

Evaluación de un Mecanismo Regulatorio basado en Empresa Modelo Eficiente para Distribuidoras de Energía Eléctrica en Colombia *

Diana Yaneth Kassem Ríos

Resumen

Desde la introducción de las reformas regulatorias ocurridas a principios de los 90's, las empresas distribuidoras de energía han exhibido resultados financieros por debajo de los esperados. Esto ha obedecido a factores relacionados con la situación inicial de las empresas, su heterogeneidad, la dinámica macroeconómica del país, y aspectos relacionados con el esquema regulatorio utilizado.

Este trabajo indaga sobre el ejercicio, los resultados y la conveniencia del actual mecanismo regulatorio de la actividad de distribución de energía eléctrica. De una parte, profundiza en la noción de eficiencia promovida por el regulador y se analizan los resultados de la regulación por precio máximo con estándares de costos utilizada hasta ahora. De otra parte, se evalúa la implementación de un mecanismo alternativo, conocido como Empresa Modelo Eficiente, un esquema de benchmarking utilizado con éxito en Latinoamérica, en países como Chile y Perú.

Se puede afirmar que el modelo de Empresa Eficiente ofrece resultados regulatorios que fijan metas realistas para las empresas, acordes con su situación inicial, dado que regula a cada una según sus características fundamentales. Constituye además, un conjunto único de reglas, lo que contribuye con la claridad y estabilidad regulatoria. Sin embargo, el esquema requiere de gran cantidad de información y puede resultar costoso debido a sus exigencias técnicas. Su aplicación en Colombia es viable, aunque requiere de mejoras institucionales en aspectos como la recopilación de información completa, oportuna y homogénea tanto del mercado como de las empresas.

Clasificación JEL: D61, G14, G18, L51, L94, L97, Q4.

Palabras Claves: Regulación Económica, Benchmark competition, Empresa Modelo, Eficiencia, Distribución de energía eléctrica

* Artículo realizado como tesis de Magíster en Economía de la Universidad de los Andes, asesorada por Angela Inés Cadena. Se agradece la valiosa colaboración de la asesora, los jurados, y de todas aquellas personas que de una u otra forma se interesaron por este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	0
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. EFICIENCIA Y REGULACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
¿QUÉ ES CONSIDERADO EFICIENTE?.....	5
PARTICULARIDADES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	7
EL NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	8
EFICIENCIA EN LA REGULACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	10
ESQUEMAS DE REGULACIÓN UTILIZADOS EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	11
III. REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA	17
IV. PROPUESTA DE REGULACIÓN POR EMPRESA MODELO EFICIENTE EN COLOMBIA	23
DETERMINACIÓN DE ÁREAS TÍPICAS Y SELECCIÓN DE UNA EMPRESA DE REFERENCIA.....	23
PROYECCIONES DE DEMANDA DE CORTO Y MEDIANO PLAZO POR ENERGÍA EN CADA ÁREA	24
CARACTERIZACIÓN DE LA EMPRESA DE REFERENCIA, CODENSA S.A E.S.P.....	25
DIMENSIONAMIENTO DE LA RED NECESARIA PARA ATENDER LA DEMANDA ESTIMADA POR ÁREA TÍPICA.	
VALORACIÓN DE LA RED DISEÑADA (COSTOS DE INVERSIÓN ELÉCTRICA).....	29
DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS	31
DIMENSIONAMIENTO DE LA ORGANIZACIÓN EMPRESARIAL. VALORACIÓN DE OTROS COSTOS.....	33
OBTENCIÓN DEL VAD Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA	38
VERIFICACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD	40
VENTAJAS E INCONVENIENTES EN EL PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN DEL ESQUEMA DE EMPRESA MODELO EFICIENTE	40
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	41
ANEXOS.....	45
ANEXO A - TABLAS	46
ANEXO B – FUNDAMENTOS MICROECONÓMICOS DE EMPRESA MODELO	49
ANEXO C - EXPERIENCIA CHILENA EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	51
ANEXO D - METODOLOGÍA APLICADA EN PERÚ PARA EL PERIODO TARIFARIO 2002-2006	53
BIBLIOGRAFÍA	58

I. Introducción

A comienzos de la década de los 90's, el sector energético colombiano se componía de empresas públicas que, en general, mostraban crisis financiera y un alto grado de intervención política en sus decisiones empresariales. No existían objetivos sectoriales, mecanismos competitivos en la fijación de precios, ni niveles de inversión adecuados. El “apagón” sufrido en la primera mitad de la década de los 90's, evidenció la pobre capacidad de todo el sistema de generación e interconexión nacional y la necesidad de obtener eficiencia y competitividad en la prestación del servicio. (CFP, 1989).

