



CONVENIO COLCIENCIAS - CREG

Código COLCIENCIAS 1216-06-1739

INFORME No. 4

Agosto de 2007

Proyecto:

Desarrollo de Metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM En Empresas de Distribución y Transmisión Eléctrica

Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada

Estudio realizado para la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	6
1. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	7
1.1 Evolución del sector	7
1.2 Actividades del sector	7
1.2.1 La Generación.....	8
1.2.2 La Transmisión.....	8
1.2.3 La Distribución.....	9
1.2.4 La Comercialización.....	10
1.3 Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) - (Distribución de Electricidad).....	10
1.3.1 Resolución CREG 099-1997	11
1.3.2 Resolución CREG 082-2002	11
2. DOS ELEMENTOS FUNDAMENTALES EN LA REGULACIÓN: incentivar al agente a revelar su verdadero tipo, y cómo monitorear el esfuerzo de éste por parte del principal	13
2.1 El mecanismo de auditoría.....	14
2.2 El mecanismo de monitoreo del esfuerzo.....	16
3. ANÁLISIS DE EFICIENCIA	17
3.1 Algunas definiciones informales	17
3.2 Orientación de las medidas de eficiencia	20
3.3 Introducción al Análisis Envolvente de Datos (Data Envelopment Analysis, DEA)	22
4. PROPUESTA REGULATORIA.....	25
4.1 Auditoría.....	25
4.1.1 Definición del concepto de auditoría contable	25
4.1.2 La auditoría y la contabilidad.....	25
4.1.3 Los distintos enfoques de la auditoría.....	25
4.1.4 La auditoría externa.....	25
4.2 Especificación del DEA para el cálculo del AOM eficiente del sistema de distribución eléctrico colombiano 27	
4.2.1 Análisis del DEA implementado para el "Análisis de Gastos Eficientes de Administración Operación y Mantenimiento, AOM, en Distribución de Energía Eléctrica" desarrollado en octubre de 2002.	28
4.3 Menús de contratos en la remuneración de la administración, operación y mantenimiento de la red	29
Introducción	29
4.3.1 Menú discreto de contratos.....	29
4.3.2 Menú de contratos con incentivos determinados mediante DEA.....	38
a. Menú de contratos ajustado por el "store" DEA.....	38
5. IMPLEMENTACIÓN	41
6. MANUAL PARA REPORTE DE LA INFORMACIÓN	42
6.1 Objetivo.....	42
6.2 Situación actual.....	42
6.3 Marco Legal	43
6.4 Costos de administración, operación y mantenimiento (AOM)	44
6.5 Características de la información contable	45
6.6 Estructura de la codificación contable	47
6.7 COSTEO BASADO EN ACTIVIDADES (ABC).....	50
6.8 Elementos y criterios generales para la determinación de los costos y gastos (Inductores).....	51

6.9	Codificación propuesta.....	53
6.10	Instructivo teórico para la determinación de los costos y gastos AOM	55
BIBLIOGRAFIA		58

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquemización del Mercado Eléctrico	8
Figura 2.1. Secuencia de un contrato bajo selección adversa.....	14
Figura 2.2. Timing del contrato bajo riesgo moral	16
Figura 3.1. Razones de productividad	18
Figura 3.2. Frontera de producción.....	18
Figura 3.3. Fronteras de producción con retornos constantes a escala y variables	19
Figura 3.4. Isocuanta y línea de isocosto	20
Figura 3.5. Eficiencia técnica y eficiencia asignativa: insumo orientadas	21
Figura 3.6. Eficiencias técnica y asignativa desde una orientación del producto.....	22
Figura 4.1. Función de Costo de las acciones que permiten reducir costos.....	30
Figura 4.2. Operación del menú de contratos, el “price cap” y reembolso de gastos.....	36
Figura 4.3. Esquema de incentivos alternativo.....	38

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Distribuidoras - Comercializadoras de energía eléctrica	9
Tabla 1.2 Generadoras – Distribuidoras - Comercializadoras de energía eléctrica	9
Tabla 1.3 Empresas integradas en las cuatros actividades (G, T, D y C)	10
Tabla 3.1. Resultados de productividad factorial y de eficiencia técnica.	17
Tabla 4.1. Menú ofrecido por el regulador	31
Tabla 4.2. Remuneración de costos bajo diferentes condiciones.....	32
Tabla 4.3. Resumen del Menú Óptimo	34
Tabla 4.4. Cuotas de los cuartiles	35
Tabla 4.5. Parámetros para cada cuartil	35
Tabla 4.6. Remuneración de la tarifa para diferentes valores declarados	35
Tabla 4.7. Características de los esquemas de remuneración	37
Tabla 4.8. Ejemplo de remuneración con el esquema alternativo del DEA.....	40
Tabla 5.1. Resumen del proceso de implementación	41
Tabla 6.1. Normas que Reglamentan los Informes Contables de las Empresas de Servicios Públicos.....	43
Tabla 6.2. Código de los servicios.....	46
Tabla 6.3. Código de las unidades de servicios	46
Tabla 6.4. Código de los procesos	46
Tabla 6.5. Código de los recursos	47
Tabla 6.6. Estructura de la codificación contable.....	47
Tabla 6.7. Estructura de la codificación contable.....	47
Tabla 6.8. Grupos de cuentas por clase.....	48
Tabla 6.9. Grupos de cuentas por clase.....	56

DESARROLLO DE METODOLOGÍAS PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS COSTOS EFICIENTES DE AOM EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

INTRODUCCIÓN

El siguiente informe, el cuarto de los presentados en el marco del Convenio Colciencias-Creg en desarrollo del Proyecto *Desarrollo de Metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM En Empresas de Distribución y Transmisión Eléctrica (código 1216-06-1739)*, presenta la primera versión de una propuesta para remunerar los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) de las empresas que realizan la actividad de distribución de electricidad en Colombia incentivando la eficiencia en esos costos que, por el carácter de monopolio natural que tiene la actividad y por la forma actual de remuneración, muy probablemente no sean eficientes.

En la primera parte, de carácter descriptivo, se resume la situación del sector en Colombia, su estructura y la forma actual de remuneración de la actividad. Es apenas el marco para iniciar, en la segunda parte del informe un análisis que muestra, a partir de la existencia de asimetría de información entre el regulador y el regulado, quienes en el esquema actúan como principal y agente, respectivamente, como se requiere dar solución a estos dos problemas para lograr remunerar los costos eficientes de AOM. Es decir, cómo hacer que las empresas revelen adecuadamente sus verdaderos costos y cómo incentivar su eficiencia.

La tercera parte hace una revisión de la literatura y presenta de manera sintética los métodos empleados para evaluar la eficiencia comparativa de las empresas que participan de una misma actividad, habida cuenta de las diferencias que pueden presentarse entre ellas por distintos factores.

La cuarta parte presenta la propuesta regulatoria, centrada en el concepto de “menú de contratos”, desarrollado por Laffont y Tirole. Desarrolla también algunas simulaciones basadas en el resultado de las mediciones de eficiencia comparativa, mostrando cómo el mecanismo cumple bien su papel de incentivar las ganancias de eficiencia por parte de las empresas. Todo el esquema se basa en un cálculo inicial de los costos de AOM actuales a partir de la información contable de las empresas y en la elaboración de un análisis envolvente de datos que permita medir la eficiencia comparativa de las empresas distribuidoras en este aspecto.

La parte cinco propone un esquema para desarrollar la agenda regulatoria, mientras la sexta presenta un manual para el reporte de la información sobre costos AOM de las empresas.

En síntesis, el esquema propuesto requiere, de una parte, de la presentación adecuada de los costos actuales de AOM por parte de las empresas que, dado el carácter absolutamente primordial que tendrán todos esos datos hacia el futuro, deberán ser auditados para tener la certeza de un punto de partida confiable; de otra parte, la realización de un DEA sobre esos datos para establecer el punto de partida en la remuneración de los costos AOM, y finalmente, la definición de un mecanismo de remuneraciones que incentive a las empresas a ser cada vez más eficientes, con beneficios tanto para ellas como para los consumidores.

Queda, pues, el informe a consideración de la CREG. Estaremos atentos a atender cualquier duda, comentario o sugerencia.

1. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

1.1 Evolución del sector

Hacia finales del siglo XIX se inicia en Colombia, con capitales privados, el proceso de desarrollo del servicio de energía eléctrica. A mediados del siglo XX, y bajo un proceso gradual, la propiedad pasó a manos del Estado, quien de ahí en adelante debería velar y garantizar la prestación del servicio. Las empresas estatales mantenían un poder monopólico sobre las regiones, ya que se encontraban integradas verticalmente.

En 1928 se expide la Ley 113 que declara de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica, y desde entonces el suministro de energía comienza a tener una estructura definida y un funcionamiento de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994.

Más adelante, la interconexión del sistema eléctrico colombiano permitió un mayor aprovechamiento del recurso, facilitando el intercambio de energía entre los sistemas regionales.

En la década de los 80, el sector eléctrico entra en crisis y, especialmente por el subsidio de tarifas y por los sobre-costos en los proyectos de generación, éste se deteriora, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Convirtiéndose este sector en una carga financiera para el Estado.

Por otro lado, en todo el mundo comenzó a ponerse en duda la eficacia de los monopolios estatales para la prestación de los servicios públicos, iniciándose entonces grandes reformas en algunos países tales como el Reino Unido, Noruega y Chile.

Las reformas pretendían: i) introducir competencia en el sector en pro de reducir precios, ii) permitir inversión privada y iii) Facultar al Estado como ente regulador, de vigilancia y control.

Con dichos objetivos y con miras de lograrlos se debía, en primera instancia, eliminar la integración vertical, separando los negocios de transmisión, distribución y generación.

En los años noventa se “moderniza” el sector eléctrico colombiano, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar al de los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido. Esta reestructuración se realizó con las leyes 142 (*Ley de Servicios Públicos*) y 143 (*Ley Eléctrica*) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que el desarrollo eléctrico estuviese determinado por la sana competencia, dando paso a la creación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

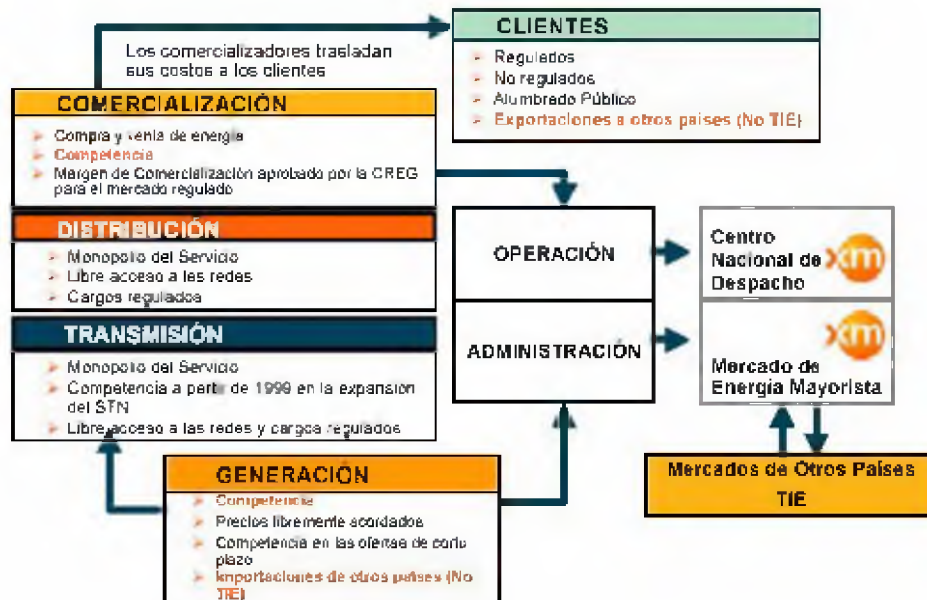
1.2 Actividades del sector

El mercado eléctrico colombiano se desarrolla en cuatro actividades: generación (G), transmisión (T), distribución (D) y comercialización (C).

Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, el lineamiento general del marco regulatorio se fundamenta en la creación e implementación de reglas que permitan y propendan por la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de Transmisión y Distribución se orienta al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso remuneraciones en condiciones de competencia donde esta fuera posible o simulable.

En la Figura 1.1 se ilustra el esquema del sector eléctrico colombiano.

Figura 1.1. Esquematización del Mercado Eléctrico



Fuente: Expertos en Mercados – XM.

1.2.1 La Generación

Corresponde a la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (estos últimos son aquellos con una demanda pico superior a los 100 kW ó 55 MWh/mes). Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del Cargo por Confiabilidad, cuyo pago depende del aporte energético que cada generador realiza a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

A diciembre de 2004, el sistema de generación colombiano contaba con una capacidad instalada de 13.363 MW, de los cuales el 64% correspondían a plantas hidroeléctricas, el 28% a plantas térmicas a gas, el 5% a térmicas a carbón y un 3% de plantas que usan otras fuentes de energía. El 60% de la capacidad instalada era de propiedad privada y el 40% era de propiedad pública.

La energía se transa en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), donde para cada hora del día se establece un precio de bolsa que corresponde al precio marginal, es decir, al costo variable de la última planta despachada para cumplir con la demanda de dicha hora, de tal forma que, a todos los que ofertaron un precio menor al de bolsa se les liquida a éste último. Para este efecto, las ofertas se ordenan según el precio de menor a mayor y se determinan las plantas de generación que atenderán la demanda.

1.2.2 La Transmisión

El sistema de transmisión está constituido por redes de 550 kV y 220 kV de libre acceso. En el país operan 11 empresas transportadoras, de las cuales Interconexión Eléctrica S.A. ISA (y su subsidiaria Transelca S.A.), es el mayor transportador de energía eléctrica del país, y propietario de más del 80% de la red nacional.

En transmisión se destaca la implementación de un nuevo esquema para la construcción de líneas y subestaciones con compensación, cuyo mecanismo es el de Convocatorias Públicas, establecidas con base en los resultados de los Planes de Expansión presentados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

1.2.3 La Distribución

El sistema de distribución de energía eléctrica está compuesto por redes y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220kV y que no pertenecen a un sistema de transmisión regional ni a ningún sistema municipal o Distrital.

En el país distribuyen energía en total 33 empresas, las cuales operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de las cuales algunas de ellas (22 empresas) sólo desarrollan dos actividades de la cadena productiva de energía como lo es la distribución y la comercialización de energía. Dentro de estas encontramos empresas como CENS, Codensa, Electrocosta y Eletrocaribe, distribuidora del Pacífico, entre otras.

Tabla 1.1 Distribuidoras - Comercializadoras de energía eléctrica

Nombre	Sigla
Distribución Comercialización	
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	CENS
Electrificadora De La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	ELECTROCOSTA S.A. E.S.P
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P.	EEPSAESP
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.	ELECTROHUILA
Electrificadora Del Meta S.A. Esp.	EMSA
Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P	DISPAC S.A. E.S.P.
Compañía Energética Del Tolima S.A. E.S.P.	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.	ENERCA S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	BAJO PUTUMAYO
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.	EDEQ S.A. E.S.P
Empresas Publicas De Yarumal Esp	EE.PP.Y.
Municipio De Campamento	SSPD
Ruitoque E.S.P.	RUITOQUE E.S.P.
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.	EMCARTAGO S.A. E.S.P.
Empresa De Energía De Arauca E.S.P	ENELAR E.S.P.
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P	EMP. ENERGIA CUNDINAMARCA
Electrificadora Del Caquetá S.A. Esp.	ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.
Compañía De Electricidad De Tulúa S.A.	CETSA
Codensa S.A. E.S.P.	CODENSA S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.	EMEVASI S.A. E.S.P.
Energía Telecomunicaciones Aseo Y Acueducto Etaservicios S.A. E.S.P.	Etaservicios S.A. E.S.P

También hay ocho empresas que están integradas en tres actividades de la cadena productiva de la energía, desarrollando las actividades de generación, distribución y comercialización. Algunas de ellas son la CHEC, CEDELCA, CEDENAR y EMCALI.

Tabla 1.2 Generadoras – Distribuidoras - Comercializadoras de energía eléctrica

Nombre	Sigla
Generación Distribución Comercialización	
Empresa Municipales De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	ENERGUAVIARE S.A E.S.P
Empresa De Energía Eléctrica Del Departamento Del Guaviare S.A. E.S.P	CHEC
Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P.	EEP
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.	EBSA
Empresa De Energía De Boyaca S.A. E.S.P.	CEDELCA S.A. E.S.P.
Centrales Eléctricas Del Cauca S.A. E.S.P.	CEDENAR
Centrales Eléctricas De Narino S.A. E.S.P.	EMCALI
Empresas Municipales De Cali Eice	

Y tres del total de empresas distribuidoras del país se encuentran integradas en la totalidad del servicio. Es decir, son empresas que desarrollan las actividades de comercialización, transmisión, distribución y comercialización.

Tabla 1.3 Empresas integradas en las cuatros actividades (G, T, D y C)

Nombre	Sigla
Generación Transmisión Distribución Comercialización	
Electrificadora De Santander S.A.	ESSA
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	EEPPM
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P.	EPSA E.S.P.

1.2.4 La Comercialización

Es la actividad en la que se atiende a los usuarios vendiéndoles energía y se les prestan los servicios de representación ante el MEM, lectura, facturación, control de pérdidas, así como atención de quejas y reclamos. Los comercializadores pueden vender energía a los grandes usuarios a precios libres y a los usuarios Regulados a precios establecidos por la CREG.

1.3 Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) - (Distribución de Electricidad)

La tarifa que se cobra por la energía eléctrica en Colombia es un valor que pretende recuperar los costos que enfrenta la organización. Actualmente, la tarifa se hace con costo unitario para los estratos 4, pues en los estratos altos se cobra un 20% más del consumo para subsidiar el consumo de los estratos bajos; cabe anotar que para los estratos bajos se les suma también un subsidio por parte del estado.

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

Donde: m,t son el mes y el año respectivamente y n es el nivel de tensión de conexión del usuario

G: Generación

T: Transmisión

1-PR_n: Indicador de Pérdidas por nivel de tensión n¹

D_n: Tarifa de distribución por nivel de tensión n²

C: Comercialización³

O: Otros⁴

A su vez, cada una de las actividades está constituida por una fórmula independiente con vigencia de 5 años. La ley ha estipulado que con cada uno de los componentes tarifarios el regulador trabaje con criterios de eficiencia.

Para el caso de la Generación, y de la Comercialización a Usuarios No Regulados el problema en términos de costos eficientes se encuentra resuelto, ya que éstas actividades se desarrollan en un mercado competitivo que regula sus costos; pero el caso de la Transmisión, la Distribución y la Comercialización a Usuarios Regulados, es distinto, puesto que estos monopolios pueden no ser eficientes, y por tal motivo se deben remunerar de forma

¹ Es el factor que tiene en cuenta las pérdidas desde el STN hasta el contador de la casa.

² Esta tarifa ya tiene incluido el factor de pérdidas reconocidas para esa actividad

³ La tarifa de comercialización se basa en la variabilización del costo de este servicio, el cual es fundamentalmente un costo fijo.

⁴ Incluyendo el costo de las restricciones (generación de seguridad fuera de mérito y remuneración de plantas que estando en mérito han debido reducir su generación por causas del sistema), así como costos de regulación, operación y vigilancia del esquema.

regulada. En particular, los monopolios de transmisión y distribución deben operar bajo reconocimiento de costos eficientes, lo cual conduce al objeto de esta investigación, al menos en lo referente al AOM.

