y calidad asociada) que minimiza el costo total de la empresa está dado por la intersección entre el costo marginal de reducir el número de fallas por medio de inversiones y gastos de mantenimiento, CMg , y la penalidad marginal enfrentada, PMg . Por tanto, si el número máximo de fallas permitidas L aumenta más allá de F^* , el número óptimo de fallas tendería a aumentar conforme aumente el nuevo límite permitido.

5.4. Experiencia en América del Sur

Según estudio del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD, 2000), donde se asesora a Colombia para determinar el marco regulatorio de la calidad de prestación del servicio eléctrico, en América del Sur existen cuatro países

Gráfico 2

Equilibrio para el empresario vía enfoque marginal



que han llevado a cabo procesos de reestructuración, aún en cuanto al aspecto de calidad, muy similares al nuestro. Estos son: Argentina, Bolivia, Chile y Perú.

Los cargos de distribución son negociados libremente para consumidores que exceden un tamaño predeterminado de carga (100kW en Argentina y 2 MW en Bolivia Y Chile) y son regulados para usuarios menores. Para estos últimos, los cargos se regulan utilizando el mecanismo de precios máximos (Price-Cap).

En el caso de Argentina, la regulación se aplica solamente a las actividades de distribución y de transmisión; mientras que en Chile, Bolivia y Perú, las regulaciones se aplican a todas las actividades sujetas a control de precios. Esta regulación es aplicada de la misma forma a todas las compañías.

Hay un marco temporal para la aplicación de las normas de calidad del servicio, permitiendo, en una primera fase, que cada una de las compañías mejoren su equipo e instalaciones; posteriormente, las normas de calidad del servicio aumentan en cada fase.

En todos los países, los parámetros e indicadores para medir la calidad del servicio, especifican la cantidad mínima de puntos de medida y las condiciones para el proceso de medición; también se determinan las tolerancias y las

compensaciones y/o penalizaciones. Además, la regulación indica las obligaciones de las entidades que participan directa o indirectamente en la provisión y uso del servicio eléctrico.

Los indicadores utilizados en estos 4 países son el indicador de calidad de potencia suministrada y la calidad del servicio prestado. En el primer caso, el voltaje se evalúa por medio de regulaciones oficiales y no hay uniformidad en los criterios para definir el rango máximo permitido de variación en el voltaje nominal. Sin embargo, sí se establecen estándares diferentes dependiendo del tipo de voltaje involucrado. Por ejemplo, en Argentina, Bolivia y Chile se especifican estándares de variación del voltaje nominal para tensión alta, media y baja. En cuanto a la calidad del servicio prestado, al igual que en Colombia, las regulaciones exigen calidad del servicio en términos de duración (DES) y frecuencia del servicio (FES). Todos estos países consideran distintos estándares de acuerdo a los niveles de tensión.

6. Conclusiones

El tema de la eficiencia económica y de la calidad son de gran importancia en la determinación de las tarifas del servicio de energía eléctrica y en el análisis económico de los efectos sobre el bienestar social tanto de los consumidores como de las empresas prestadoras del servicio.

Los mecanismos regulatorios implementados y, en general, la regulación económica fundamentada en la teoría microeconómica convencional (modelo de equilibrio general neoclásico) aplica el concepto de eficiencia productiva y asignativa (eficiencia económica) en la estimación de las tarifas de los servicios de carácter público, específicamente del servicio de energía eléctrica. El resultado final del nivel de las tarifas, no solo está justificado en teoría por la importancia de la eficiencia, sino también, por la consideración de otros aspectos que afectan el bienestar social: la calidad, la suficiencia financiera, la equidad, la neutralidad, la simplicidad y la transparencia, entre otros.

La medición de la eficiencia y la calidad, tiene sus dificultades, pero a través del comportamiento de las tarifas diferenciales y de los indicadores de calidad (DES, FES) se busca señalar y analizar tales variables, no olvidando que en la determinación de los precios de este servicio, intervienen los distintos agentes económicos, que no

son ajenos a sus intereses políticos, económicos y de prestigio, de objetivos sociales y sindicales; además de las consideraciones inflacionarias, de empleo y del ciclo económico. Es importante anotar que en el caso colombiano, la determinación de estos dos criterios analizados ha seguido los criterios convencionales en los distintos modelos regulatorios en otros países.