La Constitución Política de 1991 buscaba la promoción de la apertura y el fomento de la participación de capital privado dentro de los sectores de servicios públicos, así, dentro de este marco, se emprendió el cambio de los esquemas de regulación de la prestación de servicios considerados, hasta entonces, puramente públicos. El objetivo de las reformas era liberar recursos públicos para financiar programas de salud y educación, a través de políticas de atracción de inversión extranjera directa. Adicionalmente se buscaba mejorar los índices de cubrimiento y calidad, y separar los roles de regulador y empresario que desempeñaba el Estado colombiano.

Para lograr esto, se implementó un nuevo marco legal para la prestación de servicios públicos y la regulación del sector eléctrico, reglamentado por las Leyes 142 y 143 de 1994. A partir de allí, las funciones de regulación, control y vigilancia fueron delegadas en entes técnicos especializados, la Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, respectivamente. De otra parte, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME fue encargada de la planificación de la expansión a largo plazo según los objetivos sectoriales.

Las reformas se asociaron a la creación del Mercado Mayorista de Electricidad, la separación de los usuarios en regulados y no regulados, según su nivel de consumo, y a la separación de las actividades eléctricas en generación, transmisión, distribución y comercialización. La regulación se orientó, principalmente, hacia el fomento de la competencia en aquellas actividades potencialmente competitivas como generación y

comercialización, y hacia el control de las actividades con características de monopolio natural como la transmisión y la distribución. En estas últimas, el objetivo era incentivar mejoras continuas en eficiencia, reflejadas en calidad del servicio, precios razonables para el usuario, y niveles adecuados de cobertura. Estos incentivos debían ser dados por la CREG a través del establecimiento periódico de fórmulas tarifarias generales, producto de mecanismos regulatorios.

Pese a lo anterior, desde finales de la década de los 90's, la mayoría de empresas dedicadas a la distribución de energía eléctrica en Colombia, empezaron a presentar resultados financieros deficientes. A 31 de diciembre de 2001¹ el consolidado neto del grupo de las distribuidoras – comercializadoras presentaba pérdidas financieras por \$403 mm, 106% por encima de la pérdida obtenida en 2000. De las 14 empresas integradas verticalmente, 5 mostraron utilidades positivas (EPM, EPSA, EADE, CETSA y EMDEP), mientras que de las 17 empresas dedicadas a la distribución y comercialización, 6 lo hicieron (CODENSA, CENSA, EEBP, ELECTROCAQUETA, PUTUMAYO y RUITOQUE) (Supercifras No.6).

Esto permite afirmar que para la mayoría de las firmas, la rentabilidad sobre activos no fue la esperada. Se puede observar además, que desde 1998 la situación financiera de la mayoría de las empresas ha venido deteriorándose, concentrándose las mayores pérdidas del sector en ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA (Anexo A- Tabla A1). A excepción de unas pocas², las empresas distribuidoras municipales han tenido problemas financieros, lo que pone en riesgo el sistema si se considera que estas distribuidoras prestan el servicio en una tercera parte del territorio nacional, cubren el 36% de la población total y sus ventas de energía representan cerca del 18% de la demanda total (Ayala, 2002).

Diversos factores han contribuido a la debilidad financiera de las empresas distribuidoras, entre ellos las características de las zonas y usuarios que atienden, la cultura

¹ Es importante anotar que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios no cuenta con información más actualizada. Se espera que el informe "Supercifras No.7" que incluye la información para los años 2002 y 2003, sea publicado en los últimos meses de 2004.

² CODENSA, EPM y EPSA.

del no pago de usuarios y agencias públicas relacionado con los altos niveles de cartera morosa, los altos niveles de pérdidas no técnicas (principalmente hurto de energía), y la gestión empresarial deficiente. Entre las empresas cuya viabilidad financiera se encuentra comprometida, están las firmas con mercados menos concentrados y una mayor participación de usuarios rurales y estratos subsidiados.

Adicionalmente, las condiciones económicas recesivas que caracterizaron los últimos años de la década de los 90's, sumadas a la situación inicial de la mayoría de las empresas al momento de la reforma, influyeron en la crisis de las empresas de distribución en Colombia³. Adicionalmente, el proceso de privatización del sector eléctrico empezó por la generación, y no por la distribución de energía como se hizo en otros países. Según la SSPD, en 1998 los inversionistas privados tenían el 61.5% del parque generador y sólo el 47.5% de la distribución, de forma que en el mercado de usuarios finales, las empresas distribuidoras no privatizadas atendían el 52.5% de la demanda nacional.