El regulador ha estipulado dos métodos para trabajar en los diferentes monopolios, así, en el caso de la Transmisión, se trabaja con el método de Ingreso Regulado (Revenue Cap), el cual garantiza los ingresos anuales y no se deja que el agente corra con el riesgo de demanda. En el caso de la Distribución, se trabaja con el método de Price Cap, donde el distribuidor corre el riesgo de la demanda, es decir que resulta más o menos remunerado en función del crecimiento de la demanda energética.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– con la metodología que se encuentra establecida en la resolución CREG 082-2002 buscó remunerar la inversión en distribución considerando las diferencias entre las condiciones de prestación del servicio en áreas urbanas y rurales, y considerando diferencias en los costos eficientes de los activos (inversión), como en las pérdidas técnicas reconocidas a las empresas. Cabe anotar que la Comisión no estableció esta misma diferencia en los costos de AOM, es decir, no tuvo en cuenta las componentes rural y urbana por empresa.

La filosofía general sobre la cual se fundamenta la metodología de remuneración de la resolución CREG 082 de 2002, consiste en valorar, por un lado, los activos a nuevo, usando unidades constructivas para la valoración de la inversión, y por otro lado, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento –AOM– que corresponden a un porcentaje del costo de reposición de los activos a nuevo. La parte de la tarifa que refleja la inversión, es sometida a criterios de eficiencia de uso, acotando de hecho la magnitud reconocida, mientras la parte de los costos AOM a que da lugar el suministro de energía, es cubierta siempre por el usuario, sin ser objeto de aplicación de criterios especiales de eficiencia, distintos al porcentaje mencionado, el cual se supone, *per se*, eficiente.

1.3.1 Resolución CREG 099-1997

En la resolución 099 de 1997, que antecedió a la resolución CREG 082 de 2002, la CREG le reconoció a la inversión una rentabilidad del 9%, antes de impuestos. Además, se reconoció una tasa de reposición de capital anual, que llevada a futuro, reponía el capital invertido. Los gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento también se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos en cada uno de los niveles de tensión. Para niveles de tensión 4 y 3 el porcentaje reconocido de AOM fue del 2% del valor de reposición de los activos eléctricos; y para los niveles de tensión 2 y 1 correspondió al 4% del valor de reposición de los activos eléctricos. En zonas de alta contaminación salina, se consideró un 0.5% adicional por este concepto.

La suma de estos tres conceptos se dividía por la demanda anual y esta sería la tarifa inicial por kWh que se ajustaría luego cada año por el IPC – X (inflación y productividad). Adicionalmente se calculaba, con el mismo método el capital anual de la totalidad de empresas del país y se dividía por el total de demanda para obtener una tarifa media nacional por kWh. La CREG establecía como límite máximo en los cargos, el 120% del cargo medio nacional en cada nivel de tensión, lo cual implicaba que las empresas de distribución que generaban cargos superiores a dicho porcentaje no tendrían reconocimiento de los cargos excedidos.

1.3.2 Resolución CREG 082-2002

La remuneración por el uso de los activos está dada por Nivel de Tensión y se encuentra caracterizada de la siguiente manera:

- Para el Nivel de Tensión 4 se utiliza un sistema de Ingreso Máximo, con tasa de retorno ajustada al tipo de regulación. Se utiliza un recálculo tarifario anual que considera los cambios en la demanda y en la inversión, dentro de una tarifa única regional (existen dos regiones en el país). Por este motivo, la tasa de remuneración del capital de esta actividad se considera como una tasa libre de riesgo de demanda.
- Para el Nivel de Tensión 1 la CREG analizó y tipificó las redes en todo el país y determinó un cargo dependiente del tipo de red, e independiente de las empresas y de sus posibles topologías de red, dado que

el estudio previo corroboró que no existían diferencias significativas por empresas en el país, para cada tipo de redes.

- Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 el riesgo de demanda durante el periodo tarifario lo asumen los distribuidores, por lo que la tasa de retorno aplicable es ajustada por riesgo de demanda. La revisión de los activos y de la demanda se hace de forma quinquenal, mientras que de la tasa de remuneración debía hacerse una revisión a la mitad del periodo tarifario para ajustar el riesgo país (lo cual no ocurrió en la realidad).
- Los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local deben ser presentados por las empresas a la CREG para su aprobación, acumulados por nivel de tensión y deben corresponder a los datos del sistema propio suministrados por ellas a la CREG.

En el proceso de fijación de tarifas se realiza para cada empresa una separación entre activos rurales y urbanos, valorando los activos de distribución por su costo de reposición a nuevo, con lo cual se define el costo del capital. Sobre este monto se aplica la tasa del 16,06% anual como rentabilidad reconocida del capital para los niveles de tensión 1,2 y 3, mientras que para el nivel de tensión 4 es del 14,06%. Se calcula además una cuota anual de reposición, que actualizada a futuro en el periodo de la vida útil reconocida para los activos, permita reponer el capital al finalizar la vida útil regulatoria.

Los activos valorados, tanto rurales como urbanos (esta última clasificación es solo para el Nivel de tensión 2), se dividen por las respectivas demandas anuales para el año del cálculo y se obtienen así dos tarifas por kWh y se acotan con el procedimiento estadístico (transformación Box-Cox, etc.) descrito en el documento 113 de la CREG, que permite comparar por eficiencia las tarifas equivalentes rurales y urbanas de cada empresa. Posteriormente se ponderan estas dos últimas según la participación rural y urbana en la demanda de la empresa para hallar una tarifa única por empresa incluyendo criterios de eficiencia. A la tarifa así obtenida se le agregan los activos no eléctricos (calculados como el 4,1% de los activos eléctricos), y los gastos AOM calculados para cada nivel de tensión (sin distinción rural-urbana), que corresponden al 2% del costo del capital para los niveles de tensión 4 y 3 y al 4% del costo del capital para el nivel 2, los cuales también se dividen por la demanda respectiva del nivel de tensión para obtener la tarifa del Nivel en \$/kWh. Finalmente se acumula desde el Nivel de tensión respectivo hasta el STN, utilizando Factores de Pérdidas.

2. DOS ELEMENTOS FUNDAMENTALES EN LA REGULACIÓN: incentivar al agente a revelar su verdadero tipo, y cómo monitorear el esfuerzo de éste por parte del principal

Son dos los problemas esenciales que se le plantean a la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– en la determinación de algún sistema de remuneración basado en incentivos de los costos de administración, operación y mantenimiento -AOM- de las empresas distribuidoras de electricidad en Colombia, ambos relacionados con la asimetría de información existente entre las empresas y el regulador.

El primero de los problemas se refiere al hecho de que el regulador no conoce los costos AOM de las empresas que debe regular y es el que en la teoría económica se conoce como “selección adversa” o tipo oculto. El segundo problema tiene que ver con las mejoras en la eficiencia de los costos AOM de las empresas distribuidoras, conocido en teoría económica como de “riesgo moral” o de acción oculta. En el ideal mercado competitivo en el cual la información es completa y perfecta, estos problemas no existen ni tienen importancia, pues a nadie le interesa conocer los costos de las empresas, las cuales tratan de reducir permanentemente sus costos bajo el acicate de la competencia. Pero cuando se trata de monopolios reconocidos como “naturales” por el regulador, éste debe diseñar formas de remuneración que ataquen los dos problemas mencionados. En síntesis, el regulador debe, primero, idear una manera de conocer los verdaderos costos de AOM de las empresas, y segundo, diseñar una remuneración que genere un incentivo a la reducción de tales costos como si se tratara de un mercado competitivo.

Los dos problemas ya mencionados están presentes en la relación entre un principal y un agente, el cual ocurre cuando una persona o entidad, el principal, delega en otra, el agente, la realización de una determinada tarea. Para ello se requiere un esquema que verifique las restricciones de participación y de compatibilidad de incentivos de tal forma que el agente realice la tarea en las condiciones deseadas por el principal. La primera de estas restricciones debe garantizar que el agente tenga interés en participar, mientras la segunda garantiza que hará el máximo esfuerzo en beneficio del principal. Pero los incentivos deben apoyarse en el conocimiento del tipo del agente o cuando menos en alguna hipótesis al respecto.

Como lo exponen Laffont y Martimort (2002) (en adelante LM), cuando un principal desea delegar en un agente la realización de determinada tarea, ésta delegación puede estar motivada por la posibilidad de conseguir un beneficio debido a retornos crecientes asociados con la división de tareas, que es el corazón del progreso económico, o por la falta de tiempo o de alguna habilidad para realizar la tarea por parte del principal, o bien por alguna otra forma de la racionalidad limitada del principal cuando la actividad que se delega se hace compleja. Por el mero hecho de esta delegación, el agente puede conseguir información que no está disponible para el principal, lo cual configura un problema de selección adversa o de información de conocimiento privado para el agente.

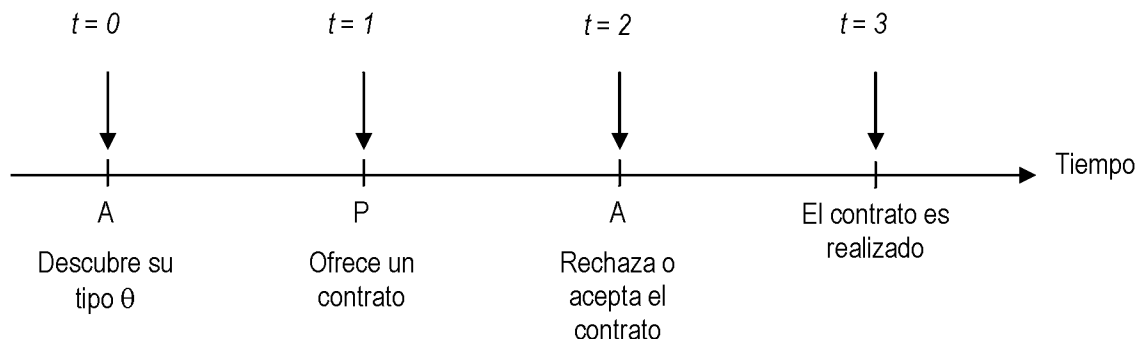
Supongamos una situación donde un principal contrata a un agente para realizar determinada actividad (por ejemplo, la CREG contrata en una compañía de electricidad la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el centro del país). El agente antes de iniciar la relación, $t = 0$, tiene conocimiento privado de su verdadero parámetro de tecnología (e.g., su verdadera estructura de costos), pero el principal no conoce esta información y es posible que solo tenga información sobre la forma como se distribuye este parámetro. Sabiendo de este vacío informacional, en $t = 1$ el principal le ofrece al agente un contrato; en $t = 2$ el agente decide si acepta o rechaza el contrato de acuerdo con sus restricciones de participación y de compatibilidad de incentivos. Si el agente acepta el contrato, en $t = 3$ el contrato es realizado. La Figura 2.1 describe esta secuencia temporal, donde A denota al agente y P al principal.

Sin embargo, el aspecto clave en los contratos como lo señalan LM “es que el vacío informacional entre el principal y el agente tiene algunas implicaciones fundamentales para el diseño del contrato por ellos firmado. Para conseguir un uso eficiente de los recursos económicos, el contrato debe sacar (obtener) la información privada de que dispone el agente. Esto solo puede ser hecho dando una renta informacional al agente

privadamente informado. Este costo informacional se adiciona al costo tecnológico normal de realizar la tarea y justifica las distorsiones en el volumen de intercambio conseguidas bajo información asimétrica”.

La información contable de las empresas distribuidoras de energía eléctrica no es la mejor y en algunos casos es probable que tampoco revelen la verdadera información. Pero al mismo tiempo deben monitorear el esfuerzo realizado por parte de dichas empresas de tal forma que se usen los recursos de forma eficiente y se maximice el bienestar social.

Figura 2.1. Secuencia de un contrato bajo selección adversa



2.1 El mecanismo de auditoría

Bajo selección adversa el principal no tiene conocimiento sobre el verdadero tipo del agente antes de iniciar la relación contractual. Este problema supone entonces para el principal diseñar un mecanismo que posibilite tal revelación. Es conocido que la manipulación contable como lo advierten Laffont y Tirole (1993) (en adelante LT) es un asunto seriamente preocupante en la regulación, ya que reduce el valor de la información de los datos de costos y así mismo la efectividad de los controles administrativos. Por tanto, el problema para el principal es cómo incentivar al agente a que antes de iniciar la relación contractual revele el verdadero parámetro de tecnología o su verdadera estructura de costos. Un mecanismo válido y de uso común es la realización de auditorías, con el objetivo de hacer costoso para el agente no revelar su verdadera información (tipo). Para LM la auditoría puede detectar el no verdadero reporte del agente y permite algún castigo cuando un reporte falso es detectado; luego este mecanismo, que a su vez es costoso, ayuda al principal a verificar el verdadero estado de la naturaleza anunciado por el agente en el momento $t=0$.

Siguiendo a LM, la realización de una auditoría supone ampliar significativamente el conjunto de mecanismos de incentivos factibles⁵. El nuevo mecanismo de incentivos incluye la probabilidad de que se realice una auditoría $\rho(\tilde{\theta})$ y una penalidad $P(\theta, \tilde{\theta})$ si el anuncio del agente sobre su verdadero parámetro de costos, $\tilde{\theta}$, difiere del verdadero tipo θ , observado en la auditoría. Por lo que el nuevo mecanismo de incentivos factibles o, mejor dicho, el conjunto de restricciones sobre las asignaciones finales o sobre las elecciones de los agentes viene dado por⁶:

$$\begin{aligned} \underline{U} &= \underline{t} - \underline{\theta}q \geq \bar{t} - \bar{\theta}q \\ \bar{U} &= \bar{t} - \bar{\theta}q \geq \underline{t} - \underline{\theta}q \end{aligned}$$

⁵ La solución del problema de optimización para determinar el mecanismo de auditoría óptimo puede verse en: Laffont y Martimort (2002; 123).

$$\begin{aligned}\underline{U} &= \underline{t} - \underline{\theta}q \geq \bar{t} - \underline{\theta}\bar{q} - \underline{\rho}P \\ \bar{U} &= \bar{t} - \bar{\theta}\bar{q} \geq \underline{t} - \bar{\theta}q - \bar{\rho}P\end{aligned}$$

Donde:

θ : Es el parámetro de costos (costos marginales)

$\underline{\theta}$: Parámetro de costos del tipo eficiente

$\bar{\theta}$: Parámetro de costos del tipo ineficiente

$\bar{\theta} - \underline{\theta} > 0$

$\rho(\tilde{\theta})$: Probabilidad de que se realice una auditoría.

\underline{U} : Nivel de utilidad del tipo eficiente

\bar{U} : Nivel de utilidad del tipo ineficiente.

\bar{q} : Unidades de producción del tipo ineficiente

q : Unidades de producción del tipo eficiente.

\underline{t} : Transferencia del principal al agente cuando este es eficiente.

\bar{t} : Transferencia del principal al agente cuando este es ineficiente.

\underline{P} : Penalidad para el tipo eficiente por no revelar sus verdaderos costos.

\bar{P} : Penalidad para el tipo ineficiente por no revelar sus verdaderos costos.

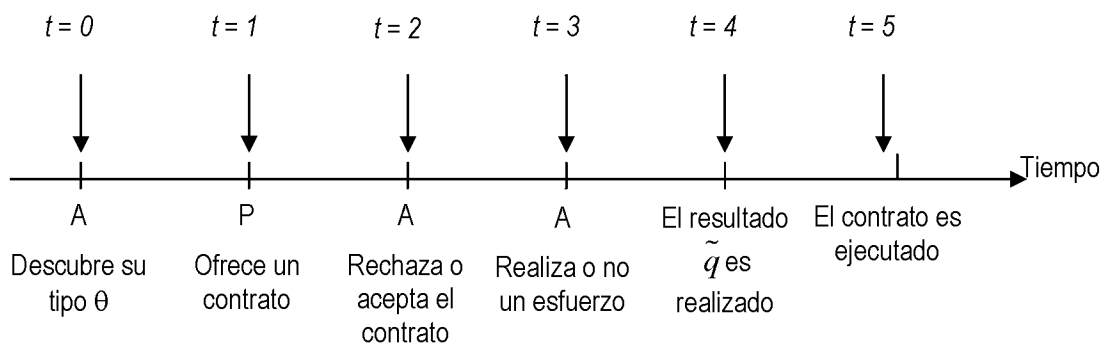
La ecuación anterior dice en primer lugar que la utilidad de un agente (eficiente, o ineficiente) es la diferencia entre la transferencia hecha por parte del principal y los costos de producción. En segundo lugar, que la utilidad del tipo eficiente (ineficiente) cuando dice la verdad sobre su verdadera estructura de costos es mayor que cuando no dice la verdad y debe entonces pagar una multa por no informar al principal (regulador) de su verdadero tipo o estructura de costos.

Entonces, para LM la lección clave de los modelos de auditoría "es que el principal debe comprometerse a auditar con alguna probabilidad a una firma ineficiente para aflojar la restricción de incentivos del tipo eficiente. A propósito tal compromiso *ex post* es ineficiente. De hecho una vez el principal conoce que sólo la firma ineficiente reclama, en equilibrio, que es ineficiente, él no tiene ningún incentivo para incurrir en algún costo de auditoría. Sin embargo, si el no audita, la firma eficiente anticipa esto. Este agente eficiente no le dirá la verdad de modo alguno. Naturalmente, la falta de compromiso para una estrategia de auditoría genera una combinación de estrategias de equilibrio, donde el agente eficiente combina entre decir la verdad o no y el principal combina entre auditar o no el reporte de algún tipo ineficiente".

2.2 El mecanismo de monitoreo del esfuerzo

En el caso anterior se trata con una situación donde solo hay un problema informacional: el vacío de información entre el principal y el agente antes de iniciar la relación contractual. Sin embargo, aún cuando el principal delega en un agente la realización de una determinada tarea es posible que el primero no pueda o no sea capaz de verificar el esfuerzo del segundo para realizar la tarea para la cual fue contratado. En la teoría de incentivos a este problema se le conoce como "riesgo moral", esto es, el principal no puede controlar el comportamiento del agente. La Figura 2.2 representa la secuencia del contrato cuando se da esta nueva situación:

Figura 2.2. Timing del contrato bajo riesgo moral



La diferencia con respecto al anterior es que en $t=3$ el agente realiza o no el esfuerzo para realizar la tarea que le fue delegada, y los resultados de este esfuerzo son observables en $t=4$. Pero el problema para el principal en $t=3$ es verificar el verdadero esfuerzo del agente.

Una posibilidad de hacer esto es que el principal monitoree el esfuerzo del agente, aunque esto suponga un costo para el primero. Como en el caso anterior LT proponen que los costos de este monitoreo se deduzcan de la utilidad que obtendría el agente cuando su comportamiento no sigue lo acordado con el principal. Esto es, que la nueva restricción de compatibilidad de incentivos por ejemplo para el agente de tipo eficiente viene dada por:

$$\underline{U} = \underline{t} - \underline{\theta} \underline{q} \geq \bar{t} - \underline{\theta} \bar{q} - z \bar{q}$$

Donde z es la probabilidad de que el principal (el regulador) observe perfectamente el esfuerzo realizado por el agente, y $(1-z)$ es la probabilidad de que el principal no consiga ninguna nueva información de este esfuerzo. La ecuación anterior dice que la utilidad del tipo eficiente cuando dice la verdad y realiza el mayor esfuerzo posible es mayor a la cuando no dice la verdad y debe cubrir el costo del monitoreo de su esfuerzo que realiza el principal.

LT concluyen que el monitoreo del esfuerzo ayuda al regulador a reducir la renta informacional entregada por el principal al agente y adicionalmente lleva a una distorsión más pequeña del esfuerzo por parte del tipo ineficiente.