Bibliografía

- ARIAS, E. y Vicente Cadavid H. (2004). La regulación económica de la distribución de energía eléctrica. Universidad EAFIT-EPM. Medellín. Revista Ecos No. 18, abril, pp. 99-139.
- BOTERO, J. (2004). Los cambios en la productividad: medidas alternativas aplicadas a Colombia. Mimeo.
- BLANDÓN, Jaime A. (2003). El caso de las tarifas de energía eléctrica, presentada en el Congreso: 10 años de regulación en Colombia, realizado en la Universidad EAFIT, marzo.
- _____. (2003) El costo de los subsidios, eficiencia económica y equidad. En: Escritos de Economía No 4, Universidad EAFIT. Medellín, diciembre.
- COELLI T., A. Estache, S. Perelman y L. Trujillo. (2003) Una introducción a las medidas de eficiencia. Banco Mundial –Alfaomega. Colombia. Agosto.
- CONGRESO DE LA REPÚBLICA (1994). Ley 142, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C. Colombia.
- _____. (1994). Ley 143, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Bogotá D.C. Colombia.
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS -CREG. Regulación económica de la actividad de distribución de energía eléctrica. Resoluciones disponibles en página web: www.creg.gov.co
- CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA delegada para el sector Minas y Energía –CGR, (2001). Evaluación de las electrificadotas del interior. Informes sectoriales y de Políticas Públicas. Bogotá, D. C. Colombia.
- CROSBY, Phillip B. (1989). Hablemos de calidad. McGraw Hill.
- DRUCKER, Peter E. (2004). Definición de calidad. En: http://html.rincondelvago.com/calidad_10.html, octubre.
- EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN -EPPM. Secretaría General, (2002). Al pie de la Norma - Servicios Públicos Domiciliarios. Medellín.

- GARCÍA, J., G. López. y V. Cadavid. (2004). El sector eléctrico colombiano: ¿fallo del mercado o fallo de la regulación? Informe de investigación. Universidad EAFIT.
- JURAN, J.M. (2003). Juran y la planificación para la calidad. Ediciones Díaz de Santos. En: www.juran.com
- LASHERAS, M. (1999). La Regulación económica de los servicios públicos. Editorial Ariel S.A. Barcelona.
- LERNER, E. (2000). Perspectivas del negocio de distribución en Colombia. Estudio proyecto CIER-COCIER 02. Informe final. Medellín, mayo.
- PISTONESI, H. (2001). Elementos de teoría económica de la regulación. Aplicación a las industrias energéticas. Instituto de Economía Energética. Argentina
- PNUD – CREG, (2000). Asesoría para el desarrollo regulatorio de la calidad del servicio para el sector eléctrico colombiano, en página web: www.creg.gov.co
- PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA (1991). Constitución Política de Colombia. Bogotá D.C.
- SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS –SSPD. (2003). Boletín de Calidad del Servicio - Edición No. 1. Sector de Energía Eléctrica, Zona Interconectada. Bogotá D.C.
- TIROLE, J. (1988). The Theory of Industrial Organization. MIT Press.
- URBIZTONDO, S. (2000). La regulación de la calidad en el servicio eléctrico: una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia internacional, en la página web: http://www.aaep.org.ar/espa/anales/pdf_00/urbiztondo.pdf en julio 29 de 2003.
- VARIAN, Hall R. (1999). Microeconomía Intermedia - Un Enfoque Actual. 5ª ed. Antoni Bosch - Alfaomega. Colombia.
- _____. (1998). Análisis Microeconómico. 3ª ed. Antoni Bosch. Madrid.