El rezago en el proceso de privatización de las distribuidoras obedeció por una parte al poco atractivo a la inversión que ofrecían las empresas, y de otra parte a la existencia de intereses opuestos a las reformas⁴ (Ayala, 2002). Con el tiempo surgió un círculo vicioso en el que las empresas cada vez eran menos rentables por lo que no atraían inversión y al no recibir inversión se volvían aún menos rentables. Al no atraer inversión, las empresas continuaron siendo capital público (nacional o municipal), perpetuando su estatus de “carga fiscal” y muchas de sus fuentes de ineficiencia. Simultáneamente no alcanzaban los niveles de eficiencia, ni los parámetros de calidad y expansión de la red exigidos por la CREG, conservando así su poca sostenibilidad económica y financiera.

Debido al freno a la introducción de capital privado, aún quedan en manos del Estado 13 empresas distribuidoras, la mayoría de ellas atendiendo mercados débiles (usuarios relativamente dispersos y con poca capacidad de pago).

³ Como resultado de la recesión, en 1998 la demanda por energía solo creció 1.9% y en 1999 se redujo en 6.5%, siendo los sectores industrial y residencial los que presentaron mayor decrecimiento en el consumo.

⁴ En particular a los políticos regionales que se beneficiaban del status quo al obtener rentas considerables de las empresas públicas existentes.

El negocio de distribución eléctrica ha sido regulado en Colombia a través de un mecanismo basado en costos conocido como “Price Cap” y un conjunto de exigencias sobre la calidad y cobertura del servicio ofrecido. Sin embargo, la utilización del actual mecanismo de regulación de empresas distribuidoras de energía no ha resuelto satisfactoriamente los problemas exhibidos por estas debido, principalmente, a los limitantes propios del esquema y a los derivados del proceso regulatorio en sí mismo. Problemas como asimetrías en la información y alta heterogeneidad entre empresas se han reflejado en dificultades para señalar las metas y los niveles de eficiencia esperados. La exigencia de estándares de producción y eficiencia que muchas de las empresas no pueden alcanzar, sumado a las difíciles condiciones macroeconómicas de los últimos años, han tenido como consecuencia pobres resultados financieros de las firmas y muy pocos incentivos a la inversión, lo que se ha reflejado en una expansión de la red por debajo de lo esperado.

Como consecuencia, este estudio tiene como objetivo profundizar en un esquema alternativo de regulación conocido como Empresa Modelo Eficiente, evaluando la viabilidad de su aplicación en la regulación de empresas de distribución eléctrica en Colombia. Se indaga sobre el ejercicio, los resultados y la pertinencia del actual esquema regulatorio de la actividad de distribución de energía eléctrica para dar las señales de eficiencia económica y dinámica, y garantizar la suficiencia financiera de las empresas.

Este documento se compone de cinco secciones siendo esta introducción la primera. En la segunda se profundiza en la noción de eficiencia promovida por el regulador y los mecanismos asociados a tal propósito, y se describen los esquemas regulatorios aplicables al segmento de la distribución de energía eléctrica, con énfasis en aquellos aplicados más comúnmente tanto a nivel nacional como latinoamericano. En la tercera sección se describe el sistema de distribución en el país y se analizan las características y los resultados de la aplicación del mecanismo de precio máximo con estándares de costos utilizado en Colombia. En la cuarta sección, se evalúa en detalle la aplicación del mecanismo de regulación por Empresa Modelo Eficiente, y se estructura una propuesta para su implementación en Colombia, utilizando como firma de referencia una empresa como

CODENSA S.A. E.S.P. Para terminar, se presentan las conclusiones derivadas de este trabajo y se hacen algunas recomendaciones tanto para su implementación en Colombia, como para investigaciones futuras.

II. Eficiencia y Regulación en la Distribución de Energía Eléctrica

¿Qué es considerado eficiente?

Eficiencia es la virtud o facultad para obtener un efecto determinado. La eficiencia económica, es entonces, la virtud de alcanzar el objetivo económico, es decir, el logro de una “buena” asignación de recursos escasos entre agentes rivales.