3. ANÁLISIS DE EFICIENCIA

Uno de los objetivos de la regulación siguiendo la propuesta de Stern y Cubbín (2003) es aumentar la eficiencia, la calidad y cantidad del servicio. Por lo tanto, como bien lo describen Caballero, Jaidresic y Ramírez (2006), el objetivo fundamental del Estado “regulador” es que el sistema económico opere a su máximo potencial en términos de producción, calidad del servicio, inversiones, progreso tecnológico y protección del medio ambiente. Pero, ¿Cómo saber que los productores que operan en el sistema económico producen el máximo producto con los recursos disponibles?

En general a los productores se les reconoce como agentes que maximizan la producción, minimizan costos y maximizan beneficios, es decir, son agentes optimizadores. Así cuando se quiere medir el comportamiento de las empresas que transforman insumos en productos, distintas medidas pueden ser utilizadas. Entre las más importantes están las razones de productividad y de eficiencia, utilizando para ello las técnicas basadas en el análisis envolvente de datos y las de fronteras estocásticas

3.1 Algunas definiciones informales

La productividad se define como el cociente entre la cantidad de producto y la cantidad de insumos. En el caso simple en el que sólo hay un único insumo y un producto, el cálculo es sencillo. Sin embargo, cuando tenemos más de un insumo y un producto, la forma más simple es usar la razón entre el producto total y la suma ponderada de los insumos. En el caso de varios productos y varios insumos se requiere generalmente definir formas funcionales tanto para el producto como para los insumos.

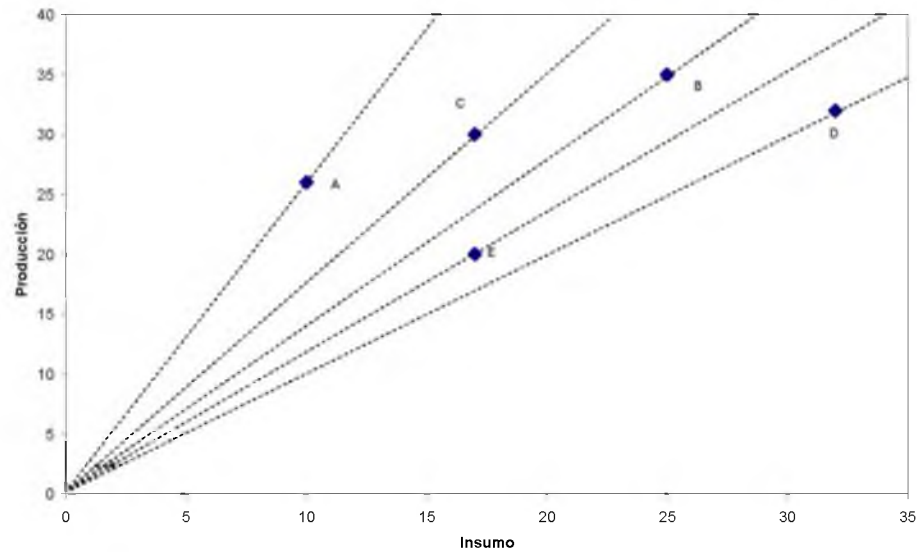
A modo de ejemplo, el Tabla 3.1 muestra los kilómetros de red de 5 empresas distribuidoras de electricidad. Adicionalmente, los costos y gastos AOM utilizados por éstas.

Tabla 3.1. Resultados de productividad factorial y de eficiencia técnica.

Empresa	Insumo (\$AOM)	Producto (Km.)	Productividad (x/q) Eficiencia técnica	
			PTF	ET
A	10	26	2.6	1
B	25	35	1.4	1
C	17	30	1.76	1
D	32	32	1	0,91
E	17	20	1.18	0,67

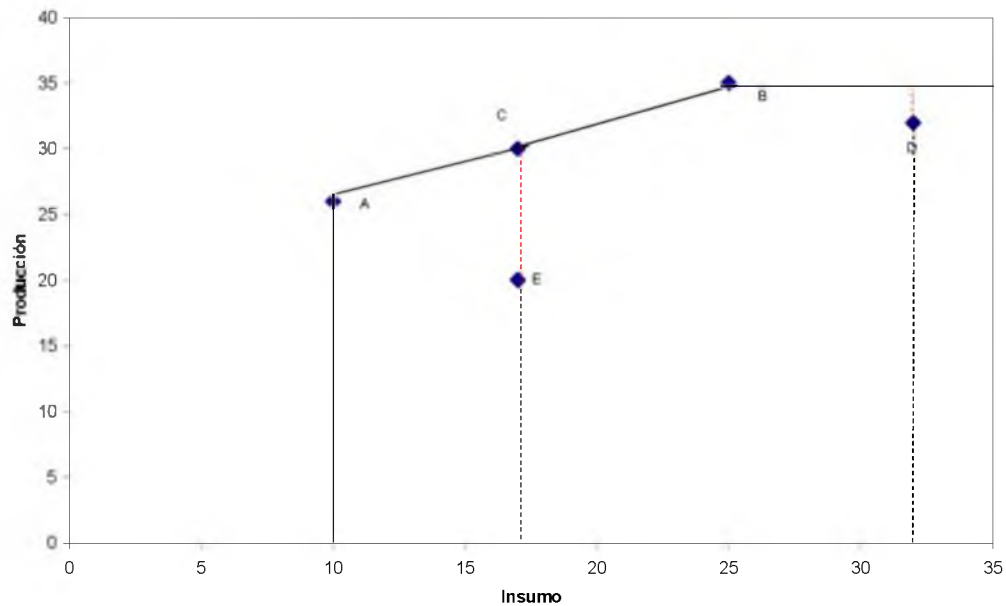
El cuadro muestra que la empresa A es la más productiva, puesto que por cada peso que gasta en AOM cubre 2,6 Km. de red. Mientras que la empresa D es la menos productiva, dado que por cada peso que gasta en AOM sólo atiende 1 Km. de red. La situación anterior se ilustra en la Figura 3.1 Por tanto, una manera de visualizar las anteriores razones de productividad en un diagrama consiste en trazar una línea recta entre el origen y cada una de las observaciones. La línea tendrá una pendiente igual al cociente entre producto y el insumo, es decir, la pendiente de la línea refleja la productividad de las empresas. Una línea con mayor pendiente indica una productividad mayor.

Figura 3.1. Razones de productividad



Por otra parte, la eficiencia técnica se define como la razón entre lo que está produciendo la empresa y lo que potencialmente puede producir. Pero, para estimar lo que una empresa potencialmente puede producir es necesario estimar la frontera de producción, la cual es una función que representa el máximo producto que puede obtenerse a partir de un determinado nivel de insumos.⁷ En las Figuras 3.2 y 3.3 se representan dichas fronteras, que no son más que la unión de los puntos de mayor productividad. En la Figura 3.2 se asumen Rendimientos Variables a Escala, y en la figura 3.3, el supuesto es Rendimientos Constantes a Escala.

Figura 3.2. Frontera de producción



⁷ En la práctica los dos métodos más empleados para construir fronteras son el análisis envolvente de datos (DEA, por sus siglas en inglés) y el análisis de fronteras estocásticas (SFA, por sus siglas en inglés)

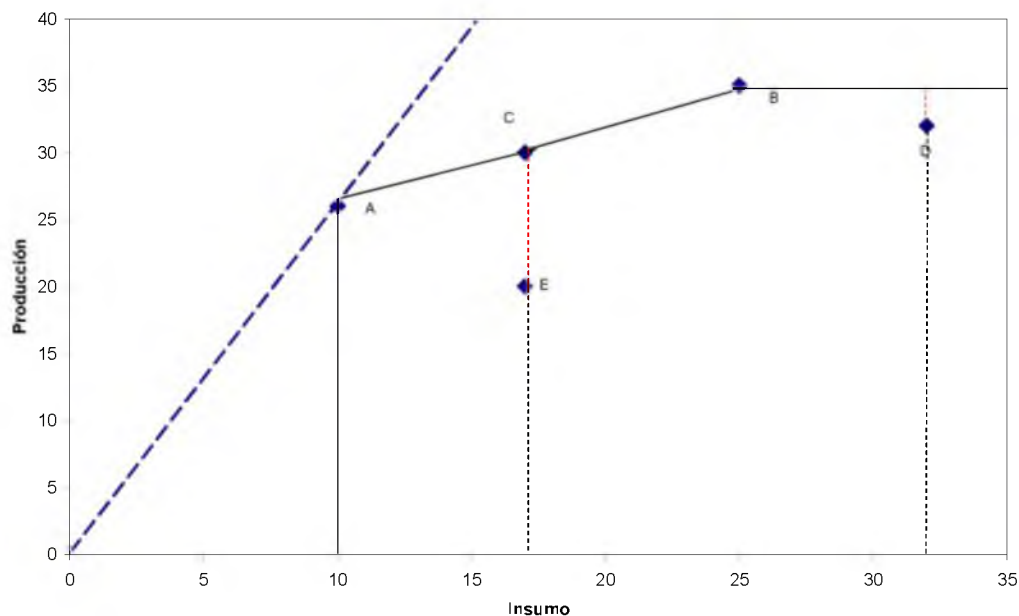
Entonces, la eficiencia técnica de la empresa E, para la cual su producto observado cae por debajo de la frontera de producción, es la razón entre 20/30 (la distancia desde el eje X hasta el punto E / la distancia desde el eje X hasta el punto C). De modo que la eficiencia técnica de la empresa E, es del 0,67. Es decir, la empresa está produciendo el 67% de su producto potencial en términos relativos. En el caso de la empresa D, ésta está produciendo el 92% de su producción potencial (32/35). Mientras que las demás empresas están produciendo el 100% de su producción potencial (Ver Cuadro 1).

En el Tabla 3.1 vemos que los resultados entre de la PTF y la ET son diferentes. Por ejemplo, mientras con el índice de PTF la empresa E era más eficiente que la D, con la ET sucede que es más eficiente la empresa D. La razón de esta diferencia es que la eficiencia técnica es solo una parte de la productividad. En general, el crecimiento de la PTF de una empresa o industria a través del tiempo podría ser el resultado de cinco factores (Coelli *et al* (2003)):

- Cambio tecnológico (desplazamiento de la frontera de producción)
- Cambio en la eficiencia técnica (concepto ya explicado)
- Cambio en la eficiencia a escala (medida en que una empresa está optimizando la escala de sus operaciones)
- Cambio en la eficiencia asignativa en la combinación de insumos (es la capacidad que tiene una empresa para combinar los insumos en una proporción tal que el cociente de precios de los insumos iguale al cociente de los correspondientes productos marginales, es decir, el producto adicional obtenido de una unidad adicional de insumo)
- Cambio en la eficiencia asignativa en la combinación de productos (medida de la capacidad de la empresa para elegir la combinación de productos, de manera que el cociente de precios de los productos iguale al cociente de los costos marginales, esto es, el costo adicional correspondiente a la producción de una unidad adicional de producto).

El problema fundamental de la PTF consiste en que los índices de PTF basados en precios no pueden ser empleados para descomponer la PTF en los anteriores componentes. Por tanto, se necesita una estimación de la frontera de producción para descomponer este índice en sus distintos componentes.

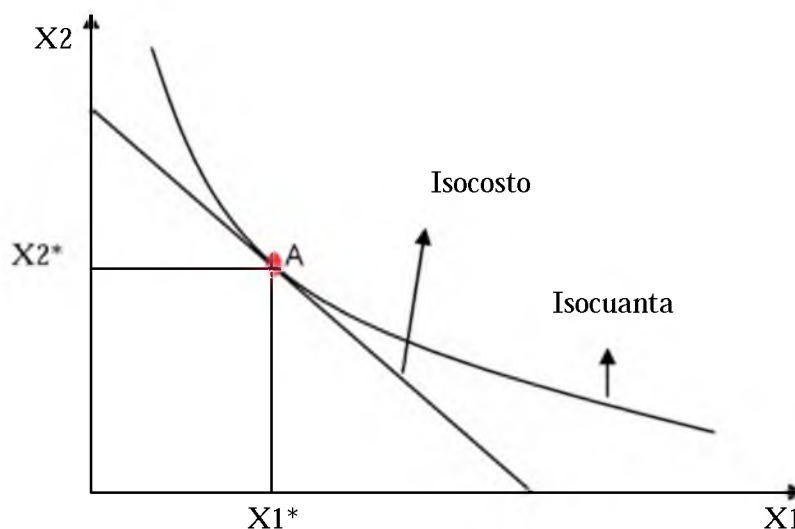
Figura 3.3. Fronteras de producción con retornos constantes a escala y variables



En vista del problema anterior en la literatura sobre eficiencia existen dos metodologías para construir las fronteras de producción. El análisis envolvente de datos (DEA, por sus siglas en inglés) y el análisis de fronteras estocásticas (SFA, por sus siglas en inglés). En ambos casos, se requiere información sobre las cantidades de insumos y productos empleados para una muestra de empresas. Luego se ajusta una frontera sobre estas observaciones y se mide, por ejemplo, la eficiencia técnica como la distancia entre cada observación y la frontera estimada. Mientras, el DEA utiliza métodos de programación lineal, el SFA recurre a métodos econométricos.

Otra forma de ver el problema es preguntarnos por ¿Cuál es el método de producción de mínimo costo para un determinado nivel de producto? Esta pregunta se puede expresar presentando el punto de tangencia entre la línea de isocosto y la isocuanta. La isocuanta representa todas las combinaciones de insumos, por ejemplo, capital y trabajo que pueden ser usadas para producir una cantidad de producto en particular. Así, cada nivel de producto tiene una isocuanta asociada. Mientras que, la línea de isocosto es la razón de los precios de los insumos, que gráficamente se puede representar de la siguiente forma:

Figura 3.4. Isocuanta y línea de isocosto



Así el punto de tangencia (A) entre la línea de isocosto y la isocuanta representa el máximo nivel de producto que se puede conseguir al mínimo costo.

3.2 Orientación de las medidas de eficiencia

Como bien los mencionan Coelli, Rao y Battese (1998) un punto importante en la medición de la eficiencia es la orientación de la misma. Por tanto, cuando se pretende realizar análisis de eficiencia es preciso definir si ésta se focaliza sobre la minimización de los insumos o sobre la maximización del producto. Las siguientes líneas tomadas de los anteriores autores permiten entender esta nueva situación.

a. Medidas de eficiencia orientadas hacia los insumos

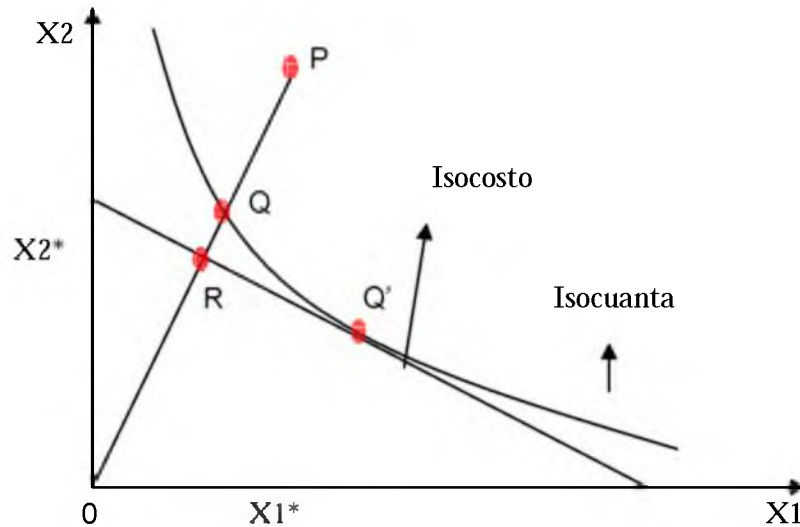
En la figura 5, la isocuanta representa las firmas eficientes técnicamente. Si una firma usa las cantidades de insumos representadas por el punto P para producir la cantidad de producto establecido por la isocuanta graficada, la ineficiencia técnica puede ser definida por la distancia QP, que es la cantidad por la cual todos los insumos pueden ser reducidos proporcionalmente sin una reducción en el producto.

Entonces, la eficiencia técnica de la firma se puede definir como:

$$TE = \frac{OQ}{OP}$$

Donde TE tomará un valor de 1 si la firma es técnicamente eficiente.

Figura 3.5. Eficiencia técnica y eficiencia asignativa: insumo orientadas



Así mismo, la eficiencia asignativa que refleja la habilidad de la firma para usar insumos en proporciones óptimas, dados sus respectivos precios, en el caso de una firma operando en el punto P. En este caso la distancia RQ representa la reducción en los costos de producción que podrían ocurrir si la producción se diera en el punto Q', que representa un punto asignativamente eficiente. Entonces, la eficiencia asignativa se define como:

$$AE = \frac{OR}{OQ}$$

El punto Q, si bien es un punto técnicamente eficiente, no lo es asignativamente.

b. Medidas de eficiencia orientadas hacia los productos

Ahora la pregunta es: ¿Qué cantidad de producto puede ser conseguido sin alterar las cantidades de insumos usados?

En este escenario, la eficiencia técnica puede ser definida como la razón:

$$TE = \frac{OA}{OB}$$

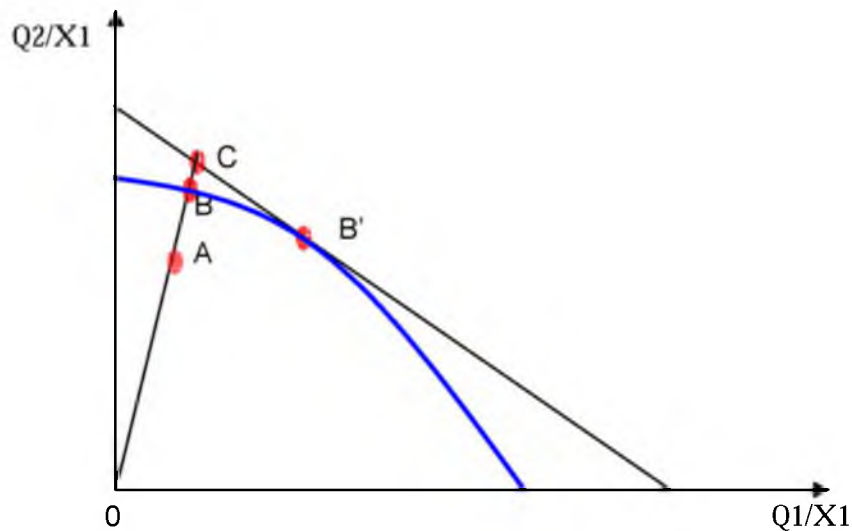
En el caso de que se disponga de información sobre los precios de los insumos, se puede construir la restricción presupuestal, y se puede calcular la eficiencia asignativa, esto es, la razón:

$$AE = \frac{OB}{OC}$$

Finalmente, la eficiencia económica se puede definir como:

$$EE = TE * AE = \frac{OA}{OC}$$

Figura 3.6. Eficiencias técnica y asignativa desde una orientación del producto



3.3 Introducción al Análisis Envolvente de Datos (Data Envelopment Analysis, DEA)

El Análisis Envolvente de Datos (Data Envelopment Analysis, DEA) es una herramienta no paramétrica fundamentada en elementos de programación lineal que trata de capturar la eficiencia relativa de una serie de unidades económicas que se desenvuelven en condiciones homogéneas en cuanto a producción, insumos y entorno se refiere. Dicha técnica fue introducida inicialmente por Charnes, A., Cooper, W. y Rodhes, E. en el año 1978 en su artículo pionero denominado "*Measuring the efficiency of decision making units*". A partir de entonces, la metodología se ha implementado en numerosas ocasiones; puesto que brinda la posibilidad de establecer la eficiencia relativa en unidades productivas que ofrecen una gran gama de productos e implementan la utilización de múltiples insumos. Esta herramienta es utilizada en entornos de mercado, donde prima el interés económico, ó instituciones sin ánimo de lucro cuyo fin es mejorar el estado de la sociedad. Ejemplos de aplicaciones son: entidades financieras, operadores de telecomunicaciones, empresas distribuidoras de electricidad, hospitales, universidades y colegios.