ANEXOS

Anexo 1. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. ESP
 COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR DES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	0	313	0	0%	4.75	-
2	0	10	0	0%	7.25	-
3	0	24	0	0%	9.75	-
4	0	43	0	0%	15.25	-

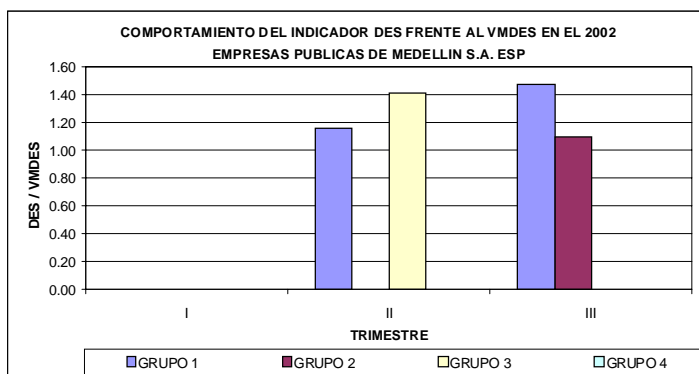
TRIMESTRE II - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	8316	316	3	0.9%	4.75	1.2
2	0	10	0	0%	7.25	-
3	2208	24	2	8.3%	9.75	1.4
4	0	45	0	0%	15.25	-

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	15933	317	8	2.5%	4.75	1.5
2	2	10	2	20%	7.25	1.1
3	0	24	0	0%	9.75	-
4	0	46	0	0%	15.25	-

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

DES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMDES: Valor máximo admisible trimestral.



Anexo 2. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. ESP

COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR FES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	0	313	0	0%	9.5	-
2	0	10	0	0%	14.5	-
3	0	24	0	0%	17	-
4	0	43	0	0%	21	-

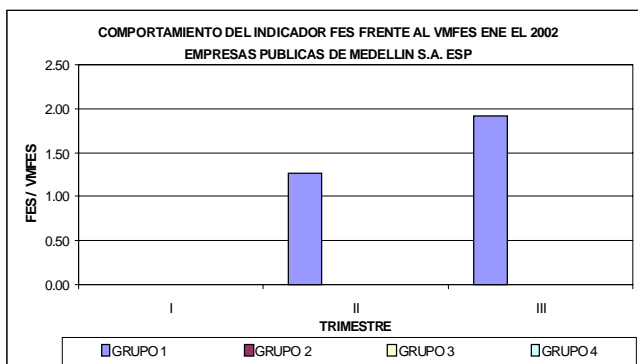
TRIMESTRE II - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	4199	316	1	0.3%	9.5	1.3
2	0	10	0	0%	14.5	-
3	0	24	0	0%	17	-
4	0	45	0	0%	21	-

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	5	317	2	0.6%	9.5	1.9
2	0	10	0	0%	14.5	-
3	0	24	0	0%	17	-
4	0	46	0	0%	21	-

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

FES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMFES: Valor máximo trimestral admisible.



Anexo 3. ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. ESP COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR DES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	180632	69	41	59.4%	6	3.8
2	12238	2	2	100%	8	3.4
3	117307	47	33	70.2%	9	4.2
4	138125	107	63	58.9%	14	2.4

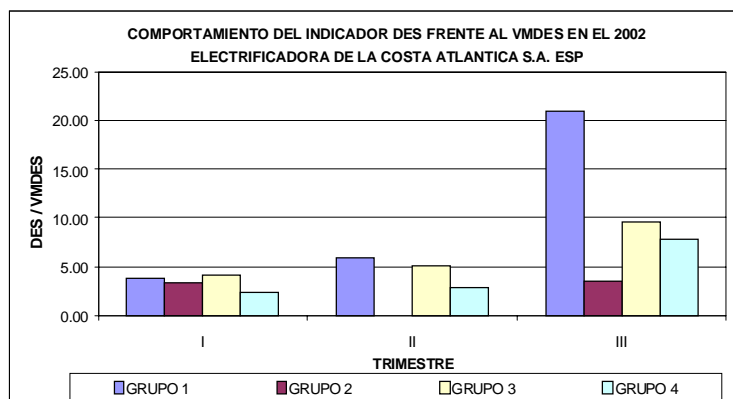
TRIMESTRE II - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	213885	69	52	75.4%	7	5.9
2	0	2	0	0%	9	0
3	139168	47	40	85.1%	14	5.2
4	188224	108	100	92.6%	22	2.9

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	213655	68	54	79.4%	3	21
2	12900	2	2	100%	6	3.5
3	157428	47	45	95.7%	8	9.7
4	190282	107	103	96.3%	12	7.9

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

DES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMDES: Valor máximo admisible trimestral.