Se dice que una asignación es eficiente en el sentido de Pareto si se hace de forma que, ante un cambio, no sea posible mejorar el bienestar de un agente sin empeorar el de otro, lo que implica la utilización óptima de los factores. Según la escuela neoclásica marginalista, la eficiencia en el sentido de Pareto se da cuando se satisfacen las condiciones de eficiencia asignativa y eficiencia técnica, llamada también eficiencia productiva. Según la primera los recursos deben destinarse según el valor que los consumidores asignen a los diferentes bienes, mientras que la segunda determina que cada productor debe tratar de obtener el máximo volumen posible de producto a partir de sus insumos escasos.

Si los mercados de bienes y servicios cuentan con las características de competencia perfecta⁵, el mecanismo de precios actúa automáticamente, conduciendo a eficiencia asignativa y por ende a eficiencia productiva. Es decir, bajo determinadas condiciones, el mercado garantiza por sí mismo que los demandantes consuman los bienes, en cantidades y a precios que permitan maximizar su utilidad y que las empresas se ocupen de las actividades más rentables, desde el punto de vista económico, siendo expulsadas del mercado aquellas que resulten menos eficientes. El punto óptimo es aquel en el que el precio que maximiza la ganancia de la empresa, y que es cobrado al consumidor final, es

⁵ i) bajo procesos productivos idénticos las firmas producen bienes homogéneos; ii) perfecta movilidad de entrada y salida de los recursos productivos; iii) flexibilidad en precios y salarios; iv) perfecta información de todos los agentes económicos; y v) número grande de oferentes y demandantes de forma que haya ausencia de poderes de mercado.

igual al costo marginal de producción, lo que constituye una condición de equilibrio de largo plazo.

Una última condición de la eficiencia económica es la existencia de eficiencia dinámica, que se refiere al logro de eficiencia de largo plazo y está ligada a la inexistencia de barreras de entrada y salida del mercado. Este concepto, antes implícito en el concepto de eficiencia económica, busca garantizar la consistencia entre los objetivos de corto y largo plazo de las empresas asegurando su sostenibilidad en el tiempo.

Con relación a la eficiencia distributiva o eficiencia en el intercambio, dentro del modelo económico competitivo, son las leyes de oferta y demanda las que determinan el modo en el que se reparte la renta que se genera. Este resultado puede ser eficiente económicamente, aunque, de manera clara, puede dar lugar a una distribución poco aceptada siguiendo los juicios de valor de la sociedad. En este caso se requiere de algún tipo de intervención, ya sea vía subsidios, impuestos, contribuciones, etc., con el que se realice una nueva distribución, diferente a la realizada por el mercado. Se debe notar que el óptimo social no se obtiene a partir de la agregación del comportamiento de los agentes individuales.

En síntesis para que exista eficiencia económica se deben cumplir con las condiciones de eficiencia asignativa, técnica, dinámica y distributiva, lo que ocurre en aquellos mercados en los que existe competencia perfecta. Sin embargo, en los casos en los que las condiciones ideales no se cumplen (presencia de externalidades, poderes monopólicos, información asimétrica, indivisibilidad de las inversiones, entre otros), el mercado no logra alcanzar por sí mismo el objetivo de eficiencia asignativa, por lo que el precio no es igual al costo marginal y adicionalmente, no se alcanza la eficiencia productiva, dado que pueden existir incentivos o restricciones que conlleven a no utilizar los insumos de la mejor forma posible. Por lo anterior, tampoco se da la eficiencia dinámica y, dada la presencia de poderes monopólicos, tampoco hay lugar a eficiencia distributiva.

Para que se de eficiencia en el suministro de servicios públicos caracterizados por transarse en condiciones imperfectas, es necesario un marco regulatorio que introduzca los incentivos adecuados para que en el largo plazo se llegue a un precio de equilibrio, que lleve a productores y consumidores a un óptimo paretiano. En particular, como menciona Bonifaz (2001), dado que la estructura de organización industrial de la distribución eléctrica corresponde a la de un monopolio natural, el equilibrio al que se llegaría sin regulación sería poco deseable desde el punto de la eficiencia económica, ya que el precio que se cobraría estaría por encima del costo marginal y el monopolista podría beneficiarse indefinidamente de los beneficios económicos.