Teóricamente lo que intenta determinar el Análisis Envolvente de Datos es la Isocanta Relativa o la Frontera de Posibilidades de Producción Relativa, es decir, la combinación eficiente de insumos productivos para alcanzar un determinado nivel de producción al interior de una serie de unidades productivas homogéneas ó la combinación de productos que se deben alcanzar dada la disponibilidad de insumos.

El criterio de eficiencia es un supuesto que está inmerso en la teoría microeconómica que subyace el principio de racionalidad económica del productor; de hecho, la función de producción que se establece en este marco establece tácitamente dicha noción. Específicamente, si un determinado productor produce cierta cantidad de productos o servicios utilizando cierto vector de insumos, cualquier otro productor bajo circunstancias similares y operando eficientemente, estaría al menos en capacidad de lograr el mismo nivel de producción con la misma utilización de insumos. De forma similar, si un segundo productor que opera eficientemente, alcanza el mismo nivel de producción que el productor inicial (el cual se supone opera también eficiente), pero con otra técnica de producción; entonces virtualmente se podrían combinar las técnicas de producción, y las otras unidades económicas objeto de análisis, denominadas en este contexto DMU (Decision Making Units), podrían eficientemente al menos alcanzar el nivel de producción que exhiben las unidades de referencia eficientes, pero con técnicas productivas que combinarán linealmente los insumos de forma distinta. De no ser así, se establecería que dichas unidades económicas no operarían eficientemente; violando el supuesto implícito en la función de producción microeconómica. Básicamente, el alma de la técnica consiste en encontrar la mejor

combinación virtual de insumos, o también denominado, el mejor productor virtual, el cual sirve de referencia para los productores reales. Si el productor virtual es más eficiente que el productor real, bien sea que alcanza el mismo nivel de producción con menos insumos o produce más con los mismos insumos, se establece que el productor real es ineficiente. La técnica puede ser orientada en términos de producción, es decir, de tal forma que se logre la máxima producción dados los insumos disponibles, ó en términos de insumos, donde se deben encontrar los mínimos insumos para alcanzar cierto nivel de producción.

El Análisis Envolvente de Datos goza de varias ventajas, tales como: no asumir específicamente una función de producción particular; lo cual implica mayor flexibilidad y reconocimiento de las diferencias en las funciones de producción de los agentes en consideración, además, las soluciones halladas son únicas para cada una de las unidades evaluadas. Otra característica relevante de la herramienta es que permite combinar indistintamente diferentes unidades de medida en lo que respecta a productos e insumos; los cuales podrían no estar valorados a precios de mercado dada su complejidad o novedad. Además brinda la posibilidad de tratar simultáneamente diferentes unidades productivas que generan una amplia variedad de productos y utilizan varias clases de insumos. Además, se debe tener presente que la técnica no adolece las fallas inherentes a los mecanismos de estimación paramétricas, los cuales surgen por problemas de violación de los supuestos que subyacen dichos procedimientos de estimación.

Al implementar la técnica se identifican las mejores prácticas productivas, las prácticas que son relativamente menos eficientes, los excesos en insumos productivos que son utilizados para alcanzar determinado nivel de producción en las unidades ineficientes o el nivel de producción que se debería alcanzar dada la utilización de insumos en dichas unidades. Además, se identifican las unidades productivas eficientes que sirven de referencia para aquellas que exhiben prácticas ineficientes. Este tipo de información es bastante valiosa para las unidades productivas evaluadas, puesto que permite identificar los puntos críticos a ser considerados a la hora de evaluar la gestión de los administradores de los recursos. Se debe tener presente que un buen análisis debe tomar en consideración los factores que se encuentran bajo el control directo de la administración y aquellas circunstancias del entorno que se escapan al control por parte de ésta. Este tipo de discriminación facilita la formación de grupos homogéneos, los cuales es plausible comparar.

Pese a las bondades que presenta la herramienta es sensato enumerar las falencias que comúnmente le son adjudicadas. En primera instancia, la formulación original estaba diseñada para estructuras productivas que presentan Rendimientos Constantes a Escala, es decir, evalúa la eficiencia técnica y eficiencia de escala conjuntamente (Charnes, Cooper y Rodhes, 1978, 1979 y 1981). Pero una versión posterior (Banker, Charnes y Cooper, 1984) permite la descomposición de la eficiencia técnica y de escala, lo cual brinda mayor flexibilidad en el análisis, de esta forma se puede identificar la presencia de Retornos Variables a Escala, bien sean: crecientes, constantes o decrecientes. Otra de las falencias de la técnica es que considera como eficiente las entidades económicas que se caracterizan por el uso intensivo de uno de los insumos productivos, situación que las ubica en una posición extrema, y como tal, será caracterizada como eficiente por el proceso de optimización implícito en el análisis; pese a que dicha práctica no lo sea. El Análisis Envolvente de Datos tiene poco poder de discriminación cuando hay combinaciones de insumos-productos particularmente atípicas, claro que una posible solución a dicha circunstancia es imponer restricciones sobre los ponderadores asociados a la solución del problema de optimización, criterio que debe estar fundamentado con argumentos técnicos (Thompson, Langemeier, Lee y Thrall, 1990 y Charnes, Cooper, Huang y Sun, 1990). Además, dado que la herramienta se fundamenta en análisis no paramétrico; los errores de medida ejercen problemas particularmente graves; especial atención se debe prestar a las unidades que aparecen como eficientes, puesto que errores de medida en éstas causan sesgo sobre todas las conclusiones del análisis. Por otra parte, el contraste de hipótesis estadísticas no es realizable para ponderadores asociados a unidades particulares, pero para conjuntos de unidades productivas se pueden desarrollar pruebas de hipótesis, puesto que se ha mostrado que asintóticamente los parámetros calculados con el Análisis Envolvente de Datos son consistentes, pese a que en muestras finitas son sesgados, dado que implícitamente se encuentra un mecanismo de máxima verosimilitud en el proceso de cálculo (Banker, 1993). La evaluación por fuera de la muestra para fines de pronóstico de unidades

productivas particulares no se puede hacer, y puesto que el Análisis Envolvente de Datos no considera la presencia de la perturbación estocástica explícita; entonces se pueden confundir fluctuaciones aleatorias con ineficiencias productivas de las unidades de referencia. Claro está que los análisis paramétricos se fundamentan en especificaciones particulares de las funciones de producción, y la comparación de los entes económicos se realiza con respecto a la estimación de la media muestral (bajo el análisis de regresión, pero no bajo fronteras estocásticas); en este contexto también se debe tener presente que los errores de medida causan problemas agudos puesto que ocasionan sesgo sobre los parámetros estimados, además no ofrecen pistas para establecer cuales son los recursos en los cuales los administradores pueden realizar gestión con el objetivo de alcanzar eficiencia. Claro está que la eficiencia relativa que se encuentra bajo el Análisis Envolvente de Datos es más inestable, lo cual obedece a que las unidades ineficientes se comparan contra un conjunto pequeño de unidades eficientes, en tanto que en los análisis paramétricos, el conjunto de referencia para cada unidad es el tamaño total de la muestra. Se debe tener presente que el Análisis Envolvente de Datos encuentra las unidades económicas relativamente eficientes al interior de determinado grupo, pero la velocidad de convergencia hacia el óptimo global se ha mostrado es bastante lenta, en términos coloquiales se podría afirmar en ciertas circunstancias: "En mundo de ciegos el tuerto es Rey" pese a que lo óptimo es tener la visión 20/20 (la eficiencia que se calcula mediante el Análisis Envolvente de Datos es sobre dimensionada con respecto a lo óptimo). Finalmente, al Análisis Envolvente de Datos se le cuestiona la incapacidad de encontrar la eficiencia asignativa; es decir, aquella relacionada con la selección óptima de insumos o productos dados los precios de mercado, en tanto que la herramienta sólo identifica la eficiencia técnica. Esta falencia fue subsanada por una modificación en el proceso de optimización, el cual involucra los precios de mercado, desarrollada por Färe y Grosskopf (1985). Siendo sensatos se debe tener presente que la eficiencia calculada en el Análisis Envolvente de Datos no sólo depende de la eficiencia, sino también de la especificación del modelo (se debe buscar robustez), los datos usados (ausencia errores de medida), el número de observaciones (por lo menos tres por cada factor), el número de factores incluidos en el análisis (acordes a las necesidades de lo que se desea medir y la correlación entre los múltiples factores), la distribución de las ineficiencias, y las variables introducidos en el análisis y el número de unidades de referencia (a mayor número mayor será la probabilidad de convergencia hacia la verdadera ineficiencia).

4. PROPUESTA REGULATORIA

4.1 Auditoría

4.1.1 Definición del concepto de auditoría contable

La auditoría en general es un examen sistemático de los estados financieros, registros y operaciones, con la finalidad de determinar si están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados, con las políticas establecidas por la dirección y con cualquier otro tipo de exigencias legales o voluntariamente aceptadas.

La auditoría tiene como objeto averiguar la exactitud, integridad y autenticidad de los estados financieros, expedientes y demás documentos administrativo-contables presentados por la dirección, así como sugerir las mejoras administrativo-contables que procedan.

En este estudio se recomienda establecer auditorías para la revisión del registro contable de los costos AOM, considerando el instructivo teórico planteado en esta investigación, el cual se basa en los requerimientos del Sistema Único de información SUI de la CREG – SSPD, y la codificación contable integrada al costeo ABC. La auditoría serviría también para realizar evaluaciones a partidas específicas de los estados financieros y para garantizar la evaluación, el control y la continuidad de la información relacionada directamente con los costos AOM, logrando que sea eficiente, confiable y oportuna.

4.1.2 La auditoría y la contabilidad

La contabilidad tiene como misión la recolección, clasificación, resumen y comunicación de las transacciones económicas y financieras a parte de ciertas situaciones cuantificables de la empresa.

La auditoría, en cambio, no se preocupa de registrar, resumir, presentar ni de comunicar dichas transacciones; su objetivo fundamental es revisar la forma en la cual las transacciones y situaciones económico-financieras que afectan a la empresa han sido medidas y comunicadas.

Así mismo es tarea de la auditoría determinar la adecuación y fiabilidad de los sistemas de información y de las políticas y procedimientos operativos existentes. En definitiva la auditoría cubre todas las funciones de revisión, utilizando a la contabilidad como el vehículo más idóneo para realizarla.

4.1.3 Los distintos enfoques de la auditoría

Según el objetivo que se persiga o en función de la importancia que se dé a ciertos aspectos, se puede hablar de uno u otro tipo de auditoría, los más comunes son:

Financiera: La auditoría financiera es una revisión de los estados financieros. Su objetivo es expresar una opinión sobre si las cifras del balance y la cuenta de resultados presentan razonablemente la situación actual de la empresa de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados.

Operativa: Se trata del control sobre las actividades desarrolladas por una empresa. Es un enfoque de la auditoría encaminado a examinar los datos como medio para mejorar las actividades de la empresa.

4.1.4 La auditoría externa

En general, la auditoría externa se puede definir como el conjunto de procedimientos empleados por una firma de profesionales con el propósito de verificar la exactitud del contenido de los estados financieros presentados por la empresa auditada.

De esta manera, una autoridad con suficiente conocimiento, independiente e imparcial, certificaría los estados financieros cerciorándose de que se ajusten a unos principios contables generalmente aceptados.

a. Objetivo general

Evaluar los registros contables de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia, para identificar el verdadero costo de AOM en que incurren, y distinguir aquellos puntos o centros de costos en los cuales no se está haciendo un correcto manejo de los AOM mediante el estudio y análisis de la información contable.

b. Objetivos específicos:

- i) Definir un mecanismo para seleccionar las empresas a las cuales se les va a hacer la auditoría.
- ii) Verificar si las empresas auditadas reportan datos de operación por cada actividad (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización).
- iii) Verificar si las empresas presentan la información contable haciendo uso de la estructura de codificación del sistema unificado de costos y gastos cumpliendo las normas y requerimientos establecidos.
- iv) Verificar que las empresas distribuidoras se acojan apropiadamente a los conceptos del costeo basado en actividades (ABC), comprobando que haya una correcta relación de los costos de producción y los gastos de administración, con un producto específico o línea de negocio, y que la base de asignación o el conductor sea el más apropiado, y que su medición sea razonable.
- v) Verificar, en primer lugar que la asignación de recursos se efectúe en forma directa a las actividades determinantes de los procesos; en segundo lugar que se asignen los costos indirectos a las actividades a través de factores de asignación y, en tercer lugar, que se asignen los gastos administrativos o de soporte a las actividades, procesos o unidades de costeo o negocio.
- vi) Verificar si las entidades que integran dos o más actividades -como es el caso de la mayoría de las empresas de distribución- separan los costos y los gastos para cada una de ellas, y si la información contable se acoge a la codificación preestablecida.
- vii) Establecer si se cumple el manejo del instructivo teórico que complementa las cuentas del plan único de cuentas, y que permita una clara identificación de los costos AOM.
- viii) Determinar aquellos rubros contables que corresponden manifiestamente a costos de ineficiencia (multas, demandas por negligencias, donaciones, compra de bienes suntuarios) y determinar si se están considerando como AOM.

4.2 Especificación del DEA para el cálculo del AOM eficiente del sistema de distribución eléctrico colombiano

En primera instancia se debe reconocer que las empresas distribuidoras de electricidad en el sistema colombiano son un número reducido. Luego, el modelo a plantear no debe contener un número excesivo de variables, puesto que hay una pérdida significativa de discriminación de la herramienta. Banker (1989) plantea una regla práctica; la cual establece que como mínimo se deben tener 3 unidades productivas por cada variable a ser incorporada en el análisis. Por otra parte, se debe realizar un análisis de correlación entre las variables objeto de estudio, puesto que variables que están altamente correlacionadas, básicamente engendran la misma información, luego los análisis de eficiencia no se alteran significativamente si se omiten éstas, pero si la correlación entre las variables objeto de estudio es negativa, la omisión de éstas en la especificación causa sesgos no despreciables en los resultados obtenidos (Ramírez, 2007). En este orden de ideas, las variables a considerar en el análisis serán:

1. Variables de salida (outputs):
 - Kilómetros de red operados.
 - Calidad del servicio prestado.
2. Variables de entrada (inputs):
 - Gastos AOM.
3. Variables no discrecionales:
 - Porcentaje de usuarios urbanos atendidos.

Se debe tener presente que los costos y gastos de administrar, operar y mantener una red de distribución están directamente relacionados a la extensión de ésta (kilómetros de red) y a la topografía que la circunscribe (urbano/total). Por otra parte, el hecho de administrar, operar y mantener la red con estándares de calidad aceptables demanda recursos (índice de calidad). Donde se debe tener presente que los índices de calidad no necesariamente deben estar correlacionados positivamente con los kilómetros de red o la composición urbano/total de ésta.

Otro de los puntos clave en la especificación del DEA es la orientación del problema. Bajo el caso a analizar se debe tener presente que la infraestructura para la distribución de electricidad en el sistema, ya está dispuesta; luego los costos y gastos de administrar, operar y mantener la red deben ser los mínimos para atender una infraestructura establecida. Por este argumento, el DEA será orientado al insumo.

No se considera sensato introducir como variables producto en el DEA, el número de usuarios y/o los kilovatios del sistema, puesto que en primera instancia, estas variables no deben determinar directamente los costos y gastos AOM, dado que la incidencia que ejercen sobre dicho rubro es indirecta a través de los kilómetros de red. En segunda instancia, estas variables presentan una correlación bastante elevada con respecto a los kilómetros de red, luego esta última variable recopila la información necesaria, y de esta forma al no considerar un número más elevado de variables en el análisis, el modelo planteado presenta un mayor grado de discriminación.

Finalmente, partiendo del reconocimiento de las diferencias de escala de las diversas empresas distribuidoras de electricidad en el país, el modelo planteado será especificado bajo Rendimientos Variables a Escala.

Formalmente, el modelo especificado será:

$$\text{Min } AOM_i$$

sujeto a

$$Km \text{ Red}_i = Km_{i_0}$$

$$Calidad = Calidad_{i_0}$$

$$\%Km \text{ Urbano} / Km \text{ Total}_i (\text{Insumo, No controlable})$$

4.2.1 Análisis del DEA implementado para el "Análisis de Gastos Eficientes de Administración Operación y Mantenimiento, AOM, en Distribución de Energía Eléctrica" desarrollado en octubre de 2002.

Al respecto del DEA que sirvió de base para la propuesta contenida en la Resolución CREG 073 de 2002 se tienen las siguientes observaciones:

- En primera instancia en el documento en cuestión no se establece si el DEA es orientado al insumo u orientado al producto. La lógica determina que se debe encontrar el nivel eficiente de insumos dado que se debe satisfacer la administración, operación y mantenimiento de una infraestructura ya instalada para la distribución de electricidad en determinada región.
- Las empresas consideradas para el análisis son sólo 18 y los modelos especificados toman en consideración entre 4 y 5 variables, lo cual ocasiona que se pierda un nivel significativo de discriminación por parte de éste. De hecho se observa que los diferentes modelos estipulados en general encuentran que más del 50% de las empresas son 100% eficientes.
- En general, los modelos planteados utilizan como variables producto los usuarios y los consumos. Estas variables no reflejan directamente la actividad a la cual está asociada los costos y gastos AOM. La administración, operación y mantenimiento de una red no es una función directa de la cantidad de GWh que circulen por ésta o los usuarios suscritos. En términos generales, se considera que los costos y gastos AOM están directamente asociados a los kilómetros de red, la topografía que rodea dicha infraestructura y la calidad con la cual se preste el servicio.
- Los modelos especificados pueden presentar sesgos elevados en la eficiencia calculada, puesto que omiten una variable relevante en el análisis. Dicha variable es la calidad del servicio, la cual puede estar negativamente correlacionada con las otras variables en el análisis, lo cual implica una pérdida significativa de información que puede alterar enormemente los resultados obtenidos.
- La especificación de los modelos que fue realizada toma en consideración como variables insumo los costos y gastos AOM, los kilómetros de red, la capacidad de transformación, entre otras. Estas variables presumiblemente presentan un grado elevado de correlación, lo cual implica que éstas básicamente engendran la misma información, y por lo tanto su introducción en el análisis genera un costo marginal elevado por la pérdida significativa discriminación en el modelo que sobrepasa los ingresos marginales de introducirlas.

En general, los modelos planteados en dicho ejercicio presentan algunos problemas de especificación que ocasionan que las eficiencias estimadas sean sesgadas. Posiblemente dicho error obedece a una concepción errónea del papel desempeñado por los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento de una red de distribución en una infraestructura ya diseñada y establecida.

4.3 Menús de contratos en la remuneración de la administración, operación y mantenimiento de la red

Introducción

La remuneración que se paga por los cargos AOM de la red de distribución en Colombia, se determina como porcentaje del valor de reposición de la red. Ese porcentaje es, en principio, un valor arbitrario, que si bien puede considerarse cubre en promedio los costos de operar, administrar y mantener la red, no guarda sin embargo relación directa con los gastos en que incurra una determinada empresa distribuidora.