Anexo 4. ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. ESP COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR FES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	158243	69	31	44.9%	9	2.2
2	5058	2	1	50%	17	1.1
3	89354	47	26	55.3%	14	2.7
4	109144	107	39	36.4%	23	1.7

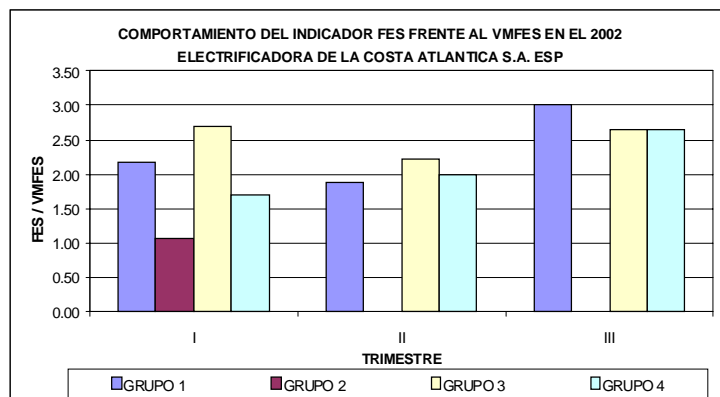
TRIMESTRE II - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	158353	69	31	44.9%	13	1.9
2	0	2	0	0%	17	0
3	113809	47	30	63.8%	21	2.2
4	132099	108	57	52.8%	24	2.0

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	206316	68	45	66.2%	9	3
2	0	2	0	0%	12	-
3	124532	47	35	74.5%	17	2.6
4	171539	107	94	87.9%	18	2.7

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

FES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMFES: Valor máximo trimestral admisible.



Anexo 5. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP

COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR DES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	37430	116	10	8.6%	3	1.6
2	0	23	0	0%	5	-
3	174	1	1	100%	7	1.1
4	0	2	0	0%	11	-

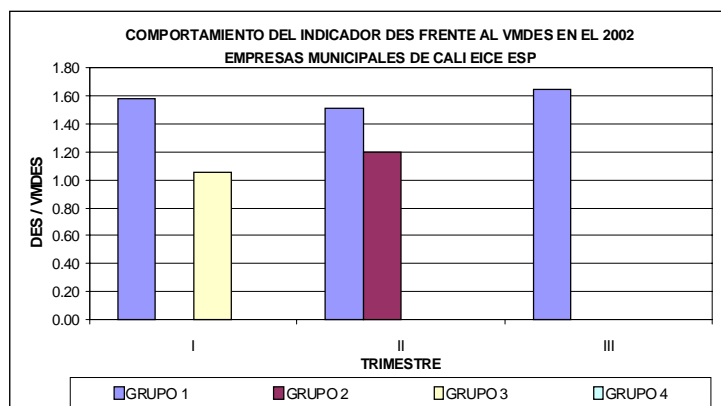
TRIMESTRE II - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	17918	116	6	5.2%	4	1.5
2	2244	23	1	4.3%	6	1.2
3	0	1	0	0%	8	-
4	0	2	0	0%	12	-

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	3990	116	3	2.6%	7	1.6
2	0	23	0	0%	10	-
3	0	1	0	0%	14	-
4	0	2	0	0%	22	-

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

DES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMDES: Valor máximo admisible trimestral.