De esta manera, con el propósito de alcanzar una asignación eficiente de los recursos, los objetivos del regulador deben estar orientados a lograr que el precio cobrado por el monopolista se aproxime al costo marginal, con lo cual mejora la eficiencia económica y reducen los beneficios extraordinarios que recibe. Así en el equilibrio de un monopolio natural regulado i) debe existir una única empresa operando en el mercado, en este caso una empresa por área de servicio, lo cual es tecnológicamente eficiente; ii) la empresa debe obtener una utilidad neta de costos e inversiones igual a cero y, iii) se debe alcanzar el equilibrio socialmente eficiente. Es necesario notar que las características de la industria eléctrica, y en particular, del negocio de distribución, imponen sobre el regulador exigencias adicionales en cuanto al logro de su objetivo.

Particularidades de la industria eléctrica

La industria eléctrica posee condiciones particulares de oferta y demanda, que tienen impacto sobre la forma como el sector eléctrico debe ser regulado.

De una parte, almacenar energía tiene costos muy altos, por lo que esto resulta casi imposible. Así, debe existir un balance entre generación y consumo en cada momento del tiempo. Hay que tener en cuenta que la demanda por electricidad varía cada hora y no es igual para todos los días de la semana. Adicionalmente, las unidades de generación tienen restricciones de capacidad y operación que hacen que los costos marginales sean altos en niveles de producción cercanos a la capacidad plena, lo que plantea la necesidad de que

exista cierta “sobrecapacidad” instalada en el sistema que posibilite atender estas demandas, lo que impone un costo adicional a la generación eléctrica que deberá reflejarse en la tarifa al usuario final.

Por último, se puede mencionar que la demanda energética es virtualmente inelástica a cambios en el precio (por lo menos en el corto plazo) debido a que el consumidor final no puede percibir los cambios instantáneos en los precios, los cuales corresponden a las variaciones en el costo que tiene para el generador proveer de electricidad a todos los niveles de la red, a cada instante del día. De esta forma, nada o casi nada del continuo balanceo entre oferta y demanda es percibido por los consumidores finales, a menos que el operador de red decida racionar el consumo. Así, la relación entre producción y consumo no es como la de un bien normal que puede ser regulado por oferta y demanda en un mercado competitivo. Por lo general, no hay relación directa entre el electrón que un generador pone en un nodo de la red eléctrica y aquel que el consumidor toma en otro (Millán et al, 2000).

En resumen, los altos costos del almacenamiento de energía y la composición y restricciones del parque generador y transportador, constituyen serias limitaciones a la cantidad máxima de electricidad que puede ser despachada en un momento determinado, lo que hace que la oferta sea inelástica en el corto plazo (más aún en las horas pico). Lo anterior sumado a la inelasticidad de la demanda, hace que los precios de corto plazo de la electricidad sean muy volátiles en el mercado. Esto se acentúa debido a que los mercados no son completamente competitivos y a que es necesaria la existencia de capacidad instalada excedente con la que se pueda asegurar el suministro de energía en horas de mayor demanda, garantizando la confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio. Todo lo anterior hace que los agentes del lado de la oferta puedan ejercer poder de mercado, fijando los precios por encima del nivel al que este se vacía.

El Negocio de la Distribución de Energía

El transporte de energía desde el lugar en que se genera hasta el consumidor final, se puede dividir en tres etapas: transmisión, subtransmisión y distribución. La primera es el

transporte de energía a altos niveles de tensión a través de grandes distancias desde el lugar de generación hasta los grandes centros de consumo. Una vez allí, el voltaje se reduce a valores medios con el fin de facilitar la entrega de energía llevándola hacia diferentes centros de consumo, esto es la *subtransmisión*. Finalmente, para poder entregar la electricidad a los usuarios finales, se requieren reducciones de voltaje adicionales hasta niveles de tensión bajos, lo que se denomina *distribución*.

Las redes de distribución se componen de líneas de transporte aéreas o subterráneas, transformadores, conectores y desconectores, empalmes y equipos de medición y control. En general, en distribución, las redes se clasifican en baja y media tensión, según el tamaño del consumo y la necesidad de optimizar las pérdidas en líneas, siendo estas menores a mayores tensiones. De otra parte, dado que uno de los objetivos del sistema de distribución es minimizar los cortes de energía a los usuarios, existen distintas topologías de redes que condicionan la forma en la que se asegura el servicio, permitiendo hacer frente a emergencias y sobrecargas del sistema. De esta forma, los sistemas pueden ser radiales, de anillo o enmallados, cada uno con diferentes niveles de garantía sobre la continuidad del servicio y diferentes costos.