Las propuestas regulatorias que presentamos parten de establecer cuáles son esos gastos (determinando de manera precisa qué rubros pueden considerarse como cargos AOM, y qué metodología debe seguirse para asignar a cada una de las actividades la proporción que le corresponde de los gastos y costos no directos, en el caso de empresas integradas) y cuán eficientes son, una vez que son evaluados en relación a los costos y gastos en que incurren las demás empresas distribuidoras, mediante la aplicación del DEA.

El ejercicio permite determinar qué tan eficiente es el gasto que la empresa realizó en 2006, para operar, mantener y administrar la red. Es muy importante observar que el reporte de cargos AOM debe hacerse de conformidad con el Manual de cargos AOM propuesto por la consultoría, y debe ceñirse a los criterios de distribución de costos y gastos que allí se establecen. La información debe además ser auditada al 100%, de forma tal que sirva de base sólida para el esquema de regulación del período 2008-2012.

A continuación se relacionan tres formulas tarifarias posibles estructuradas, la primera, a partir de los conceptos de menú de contratos de Lafont y Tirole; y la segunda y tercera, involucrando el resultado obtenido con el DEA, que permita el progresivo aumento de la productividad hasta lograr que cada empresa se coloque en la frontera de eficiencia.

4.3.1 Menú discreto de contratos.

a. En ejemplo ilustrativo

Analicemos el caso de un regulador que debe determinar la remuneración adecuada para un operador de red de distribución en condiciones de información asimétrica. ¿Cuál es el menú de contratos (discreto) que debe ofrecer al OR (operador de red) de manera tal que se maximice la función de utilidad del regulador, definida como la suma del excedente neto del consumidor más la utilidad de la empresa⁸?

Supóngase que el OR puede tener dos estructuras de costos: una estructura de costos altos (que se considera como el costo de referencia, 100.000); o una estructura de costos bajos (95.000 en el ejemplo). Supóngase además que el regulador conoce la función de distribución de dichas estructuras de costos, que para el caso se resumen en la probabilidad “ v ” de que la empresa sea de costo bajo. Por último, supóngase que el regulador considera que existen acciones posibles que permitirían reducir los costos, y que se conoce la función que asigna costo a esas acciones (cuyo resultado se mide, por lo demás, en términos de reducción de costos):⁹

$$\psi(e) = \left(\frac{e}{k} \right)^a$$

Donde: ψ : costo de las acciones que permiten reducir los costos.

⁸ En la tradición de Lafont y Tirole (1993), la función de utilidad del regulador se supone conformada por la suma de excedente del consumidor y beneficio de la empresa, pero la inclusión de un factor α de costo de los recursos que se transfieren a la empresa, hace que la restricción de beneficios no negativos de la empresa tienda a cumplirse como igualdad; el esquema alternativo es incluir un ponderador $\alpha < 1$ para los beneficios de la empresa en la función de utilidad del regulador.

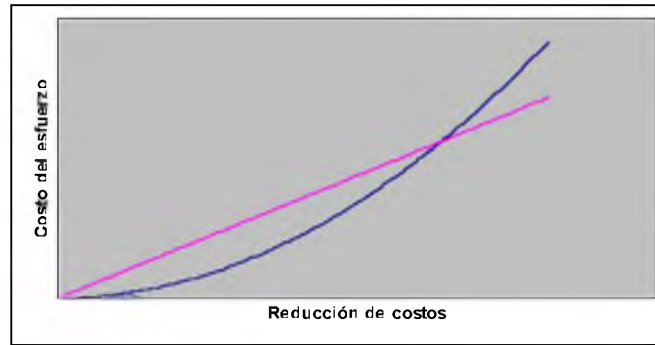
⁹ El tipo de acciones referidas comprende aquellas acciones que buscan determinar la forma más eficiente de prestar el servicio, y que suponen en sí mismas un costo, y que no serían emprendidas en el régimen de regulación por “costo del servicio”. Si a la empresa regulada se le reembolsan los costos, no tendrá ningún incentivo para emprender estudios o planes que conduzcan a la reducción de ese costo.

e: Efecto sobre los costos de esas acciones.

a y k: parámetros.

La gráfica siguiente ilustra el sentido de esa función:

Figura 4.1. Función de Costo de las acciones que permiten reducir costos



La función de costo del esfuerzo es creciente y cóncava, y se cruza con la diagonal principal en el punto en el cual el costo del esfuerzo es igual a su resultado en términos de reducciones de costo. El esfuerzo óptimo es aquel cuyo costo marginal es igual al beneficio marginal, y en condiciones competitivas, las empresas estarán obligadas a llevar a cabo ese esfuerzo, so pena de verse superadas por otros competidores, y excluidas del mercado. Pero en el caso presente (en el que se asumen condiciones no competitivas, que deben ser enfrentadas por el regulador en condiciones de asimetría de información), si se regula por "costo del servicio", no se emprenderían las acciones; y si se regula por "contratos de precio fijo", las acciones se emprenderían con la empresa como "reclamante residual" de los beneficios, por lo que el consumidor no experimentaría ningún beneficio de ellas.

Para ilustrar el caso, asumamos valores de los parámetros, así:

$$a = 2$$

$$k = 3$$

$$v = 0.5$$

En competencia perfecta, la empresa emprendería todas aquellas acciones de reducción de costo que fuesen viables (es decir, hasta el punto en que el costo marginal de las acciones se igualara al beneficio de las mismas), porque de no hacerlo perdería el mercado a manos de algún competidor que lo hiciera. Habría algún competidor que lo hiciera, y perdería el mercado:

$$e = \frac{k^{\frac{a}{a-1}}}{a^{1/(a-1)}}$$

La reducción de costos llevaría a $e = 4,500$. El costo del esfuerzo óptimo es 2,250; y los costos respectivos de la empresa de costo alto o bajo 97,750 y 92,750.

El valor esperado del pago del consumidor sería, en consecuencia:

$$E(p) = 95,250$$

Ahora veamos el caso regulado: la solución convencional que el regulador ha dado a este tipo de situaciones es el "contrato de precio fijo", regido por la fórmula IPC-X. El regulador debe partir del costo de referencia (porque, a

pesar de que exista una probabilidad de que el costo sea inferior, no puede incluirlo en la fórmula, porque podría atentar contra la suficiencia financiera de la empresa), estimar el esfuerzo realizable (es decir, aquel que iguala el costo marginal de la acción a su beneficio marginal) y fija el factor "X" que exige a la empresa.¹⁰

El esfuerzo realizable es una reducción óptima de 2,250 del costo (que es igual a la reducción del costo menos el costo de las acciones). Así, el regulador determinaría un factor X igual a 2,250, que incluiría en la fórmula tarifaria, determinando un precio del servicio regulado igual a 97,750.

¿Qué puede aportar el menú de contratos a esta situación?

El Regulador debe ofrecer a la empresa un menú de contratos (uno por cada tipo posible de empresa) tal que se maximice la función de utilidad total de la sociedad, dado que se cumplan las restricciones de compatibilidad de incentivos y de participación. Cada contrato consta de dos elementos: el reembolso del costo observado, y una prima por esfuerzo realizado (C y t, respectivamente).

Para determinar el menú de contratos, el regulador debe maximizar la utilidad esperada de consumidores y productores, que es igual (en la versión de Lafont y Tirole) a:

$$W = \sum_i v_i (S - (1 + \lambda)(t_i + C_i) + t_i - \psi(\beta_i - C_i))^{11}$$

Donde S es el excedente bruto del consumidor; $(1 + \lambda)(t_i + C_i)$ es costo efectivo de la transferencia pagada a la empresa; y $\psi(\beta_i - C_i)$ el costo de las acciones que permiten reducir los costos de C_i a β_i .

Deben cumplirse las restricciones de compatibilidad de incentivos (de acuerdo a la cual a la empresa tipo "i" le conviene realizar su nivel de esfuerzo adecuado, y no realizar un esfuerzo menor o mayor, que le conduzca a ser considerada como una empresa de tipo distinto al suyo) y de participación (que garantiza la viabilidad financiera de la empresa).

Para el caso analizado, el menú que el Regulador debe ofrecer es:

Tabla 4.1. Menú ofrecido por el regulador

	Reembolso de costos	Prima por acciones de reducción de costos	Precio total pagado por el servicio
Empresa costo bajo	90,500	3,547	94,047
Empresa costo alto	96,332	1,494	97,827

El costo esperado para el usuario es:

$$E(p) = 95,937$$

Obsérvese que el resultado esperado no es tan bueno como lo sería en competencia perfecta (porque si bien el precio sería el mismo cuando la empresa fuera eficiente, no lo sería en el otro caso, a fin de preservar el esquema de compatibilidad de incentivos), pero es sin duda mejor que el obtenido mediante regulación por "contratos de precio fijo".

La tabla siguiente resume los resultados:

¹⁰ En Colombia, se traslada generalmente la mitad del esfuerzo posible al factor "X", ya que la ley contempla que los beneficios de los incrementos en la productividad deben compartirse entre la empresa y los consumidores.

¹¹ La hoja de cálculo adjunta utiliza un desarrollo de esta ecuación: $W = \sum_i S - (1 + \lambda)(C_i + \psi(\beta_i - C_i)) - \lambda U_i$

Tabla 4.2. Remuneración de costos bajo diferentes condiciones

	COMPETENCIA	REGULACION PRICE CAP	REEMBOLSO DE COSTOS	MENU CONTRATOS
EMPRESA BAJO COSTO				
Precio pagado	92.750	97,750	95.000	94.047
Costo	92.750	92.750	95.000	92.750
Beneficio	Nulo	5,000	Nulo	1.297
EMPRESA COSTO ALTO				
Precio pagado	97.750	97,750	100.000	97.827
Costo	97.750	97.750	100.000	97.827
Beneficio	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo
PRECIO ESPERADO	95.250	97,750	97.500	95.937

La esencia del sistema es incentivar el esfuerzo: la empresa de bajos costos podría, por ejemplo, no hacer ningún esfuerzo produciendo el servicio a un costo de 95.000¹². En este caso, obtendría una remuneración de 95.000, con un costo efectivo (auditado) de 95.000, con ganancia cero. Pero si se esfuerza, entonces obtendría una remuneración de 94,047, con costos de 92,750 (compuesto por 90,500, que es el costo de prestación del servicio, dado el esfuerzo realizado; y 2,250, que es el costo de esos esfuerzos), y liquidaría una ganancia de 1,297.

Por supuesto, el esquema supone que las empresas preferirán aquella remuneración que incorpore un margen de beneficio, a aquella no lo incluya, incluso si la primera es inferior en términos absolutos a la segunda. En el caso ilustrado, la empresa tipo eficiente preferirá una remuneración de 94.047, que incluye una ganancia de 1.297, a una remuneración de, por ejemplo, 95.000

b. Implementando el menú de contratos en Colombia

Para el caso Colombiano, la propuesta consiste en establecer una función por tramos, que define el beneficio asignable a la empresa, dado el costo total declarado (incluyendo costo de las acciones emprendidas para mejorar la productividad):

$$U = a_i - b_i CD$$

Donde a_i y b_i adoptan distintos valores en cada cuartil de la distribución de probabilidad de los valores esperados del AOM por kilómetro de red, dado un menú de contratos tipo Lafont y Tirole; U es la ganancia asignada en el esquema tarifario; y CD , el costo declarado, que se reembolsa si está entre los límites inferior y superior esperado por el regulador.

Para implementar el sistema, se asume una distribución uniforme de probabilidades de los gastos por kilómetro de red, cuya cota superior es el valor AOM por kilómetro de red, auditado para 2006, y la cota inferior es el valor

¹² Un caso a considerar sería aquel en el que la firma de bajo costo produjera el servicio a 97,827. Para que las conclusiones del análisis sean válidas, se requiere que la auditoría pueda impedir aceptar los costos no razonables en los que incurra la firma.

proyectado de eficiencia de dicho gasto, determinado como el nivel de gastos AOM que es eficiente en 2006 según el análisis DEA, ajustado por el movimiento esperado de la frontera de producción en el período tarifario.

Dadas esas cotas, se asume que la función de esfuerzo de mejora de cada firma se ajusta de tal manera que sea óptimo alcanzar la cota inferior en el período considerado. Con ello, se establece un menú de incentivos, que se estructura en cuatro tramos, uno para cada cuartil, y del que se derivan los parámetros mencionados.

Para ilustrar el procedimiento, considérese el caso en el cual un OR declara un gasto por km de \$1.500.000 en el año 2006. Supóngase que el score DEA que se le aplica es 90%, y que en el período 2008-2012, se espera que la productividad del AOM se incremente al 2% anual. La mejora total esperada asciende al 10.4% en el período tarifario, lo que permite determinar como cota inferior el valor de \$1.209.491 (resultado de aplicar el factor 0.896 al valor eficiente de 1.350.000).

La función de esfuerzo de reducción de costos se calibra de forma tal que sea óptimo llegar a dicha cota al final de la proyección. Dada una forma cuadrática:

$$\psi(e) = \left(\frac{e}{k}\right)^2$$

El esfuerzo óptimo se produce cuando la derivada del costo es igual al resultado, es decir, cuando:

$$\frac{2e}{k^2} = 1$$

$$e = \frac{k^2}{2}$$

Dado que queremos que sea óptimo llegar a la cota inferior (y que, en consecuencia, la reducción de costos esperada es de $C_s - C_l$, cota superior menos cota inferior), entonces:

$$k = [2(C_s - C_l)]^{1/2}$$

Con este valor (y con cinco tipos posibles de empresa, cada una correspondiente a un valor en el rango de posibles valores del gasto AOM), el regulador establece un menú de contratos tal que el regulado tenga el incentivo adecuado para lograr hacer su mejor esfuerzo, dado que parta de su "verdadero costo" (que no es conocido por el regulador)

Este es un problema de optimización, que busca maximizar el valor esperado de la utilidad de los clientes atendidos por la empresa, dadas las restricciones de participación y de compatibilidad de incentivos de la empresa, y dado un precio sombra (λ) de los recursos que se transfieren del consumidor a la empresa.

Técnicamente, el regulador maximiza la función:

$$E(u) = \sum_i r_i (S - (1 + \lambda)(P_i) - \lambda U_i)$$

Donde:

r_i : Probabilidad a priori de que la empresa sea del tipo "i".

S : Excedente bruto del consumidor.

P_i : Reembolso de gastos a la empresa tipo "i" (incluye gastos propios y costo del esfuerzo).

U_i : Beneficios netos de la empresa tipo "i".

λ : Costo de los fondos transferidos a la empresa (o ponderación de la utilidad de la empresa en la consideración del regulador).

Las restricciones de participación son: $U_i \geq 0$ para toda empresa tipo "i".

Y las de compatibilidad de incentivos: $U_i(P_i, e_i) \geq U_i(P_j, e_j)$ para todo $j \neq i$.

Esta restricción pueden entenderse como la condición de que la utilidad de la empresa tipo "i" haciendo el esfuerzo adecuado a su tipo, y recibiendo el pago correspondiente a su tipo, sea mayor o igual a la utilidad de la misma empresa, haciendo otro esfuerzo con otro tipo de remuneración.

El programa determina un pago y una utilidad para cada tipo de empresa, tales que el pago reembolse a la empresa sus gastos óptimos y el esfuerzo realizado para optimizarlo.¹³

El menú óptimo (que se calcula en la hoja de cálculo anexa), se resumen en la Tabla 4.3.

El regulador ofrecería cinco tipos de tarifas posibles, compuestas por un reembolso de costo observado (C) más un incentivo (t) (o, lo que es equivalente, por un reembolso total (P) más una ganancia (U)), tales que la empresa encontraría racional hacer el esfuerzo óptimo que le corresponde a su verdadero "tipo", en lugar de simular los costos de otro "tipo" de empresa.

Tabla 4.3. Resumen del Menú Óptimo

	Costo natural de la empresa (β)	Esfuerzo de reducción de costos opimo (e)	Costo observado ($C = \beta - e$)	Costo del esfuerzo ($\psi(\epsilon)$)	Incentivo (t)	Reembolso total $P = (\beta - e + \psi(e))$	Ganancia (U)
Tipo 1	1.209.491	290.509	918.982	145.255	369.189	1.064.237	223.934
Tipo 2	1.282.118	278.404	1.003.714	133.402	296.814	1.137.116	163.411
Tipo 3	1.354.746	266.300	1.088.446	122.054	227.969	1.210.500	105.915
Tipo 4	1.427.373	254.195	1.173.177	111.211	162.655	1.284.388	51.444
Tipo 5	1.500.000	242.091	1.257.909	100.871	100.871	1.358.780	0

El regulador ofrecería cinco tipos de tarifas posibles, compuestas por un reembolso de costo observado (C) más un incentivo (t) (o, lo que es equivalente, por un reembolso total (P) más una ganancia (U)), tales que la empresa encontraría racional hacer el esfuerzo óptimo que le corresponde a su verdadero "tipo", en lugar de simular los costos de otro "tipo" de empresa.

Ahora bien: para hacer automático el sistema, es posible construir una función en tramos (uno para cada cuartil de la distribución) que define la ganancia adecuada, dado el gasto total a reembolsar. La idea es simple: se asume que la ganancia es una función lineal del costo total declarado (CD), dados los parámetros a_i y b_i , que se fijan para cada tramo posible del problema, así:

¹³ En el texto original, Lafont y Tirole distinguen una estructura de costo β (que no es conocida por el regulador), un esfuerzo de reducción de costos e , un costo $C = \beta - e$, que refleja dicha reducción; y un costo del esfuerzo $\psi(e)$. El menú de contratos otorga un reembolso C y un pago $t \geq \psi(e)$, que recompensa el esfuerzo realizado. Esa versión supone que son distinguibles los costos C y $\psi(e)$. Nuestra versión supone, en cambio, que sólo se observa un costo total: $C + \psi(e)$, al que corresponde un reembolso P , y que se concede además un pago U_i para incentivar el esfuerzo.

$$U = a_i - b_i CD$$

$$b_i = b_{i,0} + b_{i,1} CD$$

$$a_i = a_{i,0} + a_{i,1} b_i$$

Para el cuartil en el que CD se encuentre.

En nuestro ejemplo, las cotas de los cuartiles son las siguientes:

Tabla 4.4. Cuotas de los cuartiles

Cuartil	Límite inferior del costo total a reembolsar	Límite superior del costo total a reembolsar
Primero (i=1)	1.064.237	1.137.116
Segundo (i=2)	1.137.116	1.210.500
Tercero (i=3)	1.210.500	1.284.388
Cuarto (i=4)	1.284.388	1.358.780

Así, cuando la empresa reporta un costo, se determina en qué cuartil se encuentra, y se calculan los parámetros a_i y b_i correspondientes, dados los valores $a_{0,i}$, $a_{1,i}$, $b_{0,i}$, $b_{1,i}$, que en el ejemplo, son:

Tabla 4.5. Parámetros para cada cuartil

Cuartil	$a_{0,i}$	$a_{1,i}$	$b_{0,i}$	$b_{1,i}$
Primero (i=1)	4,651	-0,00000343	200481,54	1087689,09
Segundo (i=2)	4,624	-0,00000341	100997,32	1220334,71
Tercero (i=3)	4,596	-0,00000338	33917,97	1354493,42
Cuarto (i=4)	4,566	-0,00000336	0,00	1490165,29

Aplicando el esquema, el beneficio de la empresa es una función decreciente del nivel de eficiencia alcanzado, como lo muestra el siguiente cuadro, que muestra la tarifa total calculada para distintos valores declarados:

Tabla 4.6. Remuneración de la tarifa para diferentes valores declarados

% DE COSTO RESPECTO A COSTO BASE	COSTO REPORTADO (\$ POR KM DE RED)	REMUNERACIÓN TARIFARIA	GANANCIA
76,8%	1.151.389	1.303.255	151.865
78,7%	1.180.440	1.308.323	127.883
80,6%	1.209.491	1.315.946	106.455
82,6%	1.238.542	1.317.789	79.247
84,5%	1.267.593	1.321.712	54.119
86,4%	1.296.644	1.328.173	31.530

88,4%	1.325.695	1.336.004	10.310
90,3%	1.354.745	1.338.732	-16.013
92,3%	1.383.796	1.343.981	-39.815
94,2%	1.412.847	1.351.751	-61.096
96,1%	1.441.898	1.358.781	-83.117
98,1%	1.470.949	1.358.781	-112.168
100,0%	1.500.000	1.358.781	-141.219
101,9%	1.529.051	1.358.781	-170.270
103,9%	1.558.102	1.358.781	-199.321
105,8%	1.587.153	1.358.781	-228.372
107,7%	1.616.204	1.358.781	-257.423
109,7%	1.645.255	1.358.781	-286.474

En síntesis: si la empresa no realiza ningún esfuerzo respecto al año base, se le remunera \$1.358.781, liquidando una pérdida por \$141.219. Pero si logra reducir los costos a \$1.209.491, por ejemplo, recibe una remuneración de \$1.315.946, y liquida una ganancia de \$106.455 por km de red instalada.