Anexo 6. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR FES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (Nº veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	0	116	0	0.0%	7	-
2	0	23	0	0%	11	-
3	0	1	0	0%	13	-
4	0	2	0	0%	16	-

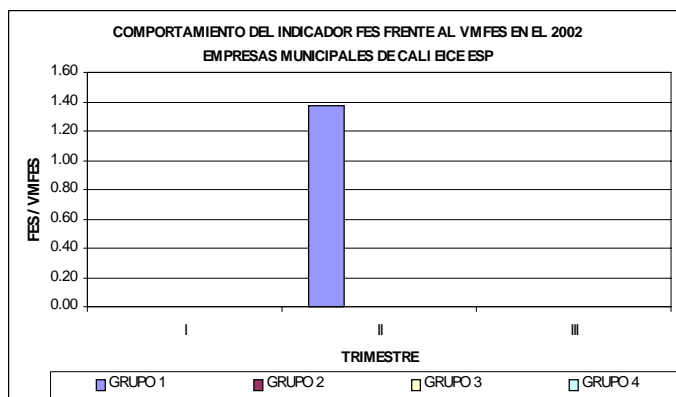
TRIMESTRE II - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (Nº veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	3336	116	1	0.9%	8	1.4
2	0	23	0	0.0%	12	-
3	0	1	0	0%	14	-
4	0	2	0	0%	17	-

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (Nº veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	0	116	0	0.0%	14	-
2	0	23	0	0%	21	-
3	0	1	0	0%	25	-
4	0	2	0	0%	30	-

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

DES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMFES: Valor máximo trimestral admisible.



Anexo 7. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR DES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	8995	31	2	6.5%	5.7	3
2	0	0	0	-	7.25	-
3	327	41	1	2.4%	11.7	1.2
4	0	22	1	4.5%	18.3	0

EMSA no posee alimentadores en el grupo 2.

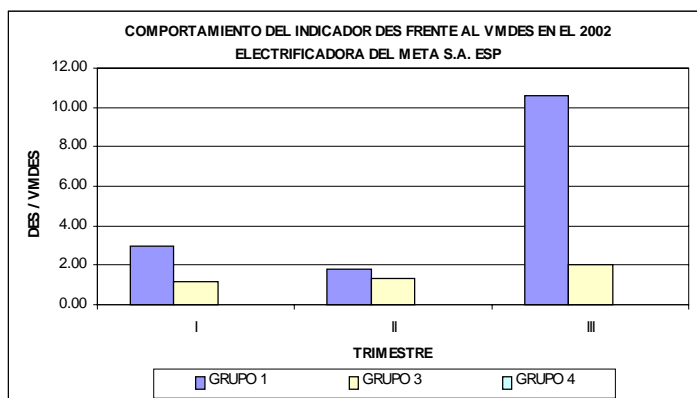
TRIMESTRE II - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	3843	31	2	6.5%	6.08	1.8
2	0	0	0	-	7.25	-
3	3974	41	4	9.8%	12.48	1.3
4	0	22	0	0%	19.52	-

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMDES	DES / VMDES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	63446	31	14	45.2%	4.18	10.6
2	0	0	0	-	7.25	-
3	8455	41	7	17.1%	8.58	2.0
4	0	22	0	0%	13.42	-

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

DES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMDES: Valor máximo admisible trimestral.



Anexo 8. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP
COMPORTAMIENTO DEL INDICADOR FES DURANTE EL 2002

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	50990	31	14	45.2%	8	2
2	0	0	0	-	15	-
3	4685	41	5	12.2%	20	2.5
4	0	22	0	0%	24	-

TRIMESTRE I - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	50990	31	14	45.2%	8	2
2	0	0	0	-	15	-
3	4685	41	5	12.2%	20	2.5
4	0	22	0	0%	24	-

TRIMESTRE III - 2002						
GRUPO	USUARIOS AFECTADOS	CIRCUITOS ALIMENTADORES			VMFES	FES / VMFES (N° veces)
		TOTAL	SUPERARON	PARTICIPACION (%)		
1	69837	31	19	61.3%	11	3.3
2	0	0	0	-	14	-
3	15289	41	14	34.1%	18	4.6
4	4822	22	1	4.5%	22	10.5

FUENTE: Información de las empresas - Cálculos SSPD - DTGE.

FES: Indicador promedio ponderado por número de usuarios afectados de los circuitos que superaron la meta.

VMFES: Valor máximo trimestral admisible.