El negocio de redes de distribución eléctrica es un monopolio natural dado que existe subaditividad de costos, es decir, una sola empresa puede satisfacer el mercado a un costo menor que una configuración industrial de dos o más empresas en la misma área⁶. Sin embargo, no existen economías de escala para áreas servidas con similares características, lo que posibilita la existencia en el mercado de dos o más firmas de distintos tamaños, siempre y cuando sus instalaciones no se traslapen. De esta forma puede existir competencia *por* el mercado más no *en* el mercado (Chahín, 2002). Por otro lado, existen economías de densidad, traducidas en mayores costos para los distribuidores que operan en áreas menos densas.

⁶ Una firma tiene una función de costos subaditiva si le cuesta menos producir en forma conjunta que en forma separada. En el caso de la distribución existe subaditividad dado que una empresa puede distribuir q unidades a un costo $C(q)$, mientras que dos empresas lo hacen a un costo igual a la suma de los costos de producción de cada empresa $C'(q)$, siendo $C(q) < C'(q)$ (Bernstein, 1999).

Eficiencia en la Regulación de Distribución Eléctrica

Al estudiar la noción de eficiencia en el contexto de la regulación de empresas distribuidoras de energía, es necesario tener en cuenta que la eficiencia mostrada por una firma es resultado de factores endógenos y exógenos a su gestión. Dentro de los primeros están los factores administrativos y las decisiones propias de la empresa sobre su operación, mientras que los segundos corresponden a las condiciones del mercado en el que se opera y a las restricciones impuestas por la regulación en términos de precios, calidad y cobertura.

Los factores endógenos están relacionados con la capacidad administrativa y técnica para distribuir la energía demandada a través de la red reduciendo al máximo los costos de prestación del servicio, lo que implica el logro de eficiencia productiva, la reducción de pérdidas de energía y la garantía de condiciones de calidad que minimicen los cortes en la prestación del servicio. En este sentido una empresa eficiente de distribución eléctrica será aquella capaz de operar a mínimo costo con la mejor tecnología disponible en el momento, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por la ley. De otro lado, las decisiones de la empresa deben tomarse teniendo en cuenta que los costos que enfrenta dependerán de las propiedades de la geografía y la demanda del área que sirve.

Es necesario notar que el marco regulatorio controla las variables más importantes dentro del ambiente monopólico de la distribución energética. Este marco responde a la concepción del grado de intervención del Estado y está instrumentalizado por la presencia de un regulador, que en el contexto actual, debe minimizar el ámbito de intervención sobre las empresas a través de mecanismos simples y claros, que contribuyan a incentivar el cumplimiento de los objetivos del sistema de distribución.

Así, un marco regulatorio conducente a la eficiencia, será aquel que utilizando mecanismos transparentes induzca a las empresas a llegar a sus puntos óptimos de producción y costos. Con este propósito, el regulador debe desarrollar un esquema de incentivos que premie resultados de desempeño y penalice la mala gestión. Este esquema debe balancear la inducción de un nivel de esfuerzo correcto, para evitar rentas en exceso y prevenir pérdidas que lleven al colapso financiero. Normalmente en el diseño de este

esquema se busca que la eficiencia relativa alcanzada por una empresa, sea distribuida entre ésta y los consumidores.

La función del regulador es entonces, limitar el poder monopólico de las distribuidoras introduciendo incentivos que conduzcan a la eficiencia de la actividad, reflejándose esto en precios de equilibrio, adecuados niveles de expansión, buenos estándares de calidad del servicio y sostenibilidad financiera de las firmas en el mediano y largo plazo. Con este fin se han utilizado tradicionalmente diversos mecanismos regulatorios, tal como se describe en el siguiente aparte.

*Esquemas de Regulación utilizados en Distribución Eléctrica*⁷

Cuándo el regulador tiene información completa sobre la estructura de costos de un monopolio natural y sobre la función de demanda, la solución más eficiente es exigirle al monopolista que cobre un precio igual al costo marginal, produciendo la cantidad que se produciría bajo competencia perfecta. A cambio se le entregaría un subsidio equivalente a sus costos fijos, con el fin de que este se autofinancie (Loeb y Magat, 1979).

Sin embargo, en la realidad, el regulador no tiene información completa sobre el mercado o la empresa, por lo que recurre a soluciones de segundo mejor. Con estas se busca que el monopolista cobre un precio consistente con el punto de intersección de la demanda y el costo medio, logrando autofinanciarse, obteniendo una utilidad neta de costos igual a cero y evitando subinversión en el sistema de distribución. Dentro de los esquemas utilizados en la regulación de distribuidoras eléctricas se pueden mencionar i) Regulación por Tasa de Retorno; ii) Regulación por Ingreso Máximo ó Revenue Cap; iii) Regulación por Precio Máximo ó “Price Cap”; y, iv) Competencia por comparación ó “Benchmark Competition”. Dentro de esta última se encuentran esquemas como la Competencia por Yardstick y la Regulación por Empresa Modelo Eficiente.