La hoja de cálculo anexa a este informe, "LIQUIDACIÓN AOM", ilustra el sistema.

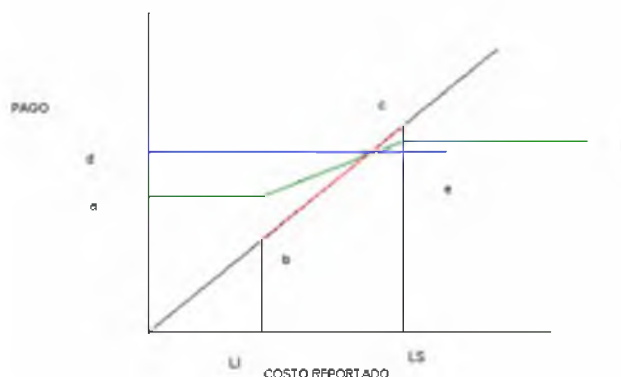
c. Ventajas y desventajas del sistema

Como se señaló en el apartado "a" de esta sección, el menú de contratos permite un mayor excedente del consumidor, dado que se presente asimetría de información, respecto a esquemas alternativos como el "price cap" y la regulación por reembolso de gastos (tasa de retorno garantizada).

El Figura 4.2 muestra la operación relativa de los tres sistemas.

El sistema de "price cap" corresponde a la línea "d-e". Sea cual sea el costo que alcance la empresa regulada, el pago es el mismo, generándose el máximo poder de incentivos. La regulación por tasa de retorno (por reembolso de costos, en el caso particular en el que el retorno es cero), es la línea "b-c". No hay incentivos de ninguna especie para reducir los costos. El menú regulatorio, por su parte, es la línea en tramos "a-f". Para el rango posible de costos esperados (LI-LS) determina una función de remuneración, que hace que la ganancia obtenida por la empresa regulada sea mayor, conforme es menor el costo alcanzado.

Figura 4.2. Operación del menú de contratos, el "price cap" y reembolso de gastos



La siguiente tabla, tomada en parte de Kirkpatrick and Parker (2004), resume las características distintivas de cada esquema:

Tabla 4.7. Características de los esquemas de remuneración

	Tasa de retorno	Price cap	Menú de contratos
Incentivos a la eficiencia	Bajos: incentivos a inflar los gastos operativos	Altos: la empresa se apropia de los beneficios alcanzados, hasta la siguiente revisión (ratched) del sistema.	Medios: una participación en los beneficios de la eficiencia es trasladada rápidamente a los consumidores
Dificultad de implementación.	Baja: requiere información básica de reporte de costos para ser implementada	Alta: requiere sofisticados análisis que permitan establecer los factores básicos de productividad en la fórmula IPC-X	Media: requiere información, pero se apoya en buscar mecanismos de relevación mediante incentivos adecuados.
Dificultad de control	Alta: requiere auditar los gastos por completo, para determinar qué se reembolsa.	Baja: una vez establecido, no hay que auditar el desempeño, porque la empresa es el reclamante residual de los beneficios.	Media: debe auditarse el reporte con el que se activa el mecanismo de regulación.
Incentivos al juego regulatorio	Bajo: se puede revisar tan frecuentemente como sea necesario, para ajustar la remuneración.	Alto: la empresa regulada buscará inflar sus costos iniciales, y el regulador tendrá que esperar mucho tiempo antes de corregir la información.	Medio: es posible que también se escondan ganancias, pero el sistema hará correcciones sobre la marcha.
Incentivos a la captura regulatoria	Medios: las frecuentes revisiones pueden fomentar la captura regulatoria	Alto: grandes beneficios si el "price cap" es generoso.	Bajo: las ganancias se comparten con los consumidores
Riego de rechazo social	Bajo: los precios se ajustan a los costos, y lucirán por ello como justos.	Alto: exceso de ganancias (o exceso de pérdidas) pueden hacer ilegítimo el esquema	Medio: se comparten tanto las ganancias como las pérdidas.

Ahora bien: la limitación esencial del esquema propuesto puede provenir de los esquemas de gobernabilidad de las empresas: en un esquema típico de empresas privadas, dedicadas exclusivamente a la administración, operación y mantenimiento de una red, la rentabilidad es un objetivo adecuado, por encima incluso de la maximización de ingresos. Una empresa de tal tipo preferirá una renta menor con mayor rentabilidad, que una renta mayor sin rentabilidad, por lo que las restricciones de compatibilidad de incentivos formuladas, son adecuadas para expresar la racionalidad de las empresas.

Pero en un esquema en que las empresas están integradas verticalmente, y no obedezcan a la lógica privada, las restricciones de compatibilidad de incentivos no expresarán bien la conducta de las empresas, y éstas tendrán un incentivo a declarar el costo máximo, para maximizar su renta. En este caso, el sistema se convertiría en un sistema de reembolso de costos, acotado por un costo máximo posible.

Para evitar este "juego regulatorio", existen dos caminos posibles: el primero, implementar un esquema que remunere el límite inferior del gasto AOM, y reconozca una prima creciente por ahorro alcanzado; o el esquema de menú de contratos implementado no a partir del costos declarado (CD), sino del "score" DEA alcanzado cada año en el período tarifario.

El primer esquema (que no se detalla en el informe) operaría así:

- Determina el límite máximo y mínimo del costo y gasto AOM, para cada empresa.
- Fija la remuneración básica igual al límite mínimo de dicho gasto.
- Establece una prima por reducción de costos igual a: $PR = \alpha(LS - CD)$

Así, la remuneración total sería:

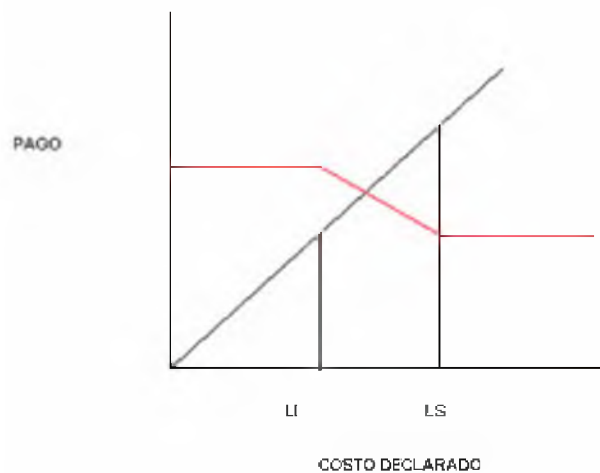
$$RT = LI + \alpha(LS - CD)$$

Donde LS y LI son respectivamente el límite superior (el costo observado en el período previo de calibración de esquema) y el límite inferior (nivel eficiente, dada la mejora esperada en la frontera de posibilidades de producción de la economía).

Así, la empresa que no mejore, recibirá un pago igual a LI , en tanto que la que logre la mayor mejora, recibirá una renta mayor (que incluye una ganancia neta positiva).

El gráfico siguiente ilustra este esquema:

Figura 4.3. Esquema de incentivos alternativo



El parámetro decisivo del sistema será la pendiente α de la prima por reducción de costos. Aunque el sistema puede implicar un "generoso" incentivo para quien es muy eficiente, el posterior "ajuste" del sistema trasladará los beneficios de la mejora al consumidor en el siguiente período tarifario.

La segunda alternativa se describe en el siguiente párrafo.

4.3.2 Menú de contratos con incentivos determinados mediante DEA

a. Menú de contratos ajustado por el "store" DEA

El menú de contratos, liquidado en base al "score" DEA, opera a partir del valor original de la empresa, ajustado por el diferencial del "score":

$$CI_t = CD_0 \frac{DEA_0}{DEA_t}$$

Al aplicar el menú de contratos a CI , en lugar de aplicarlo a CD , se evita también que sea posible manipular el costo declarado para conseguir una mayor renta. En efecto: si se aumenta el costo declarado, ello rebajará el "score" DEA y tendrá efectos negativos sobre la renta. Pero adicionalmente, abre también la posibilidad de

mejorar el ingreso mediante mejoras de la calidad, que incidan en el “score” DEA. El menú resultante es, sin duda, mucho menos vulnerable y proclive a incentivar la mejora de calidad.

La mecánica de la determinación de contratos no varía: es la misma del caso original del menú de contratos. Pero la liquidación anual sí cambia. El nuevo proceso de liquidación es el siguiente:

- La empresa declara su costo CD .
- La CREG realiza el ejercicio DEA, para determinar el “score” DEA correspondiente.
- Se determina el costo imputado del período, a partir del costo inicial declarado, y la relación entre los scores DEA original y corriente.
- Con ello se determina la remuneración imputada de la empresa: el valor que el menú de contratos arroja para el costo imputado CI .
- Se determina el índice de remuneración que se aplicará a la empresa: $IR = RI / CI$.
- Se aplica el índice de remuneración al costo declarado de la empresa CD , acotado por los límites establecidos en el menú de contratos.

La hoja de cálculo, anexa a este informe, “LIQUIDACION AOM DEA”, ilustra el procedimiento.

b. Esquema alternativo

Luego de tener el ranking de eficiencia calculada a partir del DEA, el cual se fundamenta en la información reportada por las empresas; el esquema de reconocimiento de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) se establece a partir de los siguientes criterios.

Para las empresas que se encuentran con un nivel de eficiencia calculado por debajo de la media del sistema se tiene:

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t=0) = AOM \text{ Re portado}_i * (1 + (Eficiencia_i - Eficiencia_{media}))$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t=4) = AOM \text{ Re portado}_i * Eficiencia_i$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t) = AOM \text{ Re conocido}_i(0) - t \left[\frac{AOM \text{ Re conocido}_i(0) - AOM \text{ Re conocido}_i(4)}{4} \right], \quad t=1, 2 \text{ y } 3$$

Este sistema castiga a las empresas que se encuentran por debajo de la media de eficiencia del sistema puesto que se les reconoce menos de los que reportan como costos y gastos AOM. La transición dinámica se establece de forma lineal, de tal forma que al finalizar el período regulado, sólo se les reconoce el AOM juzgado eficiente.

Para las empresas que se encuentran con un nivel de eficiencia por encima de la media del sistema, se establece el siguiente esquema de remuneración:

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t=0) = AOM \text{ Re portado}_i * \left(1 + \left(\frac{1}{posición}\right) (Eficiencia_i - Eficiencia_{media})\right)$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t=4) = AOM \text{ Re portado}_i * Eficiencia_i$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t) = AOM \text{ Re conocido}_i(0) - t \left[\frac{AOM \text{ Re conocido}_i(0) - AOM \text{ Re conocido}_i(4)}{4} \right], \quad t=1, 2 \text{ y } 3$$

Para las empresas que se encuentran en niveles de eficiencia superiores a la media del sistema se realiza un ordenamiento de la más eficiente a la menos eficiente, para aquellas empresas que se encuentren con los mismos niveles de eficiencia, por ejemplo 100%, se analiza el número de unidades productivas para las cuales sirven de referencia, de tal forma que la más citada, se encontrará en una mejor posición, en caso de servir como referencia a un número similar de empresas, entonces se sumarán las posiciones y se dividirán por el número de empresas que las comparten.

En este esquema se otorga un premio de las empresas más eficientes del sistema, y dicho premio es proporcional a la posición que ocupen en el sistema.

Para clarificar los conceptos a continuación se enseñará un ejemplo hipotético.

Tabla 4.8. Ejemplo de remuneración con el esquema alternativo del DEA

Empresa	AOM Reportado	Eficiencia	Número empresas de referencia
A	\$400.000	100%	4
B	\$500.000	100%	2
C	\$300.000	100%	2
D	\$450.000	90%	
E	\$600.000	85%	
F	\$700.000	80%	
G	\$500.000	76%	
H	\$400.000	70%	
I	\$350.000	65%	
J	\$700.000	50%	
Promedio		82%	

Luego la remuneración del AOM para las empresas F, G, H, I y J, las cuales se encuentran por debajo del promedio se realiza a partir del primer esquema planteado. Por ejemplo, la empresa H tendrá el siguiente conjunto de pagos:

$$AOM \text{ Re conocido}_H(t=0) = \$400.000 * (1 + (70\% - 82\%)) = \$352.000$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t=4) = \$400.000 * 70\% = \$280.000_i$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t) = \$352.000 - t \left[\frac{\$352.000 - \$280.000}{4} \right], \quad t = 1, 2 \text{ y } 3$$

Para las empresas que se encuentran con un nivel de eficiencia por encima de la media del sistema, es decir, A, B, C, D y E, se tiene el siguiente ordenamiento y su respectivo premio será:

La empresa A en la posición 1 obtiene un premio inicial igual a la diferencia con respecto a la media, las empresas B y C comparten las posiciones 2 y 3, puesto que sirven de referencia para 2 empresas, luego el premio para cada una de ellas es $(1/((2+3)/2))$, la empresa D obtiene un premio inicial equivalente a 1/4 de la diferencia con respecto a la media de eficiencia del sistema, y finalmente, la empresa E se lleva un premio equivalente a 1/5. A modo de ejemplo para la empresa C se tienen los siguientes pagos:

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t=0) = \$300.000 * (1 + \left(\frac{1}{25}\right)(100\% - 82\%)) = \$321.600$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t=4) = \$300.000 * 100\% = \$300.000$$

$$AOM \text{ Re conocido}_i(t) = \$321.600 - t \left[\frac{\$321.600 - \$300.000}{4} \right], \quad t = 1, 2 \text{ y } 3$$

5. IMPLEMENTACIÓN

Ahora bien: ¿cómo implementar alguno de estos esquemas?

La siguiente tabla resume el proceso de implementación con fechas tentativas.

Tabla 5.1. Resumen del proceso de implementación

Actividad	Descripción	Fecha prevista	Comentarios
Puesta a consideración del esquema a los agentes	Se pone a discusión pública el esquema	Primera semana de septiembre.	
Divulgación del Manual de reporte de información	Se publica el Manual de Reporte de Información de gastos AOM en distribución de electricidad	Primera semana de septiembre	
Solicitud de información: gastos AOM 2006, diligenciados de conformidad con el Manual de Reporte de Información	Se solicita que las empresas entreguen la información descrita.	Solicitud: Primera semana de septiembre. Entrega de información: Primera semana de octubre.	La no entrega de información implicará que el menú de contratos de la empresa se establecerá con el mínimo factor de gastos AOM reportado, y con la peor eficiencia encontrada.
Evaluación DEA de la información recibida	Con la información recibida, se hará el ejercicio DEA requerido para implementar el modelo	Tercera semana de octubre.	
Establecimiento de los menús de contratos para cada una de las empresas de distribución.	Con la información reportada por las empresas, y el "score" DEA se establecerá el menú de contratos para cada una de las empresas	Cuarta semana de octubre	
Puesta a consideración de los agentes del menú establecido para cada uno de ellos		Entrega: primera semana de noviembre. Discusión: dos semanas. Oficialización: cuarta semana de noviembre	

El modus operandi del sistema podría ser el siguiente:

- Para 2008, la remuneración será el gasto y costo AOM por kilómetro de red, afectado por el "score" DEA del ejercicio realizado para 2006. Esa remuneración estará vigente hasta Mayo de 2008.
- En 2008, se evaluará el costo AOM reportado por la empresa y el "score" DEA (si se adopta la segunda modalidad del esquema) y se ajustará la tarifa a partir de Junio de 2008.
- Cada año se ajustará la tarifa, aplicando el esquema de menú de contratos a partir del dato del año anterior, o de acuerdo al "score" DEA obtenido en el análisis.

6. MANUAL PARA REPORTE DE LA INFORMACIÓN

6.1 Objetivo

El sector eléctrico en Colombia se encuentra dividido en cuatro grandes actividades, Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. La competencia en las actividades de Generación y Comercialización se encarga de que las empresas sean eficientes en costos y que tal eficiencia se transmita a los usuarios. Por el contrario, las actividades de Transmisión y Distribución son consideradas monopolios naturales y su remuneración debe ser intervenida por el regulador que busca aproximarse tanto como sea posible a la tarifa de una actividad competitiva.

De acuerdo con esto, el problema que se quiere resolver es el establecimiento de un mecanismo mediante el cual se puedan identificar costos eficientes de AOM en las actividades de Distribución.

Para el desarrollo de este tema, es necesario que desde la parte contable se verifique la composición y el valor real de los rubros que forman parte de los costos y gastos AOM, distinguiéndolos de aquellos que no pueden calificarse como tales y diferenciándolos también de aquellos rubros que corresponden a inversión o a reposición de activos eléctricos, actividades éstas que son remuneradas por otros componentes de la tarifa de distribución. Para entidades que integran dos o más actividades –caso de la mayoría de las empresas de distribución– se hace necesario separar los costos dependiendo de cada unidad de servicio, con el fin de obtener el verdadero costo AOM en las actividades anteriormente definidas.

6.2 Situación actual

La tarifa para remunerar la inversión en el sector eléctrico en las unidades de negocio de transmisión y distribución en Colombia tiene tres componentes, a saber: inversión, reposición y costos AOM. Este último, reconocido como valor anual, representa uno de los porcentajes más relevantes en dicha tarifa, y actualmente se calcula como un porcentaje aplicado sobre el valor total de los activos de cada nivel de tensión (menos para el Nivel de Tensión¹), registrados por las empresas. El valor anual considerado no tiene en cuenta criterios de eficiencia que limiten el monto de activos reconocido. Esta metodología no garantiza la eficiencia buscada por el regulador, y no presenta en principio una relación necesaria con lo que realmente gastan o requieren las empresas en costos AOM.

Por otra parte, hablar de costos, siempre presupone implícitamente hablar del sistema de contabilidad que los abarca, ya que la empresa registra en sus libros y cuentas todos los hechos económicos, y además advierte sobre aquellos eventos importantes que de una u otra forma puedan tener incidencia en el negocio.

Actualmente los registros y la información contable sólo son considerados para determinar indicadores de gestión, para el pago de contribuciones a la Superintendencia de Servicios Públicos y a la CREG, para el estudio de terceros, pero no han servido como herramienta efectiva para establecer la cuantía de los costos y gastos AOM, dado que adicional al instructivo del Plan Único de Cuentas no hay un soporte genérico que les permita a las empresas reportar esos costos y gastos en un formato uniforme y estándar.

Adicionalmente, una revisión de los registros contables reportados por las empresas para el año 2005, muestra que una buena parte de ellas no separa completamente en sus contabilidades los costos y gastos para las diversas actividades del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución, comercialización), como lo dispone la Resolución Creg 056/94.

De acuerdo con lo anterior, no es ilógico pensar que para determinar el total de los costos AOM en que las empresas que realizan la actividad de distribución incurren se requiere de una estructura contable que muestre el valor real de dichos costos.

Ahora bien, el establecer lo que realmente constituyen costos AOM en distribución no garantiza que las empresas sean eficientes en el manejo de los mismos, ya que se pueden registrar valores que si bien son reales, no son necesarios, eficientes o competitivos.

Así pues, complementario al análisis de la información contable, y al establecimiento de formatos estándar de reporte de la información, será necesario también establecer metodologías analíticas que permitan discernir los costos eficientes de los que no lo son, para así establecer los mecanismos tarifarios que conduzcan a la búsqueda de la eficiencia deseada por el regulador

6.3 Marco Legal

La Tabla 6.1 resume las principales normas que reglamentan los informes contables de las empresas prestadoras de servicios públicos:

Tabla 6.1. Normas que Reglamentan los Informes Contables de las Empresas de Servicios Públicos

NORMA	REGULACIÓN
Artículo 354 de la Constitución Nacional y la Ley 298 de 1996.	Se faculta a la Contaduría General de la Nación para uniformar, centralizar y consolidar la Contabilidad Pública, le corresponde entonces a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios armonizar las normas contables para que tanto los prestadores públicos como los mixtos o los privados puedan registrar en la contabilidad hechos económicos que permitan identificar, medir, procesar y comunicar información financiera para tomar decisiones, emitir juicios y ejercer su función de control y vigilancia.
Decreto 2649 de 1993.	Por medio del cual se reglamentan las normas del código de comercio en materia de contabilidad, y se fijan los principios y normas contables generalmente aceptadas en Colombia.
Ley 142 de 1994 (artículo 79).	Asignó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la función de establecer los sistemas uniformes de información y contabilidad que deben aplicar todos los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios que están bajo su inspección, vigilancia y control, sean estas de naturaleza oficial, mixta o privada.
Resolución CREG 056 de 1994, artículo 5:	"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, antes del 1° de enero de 1996, de acuerdo con los sistemas uniformes que establezca la Superintendencia"
Ley 689 de 2001.	Asigna a la Superintendencia de Servicios Públicos la función de diseñar, implementar y mantener el Sistema Único de Información de los servicios públicos domiciliarios (SUI)

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Resolución SSPD 1416 de 1997.	Expidió y adoptó el plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos, la cual fue modificada por la resolución SSPD 4640 de 2000 y actualizada por la resolución SSPD 6572 de 2001. A su vez, la resolución SSPD 12772 de 2002 modificó el plan de contabilidad en lo relativo al reconocimiento del impuesto para preservar la seguridad democrática.
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Resoluciones 2863 de 1996 y 001417 de 1997.	Adoptó el sistema unificado de costos y gastos por actividades para el sector de telecomunicaciones y para los sectores de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas combustible.
Resolución SSPD 001025 de 2 de abril de 2004	Se establecen las fechas para el reporte de información financiera –Catalogo de cuentas de los prestadores de los servicios públicos domiciliarios de Energía, Gas Combustible, Acueducto, Alcantarillado y Aseo, al Sistema Único de Información – SUI -.
Resolución SSPD 20061300025985 de agosto de 2006	Por la cual se establece el requerimiento de información a través del Sistema Único de Información – SUI – sobre el plan de contabilidad y el sistema unificado de costos y gastos por actividades de los prestadores de servicios públicos domiciliarios.
Resolución SSPD 20051300033635 de diciembre de 2005	Por la cual se actualiza el Plan de Contabilidad para Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios y el Sistema Unificado de Costos y Gastos por Actividades que se aplicará a partir del 2006.

6.4 Costos de administración, operación y mantenimiento (AOM)

Son los costos inherentes a la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica a través de las redes de distribución. Se definen como:

Administración: Los procesos de administración o soporte, son aquellos que se ejecutan para apoyar los procesos del negocio. Incluyen gastos relacionados con la gestión general de la empresa, gastos en procesos administrativos (gestión del talento humano, gestión financiera, gestión informática, etc.)

Operación: Son aquellos que se deben realizar para garantizar la operación normal del sistema de distribución.

Mantenimiento: Corresponde al uso de materiales fungibles que se desgastan o se deterioran por el desarrollo de su función y deben cambiarse o repararse. También incluye los costos en que es necesario incurrir para conservar la planta y el equipo en un estado que garantice su funcionamiento seguro y eficiente.

La contabilidad de las empresas de distribución eléctrica, consideradas como monopolios naturales por la teoría regulatoria, se utiliza en Colombia para determinar el valor de los aportes que deben hacer tales empresas a las entidades de regulación y supervisión y para establecer índices de gestión, pero no como herramienta para determinar la remuneración de la actividad. En particular, no se emplea para determinar los costos AOM reconocidos como parte de la tarifa, pues estos se reconocen como un porcentaje de los activos empleados por cada empresa. Sin embargo, en previsión de su uso futuro como base para la determinación de los costos AOM y su remuneración regulada, es necesario establecer pautas contables acerca de los rubros que pueden incluirse, logrando así que los costos AOM reflejen más adecuadamente la realidad de cada una de las empresas.

Se trata de evitar, por ejemplo, que las empresas confundan en sus registros lo que se maneja como AOM y los rubros correspondientes a reposición o a repuestos, lo cual ya se remunera por otras vías en la tarifa que se les reconoce (corrección sobre la tasa de remuneración y factor de instalación, respectivamente).

Otro caso de probable ocurrencia –y que debe tratar de evitarse– es el de superposición de costos AOM en distribución con los costos de otras actividades del sector eléctrico. Tal podría ser el caso común de empresas que prestan tanto el servicio de distribución como el de comercialización, pero puede ocurrir también en empresas integradas verticalmente en las cuatro actividades, o empresas que tienen adicionalmente otros negocios que no son siquiera de la cadena del sector eléctrico.

El caso de empresas Distribuidoras–Comercializadoras merece especial atención ya que en Colombia todas las empresas de distribución, también realizan la actividad de comercialización y los costos de ambas pueden confundirse de tal forma que su asignación queda dependiendo del criterio que maneje el respectivo contador (contabilidad regulatoria).

Estos casos llevan a la mala interpretación en costos AOM y con ello a su ineficiencia y al eventual incumplimiento de los principios expresados en el artículo 6 de la ley 143 de 1994: eficiencia, calidad, continuidad, etc., en la actividad de distribución de energía.

Cabe anotar que el regulador ha planteado que en aquellas empresas integradas es necesario clasificar los costos de cada una de las unidades de negocio de la empresa; sin embargo, no en todas las empresas se clasifican las cuentas –especialmente las de gastos– por unidad de negocio. La mayoría sí clasifican las cuentas de costos por unidad de negocio, pero en cambio, para las de gastos muchas utilizan la cuenta de apoyo u otras para discriminar estos rubros sin dividirlos por unidad de servicio.

Como alternativa de solución, y para lograr una separación eficiente de los costos por unidad de servicio, se ha planteado por la Superintendencia de Servicios Públicos –en uso de la facultad legal que le confiere la ley 689 de 2001– que las empresas de servicios públicos domiciliarios acojan el costeo basado en actividades (ABC), que permite asignar con mayor precisión los costos indirectos y los gastos de administración a los productos o servicios mediante la identificación de cada actividad y la utilización de un conductor o base de distribución adecuada. A esto se hará referencia en otra sección de este informe.

6.5 Características de la información contable¹⁴

En el artículo 354 de la Constitución Nacional y en la Ley 298 de 1996 se faculta a la Contaduría General de la Nación para uniformar, centralizar y consolidar la Contabilidad Pública. A la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios le corresponde armonizar las normas contables para que las empresas prestadoras de servicios públicos, cualquiera que sea su naturaleza jurídica, registren en su contabilidad hechos económicos que permitan identificar, medir, procesar y comunicar información financiera, para tomar decisiones, emitir juicios y permitir el ejercicio de control y vigilancia.

Con el Plan de Contabilidad de la SSPD se pretende lograr la uniformidad, centralización y consolidación de la contabilidad de los Entes Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios, integrando y atendiendo las necesidades de información en el proceso de inspección, control y vigilancia, en procura de la eficacia de la administración.

Dada la gran cantidad de empresas a vigilar y controlar, y la heterogeneidad de las mismas, la Superintendencia de Servicios Públicos ha venido implementando el sistema único de información –SUI–, el cual se alimenta de los sistemas de información que tienen las empresas de servicios públicos. Es de suma importancia que la información proveniente de las organizaciones, esté integrada con el sistema de costos y la parte contable, “por lo tanto el sistema unificado de costos y gastos, para entes prestadores de servicios tiene como finalidad lograr la

¹⁴ Esta sección está basada en documentos de la SSPD.

uniformidad, centralización y consolidación de las empresas, donde lo más importante es que haya un resultado de costos de todas las actividades directas e indirectas de la prestación del servicio".

En la Resolución 2863 de 1996, la Superintendencia de Servicios Públicos, adopta el sistema unificado de costos y gastos para el sector de telecomunicaciones y posteriormente mediante la resolución 01417 de 1997 expide el sistema unificado de costos para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios entre ellos el sector eléctrico.

Las empresas de servicios públicos están obligadas a presentar mensualmente los informes definidos por el sistema unificado de costos y gastos para la toma de decisiones y semestralmente deben alimentar la base de datos del SUI (Sistema Unificado de Información), de acuerdo con las políticas establecidas para tal efecto, tomando como referencia el Plan Único de Cuentas, integrado al costeo ABC. Se deben utilizar para ello formatos preestablecidos por la Superintendencia y una estructura de codificación del sistema unificado de costos y gastos que se relaciona a continuación:

Tabla 6.2. Código de los servicios

CÓDIGO	SERVICIOS
1	Servicio de acueducto
2	Servicio de alcantarillado
3	Servicio de aseo
4	Servicio de Energía
5	Servicio de gas combustible – GN
6	Servicio de telecomunicaciones
7	Servicio de gas combustible – GLP

Tabla 6.3. Código de las unidades de servicios

CODIGO	UNIDADES DE SERVICIO
	SERVICIO DE ENERGIA
41	Unidad de servicio de generación
42	Unidad de servicio de transmisión
43	Unidad de servicio de distribución
44	Unidad de servicio de comercialización

Tabla 6.4. Código de los procesos

CÓDIGO	PROCESO
	SERVICIO DE ENERGIA
45	Análisis PRE operativo
46	Proceso operativo de operación
47	Proceso operativo de mantenimiento
48	Proceso operativo de control de calidad del servicio
49	Proceso operativo de manejo de recursos naturales y del ambiente.

Tabla 6.5. Código de los recursos

CÓDIGO	RECURSOS
1	Personal
2	Materiales
3	Equipos
4	Edificios
5	Misceláneos
6	Bienes y servicios para la venta.

Dentro de los códigos de los procesos y de los recursos, se reúnen los costos de tal manera que se puedan discriminar por actividades o servicios.

6.6 Estructura de la codificación contable

El catálogo general de cuentas está conformado por cuatro niveles de clasificación, el último de los cuales tiene seis dígitos. Su estructura es:

Tabla 6.6. Estructura de la codificación contable

CLASE	GRUPO	CUENTA	SUBCUENTA
X	XX	XXXX	XXXXXX
5 Gastos	51 Administración	5101 Sueldos y salarios	510101 sueldos del personal

El primer dígito del código contable corresponde a la clase, los dos primeros indican el grupo, los cuatro primeros corresponden a la cuenta, y los seis dígitos identifican la sub cuenta.

En los libros auxiliares –fuente de información de las subcuentas– los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios deberán manejar sus registros contables a nivel de documento fuente. Esta información puede encontrarse directamente en los registros contables o estar almacenada en los diferentes subsistemas o módulos del sistema integrado de contabilidad, siempre y cuando se identifique plenamente la operación objeto del registro. En consecuencia, los entes públicos podrán definir discrecionalmente los conceptos que consideren necesarios para su función administrativa o cometido estatal.

El sistema unificado de costos y gastos tiene relación con los registros contables incluidos en las sub cuentas de las clases de: ingresos, costo de ventas y operación, gastos y costos de producción que se relacionan a continuación, los cuales están debidamente registrados en el catálogo de cuentas aprobado por la Superintendencia:

Tabla 6.7. Estructura de la codificación contable

CATALOGO DE CUENTAS	
Clase 4:	Ingresos
Clase 5:	Gastos
Clase 6:	Costos de ventas
Clase 7:	Costo de producción

Los grupos de cuentas establecidos en cada clase son:

Tabla 6.8. Grupos de cuentas por clase

4	INGRESOS
42	Venta de bienes
43	Venta de servicios
48	Otros ingresos
49	Ajustes por inflación.
5	GASTOS
51	Administración
53	Provisiones, agotamiento, depreciaciones y amortizaciones
54	Transferencias
58	Otros gastos
59	Cierre de ingresos, gastos y costos
60	
6	COSTOS DE VENTAS Y OPERACIÓN
61	Costo de ventas de bienes
62	Costo de ventas de servicios
7	COSTOS DE PRODUCCION
75	Servicios públicos
79	Otros servicios

Una función importante de la contabilidad consiste en mostrar informes propios de cada actividad, lo que significa medir y reportar datos de operación separadamente para Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, en el caso de las empresas del sector eléctrico.

Todas las empresas deben tener claro el concepto de costo y gasto; según la investigación hecha por el Consorcio 2000 en la que se plantea la estructura de los costos ABC, se hace una clara separación entre conceptos de costos y gastos para la actividad de distribución, así:

- **COSTOS:** Incluyen los rubros inherentes y directamente relacionados con la prestación del servicio de distribución. Son imputables cuando se puede establecer una relación entre un factor de servicio y la actividad específica de distribución.

Los costos se ven reflejados en la cuenta 7 del catálogo de cuentas.

- **GASTOS:** Están asociados con la gestión que se hace para administrar el servicio de distribución. Corresponden a acciones necesarias para generar ingresos. No están involucrados directamente en el proceso de distribución.

Los gastos se ven reflejados en la cuenta 5 del catálogo de cuentas.

Cada unidad de servicio debe reportar sus propios ingresos, sus costos, sus gastos y las utilidades, este desglose permite un adecuado control de los costos y, eventualmente, una acertada remuneración tarifaria de los mismos

Las empresas integradas deberán presentar la información del sistema unificado de costos y gastos en forma independiente para cada uno de los servicios.

Los elementos básicos del costo o gasto son todos aquellos recursos que se utilizan para la prestación del servicio, estos son:

- Personal
- Materiales
- Equipos
- Edificios
- Misceláneos
- Bienes y servicios para la venta

Cuando un recurso ya sea de personal, materiales, equipos, edificios o misceláneos sea utilizado exclusivamente en una actividad, ese recurso será asignado, al igual que su costo, directamente a dicha actividad. Cuando los recursos son compartidos por más de una actividad, sus costos y gastos deben ser distribuidos entre todas las actividades, para lo cual se recomendarán inductores más adelante.

A continuación se define cada uno de los recursos para la asignación del costo.

❖ RECURSO DE PERSONAL

Gastos de personal administrativo: Se deben considerar todos los gastos ocasionados por concepto de la relación laboral existente (de conformidad con las disposiciones legales vigentes) que están directamente relacionados con la gestión administrativa encaminada a la dirección, planeación, organización de las políticas establecidas para la prestación del servicio. Ejemplo:

- Gerentes
- Auditores internos
- Recursos humanos
- Contabilidad
- Presupuestos, etc.

Costos de personal operativo: Se deben considerar todos los gastos de personal relacionados con las funciones operativas, y de mantenimiento en contraprestación a la labor realizada.

El costo del recurso humano es = [(constitutivo de salario)*factor prestacional + auxilio de transporte + no constitutivo de salario].

❖ RECURSO DE MATERIALES Y SUMINISTROS

Adquisición de toda clase de insumos fungibles y susceptibles de ser transformados, requeridos para el desempeño de la actividad de Distribución. Se incluyen conceptos como: productos químicos, combustibles y lubricantes, repuestos para vehículos, rodamientos, etc.

Dentro del proceso de gestión de materiales se desglosan las siguientes actividades, planear y pronosticar las necesidades de materiales para las diferentes unidades de servicio, adquirir los materiales, el manejo y uso de los mismos.

Es de suma importancia que desde el envío de los materiales con destino a cada una de las actividades, se asigne a cuál unidad de servicio corresponden, y cuál es el uso que se le va a dar a dichos materiales, por ejemplo, en el caso de los materiales para construcción, se hace necesario identificar si son para proyectos nuevos (en cuyo caso, no forman parte de los gastos AOM y son cubiertos por un componente tarifario distinto, el correspondiente a inversión) o para la operación de proyectos existentes (costos AOM). En la determinación de los costos y gastos AOM no deben incluirse costos de repuestos, los cuales son considerados en el Factor de Instalación y por lo tanto ya están remunerados. Tampoco se deben considerar materiales de reposición.

❖ RECURSO DE EQUIPO

Se deben considerar como costos y gastos todos los inherentes a los equipos como arrendamientos, leasing, mantenimiento y reparaciones. En el caso de los gastos AOM, no se considera un costo real la depreciación ya que es un costo puramente contable y la reposición se remunera por aparte en la tarifa.

Todas las adiciones, mejoras y reparaciones que incrementen significativamente la cantidad o la calidad de la producción o la vida útil del equipo se consideraran un mayor valor del activo, y para efectos tarifarios se consideran "inversión".

❖ RECURSO DE EDIFICIOS

Los costos de los edificios de empresas integradas se deben distribuir en las diferentes actividades en proporción al espacio o área ocupada, y en empresas no integradas se deben identificar los costos que son propios a esa actividad específica. Aquí se deben considerar rubros de arrendamiento, mantenimiento y reparación de los edificios. La reposición debe estar incluida en el porcentaje reconocido por la regulación para remunerar los Activos No Eléctricos (4,1% de los Activos Eléctricos), razón por la cual la depreciación de edificios no corresponde a un costo incluíble en el AOM.

Los edificios como tales son activos no eléctricos, y están discriminados en la cuenta 1640 propiedad planta y equipo, del catálogo de cuentas, pero su mantenimiento es considerado AOM.

❖ RECURSO DE MISCELÁNEOS

Corresponde a los conceptos habitualmente denominados como servicios generales, tales como aseo, vigilancia, asistencia técnica, servicios públicos.

Una de las características para ser considerados misceláneos es que no pueden ser asignados en una proporción exacta a cada unidad de servicio, se vuelven costos compartidos y generales, tales como las pólizas de seguros o la vigilancia general, los cuales pueden cubrir varias actividades. Por ello se hace indispensable que este costo sea asignado a las diferentes unidades de servicios teniendo en cuenta una base de asignación.

❖ RECURSO DE BIENES Y SERVICIOS PARA LA VENTA

Los costos de bienes y servicios para la venta, corresponden principalmente a la compra de bienes entre agentes prestadores para ser transformados, tratados y/o comercializados, tales como, la compra de energía y compra de agua en bloque. Se deben considerar también los costos compartidos y los correspondientes a contribuciones y otros conceptos necesarios en la prestación del servicio público, tales como pago o amortización de licencias y regalías. Los costos del uso de redes de otros distribuidores se incluyen en las tarifas, razón por la cual no deben considerarse en este ítem.