La **Regulación por Tasa de Retorno** fija un límite superior a la tasa de rentabilidad que la empresa puede obtener. Se determina, entonces, el valor del servicio que permite a la

⁷ Este aparte se basa en Chahín (2002), Bonifaz (2001) y Molina (1998).

empresa obtener una tasa de rentabilidad definida, tal que en el largo plazo los beneficios del monopolio sean cero. Al mismo tiempo, la tasa debe atraer capital adicional al sector y ser justa con los inversionistas ya existentes.

Este esquema no requiere que los precios se asignen de forma eficiente, sino que cubran los costos totales, asegurando la adecuada calidad del servicio y reduciendo el riesgo para los inversionistas. Sin embargo, puesto que sus costos están cubiertos, la empresa no tiene incentivos para controlarlos ya que la rentabilidad de los accionistas está protegida por el regulador más que por la gestión administrativa de la empresa. Adicionalmente, induce a que las empresas que realizan más de una actividad, trasladen costos de actividades no competitivas a actividades reguladas. El esquema entonces, no induce a que la firma tenga costos eficientes.

La **Regulación por Ingreso Máximo (ó Revenue Cap)**, que establece un límite sobre los ingresos totales de la compañía, mas allá del precio unitario que esta pueda cobrar, es aplicable cuando la mayoría de los costos de la empresa son fijos. En general, el Revenue Cap reduce los riesgos que toma la firma sin socavar los incentivos para la reducción de costos, en la medida en que los ingresos autorizados se establecen como una cantidad global anual, sin referencia a elementos de costo real.

Las ventajas de este mecanismo radican en que asegura la inversión, se incentiva a mejoras en la utilización de los activos y los ingresos cubren los costos de prestación de servicio, protegiendo a los consumidores de riesgos de mercado. Sin embargo, las empresas tienden a trasladar costos de actividades competitivas a las actividades reguladas para que estas sean reconocidas, lo que hace que el esquema, ante asimetrías de la información, no arroje resultados eficientes.

La **Regulación por Precio Máximo (ó Price Cap)** consiste en fijar un precio máximo para los servicios que brinda la empresa, incentivándola así a incrementar su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. Este tipo de regulación involucra la fijación de precios por un largo período de tiempo, de tal forma

que una compañía que cuenta con una buena gestión puede esperar una tasa de retorno justa.

Sin embargo, esta forma de incentivar a la empresa, la expone también a un mayor riesgo ante eventuales choques sobre los costos, incluyendo aquellos que no están bajo su control. Esto debido a que no cuenta con un mecanismo automático de ajuste de precios, sino que se ajusta de acuerdo a un índice general de precios y a un factor de eficiencia X cada cierto tiempo, esto se conoce como *RPI-X* (“Retail Price Index”).

Dentro de las ventajas del Price Cap, se cuenta que incentiva la reducción de costos y la innovación tecnológica, debido a que toda disminución de costos es capturada por la empresa. A su vez, los costos regulatorios son menores, ya que el regulador solo debe calcular índices de precios, sin ser necesaria la valoración de activos o tasa de retorno “justa” y, además, los consumidores están protegidos contra riesgos de mercado, ya que estos son asumidos en su totalidad por la empresa.

Las desventajas se relacionan con que las ganancias de la empresa pueden resultar significativamente menores a las esperadas, mientras que la empresa está expuesta a riesgos de insolvencia financiera. Adicionalmente es necesaria una gran claridad sobre la determinación del precio máximo, ya que puede convertirse en fuente de incertidumbre al ser objeto de la discrecionalidad del regulador. De otra parte, la empresa puede tender a reducir costos posponiendo la realización de proyectos de inversión o disminuyendo la calidad del servicio. Es necesario tener en cuenta también que los cambios en el factor X , cuyo valor debe ser determinado con exactitud y transparencia, no siempre ocurren por modificaciones en la productividad de las empresas debido a cambios tecnológicos, sino que pueden deberse a cambios en la demanda, tal como ocurrió en el país a finales de la década de los 90’s en Colombia. En general el mecanismo de Price Cap da una mayor flexibilidad a la regulación y ha sido utilizado en países de Europa y en Estados Unidos.