6.7 COSTEO BASADO EN ACTIVIDADES (ABC)

El enfoque de la contabilidad de costos por actividades para la gestión de costos divide la empresa en actividades; Una actividad describe lo que la empresa hace, la forma en que el tiempo se consume y las salidas de los procesos. La principal función de una actividad es convertir RECURSOS (materiales, mano de obra, tecnología) en salidas.

Todos los recursos que se consuman o gasten en la producción y prestación de los servicios públicos corresponden a los elementos básicos del costo o gasto identificado por la metodología del costeo ABC, como personal, materiales, equipo, edificios, misceláneos y bienes y servicios para la venta

Los costos de los recursos se pueden clasificar en directos e indirectos con respecto a cada actividad:

Directo: aquel plenamente identificable con la actividad de Distribución y asignable a ella de forma económicamente viable (medible). Los costos directos tales como materiales y mano de obra se pueden asignar en forma directa al objeto de costo.

Indirecto: aquel que es común a varias actividades por lo cual es difícil de identificar con una actividad específica y medir el costo imputable a cada uno en forma individual. Ej: espacio, tecnología, suministros, servicios públicos, seguros, impuestos, generales etc. Para asignar los costos indirectos a las diferentes actividades se deben seleccionar los inductores de costo más apropiados analizando la causalidad existente entre recurso y actividad

INDUCTORES DE COSTO (drivers): se puede definir como aquel factor cuya incurrencia da lugar a un costo de la actividad, por tanto pueden existir diferentes inductores en un centro de costos. Para la selección adecuada de un inductor debe existir una relación de causa - efecto entre el driver y el consumo del recurso por parte de cada actividad y cada objeto de costo, además de ser constante dentro de un lapso de tiempo específico, ser oportuno, de fácil manejo y medición.

Para seleccionar un inductor se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Facilidad de obtener información relacionada con el inductor
- Grado en el que el inductor mide el verdadero consumo de actividades por parte de los productos.

A continuación se detallan las características de cada recurso y se sugiere la forma de asignarlos entre las actividades de una empresa del sector eléctrico.

6.8 Elementos y criterios generales para la determinación de los costos y gastos (Inductores)

a. Costos de personal

Se pueden asignar a las actividades en función del tiempo dedicado a las mismas, su aplicación se puede hacer a través de aplicativos de sistemas en los cuales diariamente los trabajadores registran el tiempo dedicado a las diversas actividades de su competencia; a falta de estas aplicaciones se puede establecer un estándar que debe actualizarse constantemente. Por ejemplo:

- Personal técnico, 100% al costo
- Personal de operación y mantenimiento de redes de distribución, 100% trasladable al costo.
- Personal de operación que ejecute coordinación entre Transmisión y Distribución no puede ser asignado a los costos de AOM de Distribución, es un costo de Transmisión.
- Personal administrativo dedicado al manejo de quejas y reclamos relacionados con redes de distribución, se asigna en su totalidad a AOM de Distribución
- Personal asignado a atención de quejas y reclamos comerciales (facturación, medida, calidad, continuidad del servicio, etc.) no puede ser asignado a los costos de AOM, (Call Center).
- Personal encargado de distribuir las quejas y reclamos entre Comercialización y Distribución puede ser asignado por partes iguales: 50% comercialización, 50% distribución.
- Para los negocios integrados verticalmente, el costo del personal que no se pueda distribuir claramente, debería repartirse según los porcentajes de ventas de cada una de las actividades integradas.

b. Costo de materiales

Los materiales generalmente deben asignarse directamente, por la posibilidad de hacerlo a través de las aplicaciones del manejo de los inventarios, direccionando las salidas del almacén individual y claramente a cada centro de actividad. Debe tenerse en cuenta que en AOM no se deben incluir materiales relacionados con la reposición de activos, por ejemplo, cables, aisladores, crucetas, estructuras, postes, etc., sino únicamente los materiales fungibles y cuyo desgaste no se relaciona con la reposición, como por ejemplo, aceite, pintura, SF₆, etc.

c. Costo de edificios

Para efectos de la distribución de costos de recursos por mantenimiento de edificios debe tenerse en cuenta que tarifariamente el costo del arrendamiento equivalente está considerado en los activos No Eléctricos de la tarifa por lo que no deben incluirse arrendamientos. Los otros costos de mantenimiento y operación podrían distribuirse a los centros de cada actividad en proporción al área que ocupan.

d. Costo de equipos

Para la asignación de los conceptos de costos de equipos se requiere una información muy precisa del uso, dado que muchos de estos equipos se utilizan para la expansión de la red, cuya remuneración no se debe hacer en los costos AOM, por lo cual se deben identificar con precisión los equipos usados exclusivamente para mantenimiento, las depreciaciones, su identificación y su localización, por lo cual la empresa debe contar con un aplicativo o módulo de sistemas de activos fijos; igualmente, debe existir claridad sobre los equipos en arrendamiento o leasing, es importante resaltar que este recurso representa una parte importante de los costos totales dadas las grandes inversiones que demanda en equipos la prestación de los servicios públicos

e. Costos misceláneos

Corresponde a los conceptos generalmente denominados como SERVICIOS GENERALES y referidos a costos tales como vigilancia, aseo, cafetería, seguros, servicios públicos, afiliaciones, impuestos. Los inductores varían de acuerdo con el concepto.

Por ejemplo la vigilancia puede ser por área ocupada y vigilantes asignados, el aseo por áreas, la cafetería por número de trabajadores, la energía por medidores. Estos costos, en caso de ser compartidos con otras actividades, se podrían asignar en proporción a las ventas de cada negocio.

A continuación se detallan ejemplos de los Inductores más utilizados en la aplicación del sistema de costos ABC¹⁵

INDUCTORES DE LOS RECURSOS:

RECURSO	INDUCTORES
Tecnología	Horas máquina
Mano de obra	Horas de mano de obra
Materia primas	Cantidad de materiales fungibles
Equipos	Horas equipo
Edificios e instalaciones	Área ocupada
Vehículos	Horas de utilización
Suministros	Cantidad
Servicios públicos	Cantidad / kWh

¹⁵ Tomado de: ACTUALIZACION SISTEMAS UNIFICADOS DE INFORMACIÓN DE COSTOS Y GASTOS POR ACTIVIDADES PARA ENTES PRESTADORES DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS-DOCUMENTO PRELIMINAR-Julio 2005.Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, pag. 48-49.

INDUCTORES DE ACTIVIDADES:

ACTIVIDAD	INDUCTORES
Compras	No de ordenes de compra
Recepción de inventarios	No de recibos
Planeación de producción	No de ordenes de producción
Producción	Numero de horas de producción
Diseño de productos	No de horas de diseño
Control de Calidad	No de inspecciones
Laboratorios	No de pruebas u horas de prueba
Entrenamiento técnico	Hombres-horas
Admón. de inventarios	No de referencias
Admón. de Bodegas	No de despachos
Contabilidad	No de transacciones
Servicio al cliente	No de clientes atendidos
Mercadeo	No de visitas realizadas

En ausencia de criterio para escoger el inductor mas apropiado, se propone que los gastos se repartan en proporción a las horas de mano de obra directa.

6.9 Codificación propuesta

En la codificación contable hay cuentas y rubros que se conocen directamente a que unidad de servicio van asignadas, estas deben llevarse directamente a la cuenta a la cual pertenecen y a la unidad respectiva, pero, existen otras rubros que no son fáciles de distribuir en cada unidad de negocio, ya que corresponden a varias de ellas, la asignación de dichas cuentas debe hacerse a través del inductor más apropiado para cada proceso; a continuación se propone la codificación contable y manejo de los costos AOM en dichas cuentas, ver cuadro número 9 Estructura contable versus costeo ABC.

Para ejemplificar el manejo de la cuenta cinco (5 gastos) se toman los rubros indirectos (cuentas de difícil asignación) como el sueldo del Gerente de una empresa de energía eléctrica que presta su servicio a las 4 unidades de servicio Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, y los sueldos que son de asignación directa a la unidad de servicios, como por ejemplo la secretaria de Distribución de energía.

Del total del recurso anual de sueldo de personal \$1.489.856.651, se estableció como sueldos directos un valor de \$1.249.856.651 y el resto como sueldos indirectos de \$240.000.000, que se deben asignar a las diferentes unidades de servicios a través de un inductor que en este caso seria horas hombre (H.H.); se estima que el total de horas indirectas para asignar son 2880 de las cuales 1080 le corresponden a Generación, 720 horas a Transmisión, 840 a Distribución y 240 a Comercialización.

Por asignación directa le corresponde a Generación \$162.394.368, a Transmisión \$434.984.913, a Distribución \$347.987.931 y a Comercialización \$304.489.439.

Aplicando el costeo ABC a lo indirecto, e integrándolo a la codificación contable, se tiene:

Si \$240.000.000 corresponden a 2880 horas anuales, a:

1080	horas	le corresponden	\$90.000.000	Generación
720	horas	le corresponden	60.000.000	Transmisión
840	horas	le corresponden	70.000.000	Distribución
240	horas	le corresponden	20.000.000	Comercialización

Contablemente se vería reflejado:

5	Gastos		
51	Administración		
5101	Sueldos y salarios		\$240.000.000
510101	Sueldos personal		240.000.000
51010141	Generación	\$90.00.000	
51010142	Transmisión	60.000.000	
51010143	Distribución	70.000.000	
51010144	Comercialización	20.000.000	

Para el caso de Distribución o cada unidad de servicios, todo lo correspondiente a la codificación 43 se sumaría y va a la cuenta 589923 como gastos asignados o costos del servicio, la cual registra el valor de las operaciones contables originadas en la asignación de los gastos incurridos en los procesos y funciones de apoyo a la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

En el cuadro número 9 (Estructura contable versus costeo ABC) se observan las siguientes convenciones:

- ▶ La línea punteada, indica los valores que se deben transferir de Distribución como gastos asignados o costos del servicio.
- ▶ La línea azul, indica la asignación directa.
- ▶ La línea roja, indica la Distribución de lo indirecto a través del inductor (Horas hombre).
- El recuadro morado, indica los valores asignados a la unidad de servicio de Distribución.

A continuación se ejemplifica una de las cuentas de difícil asignación para los costos, así se tiene:

Se paga por concepto de energía eléctrica y alumbrado público consumido por la empresa que integra las cuatro unidades de servicio, Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización un total de \$456.000.000. El edificio consumo 23.000 kWh. Se ha determinado que Generación consumió 7.000 kWh, Transmisión 3.000 kWh, Distribución 5.000 kWh y 8.000 kWh para comercialización.

Aplicando el costeo ABC y la codificación contable, se tiene que el inductor asignación es kilovatio por hora:

Si \$456.000.000 corresponden a 23.000 kv/hr a:

7.000 kv/hr	sería	\$138.782.609
3.000 kv/hr	sería	59.478.261
5000 kv/hr	sería	99.130.435
8000 kv/hr	sería	158.608.696

7	Costos		
75	Servicios Públicos		
7545	Servicios Públicos		\$456.000.000
754504	Energía y alumbrado		456.000.000
75450441	Generación	\$138.782.609	
75450442	Transmisión	59.478.261	
75450443	Distribución	99.130.435	
75450444	Comercialización	158.608.696	

NOTA: Es responsabilidad de la Superintendencia de Servicios Públicos, armonizar el lenguaje contable que permita identificar, medir procesar, emitir juicios, comunicar unos costos y gastos AOM Y ejercer sus funciones de control y vigilancia.

6.10 Instructivo teórico para la determinación de los costos y gastos AOM

Adicionalmente al instructivo general que maneja el catalogo de cuentas, las empresas deberán acogerse al instructivo conceptual detallado que se propone, para lograr una mejor identificación de los costos AOM y homogenizar la información con fines regulatorios

En el cuadro No. 1, se analizan la totalidad de las cuentas de los códigos 5 y 7 (gastos y costos) a fin de determinar si forman parte del AOM, o si deben ser excluidas. En columna sexta de dicho cuadro, se incluyen los comentarios pertinentes para determinar la validez de una cuenta específica, o se hacen observaciones acerca de la forma adecuada de distribuir el gasto entre las distintas unidades de negocio.

La idea básica es que a partir de ese instructivo, las empresas reporten sus costos y gastos AOM. Con esa información, se podrán establecer mecanismos de evaluación de eficiencia y de determinación de esquemas tarifarios adecuados.

Según los principios de causación, realización, y asociación de ingresos, del Decreto 2649 de 1993, la sumatoria de las cuentas 5 (gastos) y 7 (costos) del catálogo de cuentas debe reflejar la operación de la empresa. Considerando esta premisa, se verificará si todos los rubros involucrados en estos grupos contables son susceptibles de ser tratados como costos AOM, se analizarán todas las excepciones que no apliquen a este concepto, y para ello se tendrá en cuenta si están remunerados en la tarifa como inversión o como reposición. En cada caso se hará la debida sustentación.

El objetivo es orientar a las empresas del sector para que identifiquen cuáles son los conceptos y las cuentas constitutivas de costos AOM.

Se revisaron todas las cuentas que constituyen el catálogo del sector eléctrico, (grupo 5 gastos, 6 costos del servicio y 7 costos), con base en el manual general establecido por la Superintendencia, y a partir del concepto contable y de la aplicación del mismo se determinó si dichos rubros pueden o no considerarse como costos AOM.

El instructivo (Ver Cuadro Número 1, Instructivo Teórico) está compuesto por 7 columnas, las cuales se designan así:

Código: Número establecido para identificar la cuenta.

Denominación: Nombre de la clase, grupo, cuenta y subcuenta.

AOM: Ésta casilla se marca con una X cuando, de acuerdo con el concepto contable y la aplicación del mismo, se considera la cuenta como AOM.

No AOM: Ésta casilla se marca con una X cuando por concepto contable, por determinación de los organismos reguladores, por excepción o porque ya se consideró en la tarifa, la cuenta no hace parte de los costos AOM.

N.A. (No Aplica): Se marca con X cuando el concepto no se usa en el sector, corresponde a otras unidades de servicios diferentes a la Distribución, o cuando ninguna de las empresas considera esta cuenta.

Concepto: Se define la cuenta o se establecen algunas consideraciones importantes con respecto a ella. Ésta es la casilla que ratifica la clasificación de una cuenta como costo AOM o no.

Es importante mencionar que algunas cuentas son clasificadas como costos AOM y NO AOM al mismo tiempo, esto significa que hay cuentas que son susceptibles de ser revisadas, ya que dependen del contexto en que se analicen.; entre ellas las que se relacionan a continuación:

Tabla 6.9. Grupos de cuentas por clase

CUENTAS SUJETAS A CONTROL		SITUACION DE ANALISIS
CÓDIGO	DESCRIPCION	
511106	Estudios y Proyectos	No deben ser incluidos gastos que tengan que ver con proyectos nuevos
511111	Comisiones, honorarios y servicios.	Se debe especificar a través de notas, que tipos de contratos se estipulan en esta cuenta.
511114	Materiales y suministros	Solo se deben incluir materiales fungibles, necesarios para el mantenimiento de los equipos en Distribución de energía.
511116	Reparaciones	No debe confundirse con la reposición de equipos, ya que este factor ya se incluye en la tarifa.
511136	Implementos deportivos	No deben estar incluidos en este rubro implementos distintos a los necesarios para lograr la recreación de los empleados del negocio de Distribución.
511140	Contratos de administración	Se debe justificar que los contratos aquí establecidos no estén incluidos en rubros de la cuenta de persona.

511154	Organización de eventos	Este es un rubro de liberalidad de la empresa, por lo tanto no debe ser registrado como costo AOM.
511159	Licencias y salvoconductos	Solo se incluyen las necesarias para la operación y mantenimiento de la red.
751056	Estudios y Proyectos	No deben ser incluidos costos que tengan que ver con proyectos nuevos.

Las empresas del sector eléctrico para aceptar un rubro como gastos o costos debe establecer que este corresponda efectivamente a la actividad que se desea remunerar; en el caso del AOM de Distribución, es claro que deben excluirse todos los gastos y costos asociados a la inversión en redes, subestaciones y centros de control (puesto que el esquema regulatorio remunera estas inversiones de manera independiente) y los gastos y costos asociados a la reposición de los mismos (que igualmente son remunerados por otros componentes de la tarifa); así, rubros como depreciación, estudios de factibilidad, amortizaciones, provisiones etc, deben quedar excluidos del cálculo del costos AOM.

A continuación se relacionan los cuadros obtenidos a partir del instructivo teórico:

- Cuentas AOM (Cuadro Número 2)
- Cuentas no AOM (Cuadro Número 3)
- Cuentas que no son utilizadas por ninguna empresa (Cuadro Número 4)
- Cuentas poco utilizadas por las empresas del sector (Cuadro No. 5)

BIBLIOGRAFIA

- [1] Laffont, J. and J. Tirole (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT Press.
- [2] Laffont, J. and D. Martimort (2002). *The Theory of Incentives: The Principal-Agent Model*. Princeton University Press.
- [3] Banker, R. (1989): "An introduction to data envelopment analysis with some of its models and their uses". *Research in government and nonprofit accounting – Vol. 5 – pgs. 125,163*.
- [4] Banker, R.(1993). "Maximum Likelihood, Consistency, and Data Envelopment Analysis: A Statistical Foundation". *Management Science* 39(10), pags. 1265–1273.
- [5] Banker, R., Charnes, A. y Cooper, W. (1984). "Models for Estimating Technical and Scale Efficiencies in Data Envelopment Analysis". *Management Science* 30(9).
- [6] Caballero, C., A. Jadresic., M. Ramírez. (1998). *El marco institucional para la regulación, supervisión y control de los servicios públicos en Colombia: propuesta para su fortalecimiento*. Cuadernos de Fedesarrollo 18.
- [7] Charnes, A., Cooper, W. y Rhodes, E. (1978). "Measuring Efficiency of Decision Making Units". *European Journal of Operations Research*, 3, 4, July.
- [8] ----- (1979). "Short Communication: Measuring Efficiency of Decision Making Units". 3, 4, July.
- [9] ----- (1981). "Evaluating Program and Managerial Efficiency: An Application of Data Envelopment Analysis to Program Follow Through". *Management Science*, 27, 6, June
- [10] Charnes, A., Cooper, W., Huang, Z. y Sun, D. (1990). "Polyhedral Cone-Ratio DEA Models with an Illustrative Application to Large Commercial Banks". *Journal of Econometrics*, 46 pags. 73–91.
- [11] Coelli, T., D.P. Rao and G. E. Battese. (1998). *An Introduction to Efficiency and Productive Analysis*. Kluwer Academic Publishers. Boston.
- [12] Coelli, Tim., et al. (2003). *Una introducción a las medidas de eficiencia: para reguladores de servicios públicos y de transporte*. Alfaomega. Banco Mundial
- [13] Fare, R. y Grosskopf, S. (1985). "A Nonparametric Cost Approach to Scale Efficiency". *Scand J Economic* 87: 594–604.
- [14] Ramírez, A. (2007). "Consequences of omitting relevant inputs on the quality of the data envelopment analysis under different input correlation structures". Universidad EAFIT, Colombia. Mimeo.
- [15] Stern, J. and J. Cubbin (2003). *Regulatory Effectiveness: the Impact of Regulation an Regulatory Governance Arrangements Industry Outcomes. A Review Paper, Preliminary Draft, Discussion Paper Series, No. 04/01*. Department of Economics, School of Social Sciences, City University, London. Citado por: Caballero, C., A. Jadresic., M. Ramírez. (1998).
- [16] Thompson, R., Langemeier, L., Lee, C. y Thrall, R. (1990). "The Roll of Multiple Bounds in Efficiency of Analysis with Application to Kansas Farming". *Journal of Econometrics*, 46 pags. 93–108.