Los esquemas de **Regulación por Comparación ó Benchmark Competition**, permiten al regulador reducir las asimetrías de información que surgen en los esquemas de

regulación basados en costos. De esta forma, se acude a marcos de referencia contra los cuales se compara la información de la empresa regulada. En general, se busca identificar las mejores prácticas empresariales, implementando mecanismos de incentivos y penalizaciones que induzcan determinado comportamiento en las empresas. La medición del desempeño en este esquema tiene dos aspectos básicos, la elección de los “puntos de referencia” o benchmarks⁸, y la elección de la técnica utilizada para medir el desempeño como tal. Este tipo de regulación puede ser *Yardstick Competition* o *Regulación por Empresa Modelo Eficiente*.

La **Regulación por Yardstick Competition** fija el precio que una empresa puede cobrar, en relación con otras empresas de la industria. De esta forma permite regular monopolios regionales induciendo una forma de competencia que debilita el monopolio que tienen las firmas individuales sobre la información, mejorando el trade-off entre eficiencia asignativa, productiva y distributiva. Esto ocurre haciendo que la recompensa de una firma dependa de su desempeño con respecto a las otras firmas. Por ejemplo, en USA los pagos de *Medicare* a un hospital dependen del costo promedio de tratamientos similares en otros hospitales. Tal esquema proporciona a los hospitales incentivos para reducir costos más allá del costo promedio. Cuando todos los hospitales logran esto, el promedio cae, produciendo un círculo virtuoso (Amstrong et al., 1994).

Esta metodología es conveniente cuando la información es limitada y las empresas tienen condiciones de operación similares. Sin embargo, una dificultad para su uso es que las empresas deben ser realmente comparables, tomando criterios que sean comunes a todas, fácilmente observables y que no puedan ser alterados por las firmas.

La **Regulación por Empresa Modelo Eficiente** es un método modificado de *Yardstick Competition*, que consiste en la fijación de tarifas a partir de los costos de una empresa modelo. Las tarifas deben permitir a las empresas generar ingresos para recuperar todos los costos necesarios para prestar el servicio regulado (inversión, administración, operación y mantenimiento, y un nivel de pérdidas dado). Si las empresas reales desean

⁸ Este benchmark puede ser una empresa “promedio” real o una empresa “modelo” ideal.

alcanzar niveles de rentabilidad normales deben imitar a la empresa modelo eficiente⁹. En el esquema existen tantas empresas modelo, como zonas típicas de distribución.

El cálculo de la tarifa al usuario final tiene varias etapas que incorporan aspectos administrativos, institucionales y técnicos¹⁰. En la primera, se divide el país en áreas típicas de distribución según densidad, geografía, tipo de usuarios, etc, y se dimensiona una red ideal para cada una de las áreas típicas. En la segunda, se estructura una empresa modelo para cada una de las zonas de distribución. Esta firma es estructurada con base en una empresa real de referencia¹¹. La tercera etapa consiste en cuantificar y sumar los costos que enfrenta la empresa modelo, siendo esta eficiente en su política de gastos, inversión y gestión. Adicionalmente, deben ser cuantificados los costos de infraestructura asociados a la red diseñada. De estos se identifican las posibles reducciones de costos y se encuentra un conjunto de costos eficiente. A partir de este conjunto se calcula el valor agregado de distribución - VAD, que es incluido en la tarifa final de cada área típica. En la cuarta etapa, se define una fórmula de actualización de las tarifas que se aplicará durante los cinco años de duración del periodo tarifario. En la quinta y última etapa se hace una comprobación de la tasa de rentabilidad que las empresas obtienen con el nivel tarifario resultante. Finalmente, las tarifas son aprobadas y publicadas (Gráfico 1).

Este esquema, desarrollado en Chile a principios de los 80's e implementado en varios países de América Latina, induce a las firmas a realizar nuevas inversiones con el fin de reducir sus costos de producción. Con esto se apropia de los excedentes generados por mejoras en la eficiencia, maximizando sus ganancias durante el período tarifario. Adicionalmente, la fijación de precios se hace a partir de una condición de sostenibilidad¹², lo que implica una tarificación a costo medio de largo plazo, consistente con la simulación

⁹ Este mecanismo regulatorio ha sido utilizado en Chile, Perú, Argentina y El Salvador, entre otros, en la regulación de mercados puramente monopólicos como la distribución eléctrica, los servicios sanitarios y las telecomunicaciones, en donde existe una empresa dominante en telefonía fija.

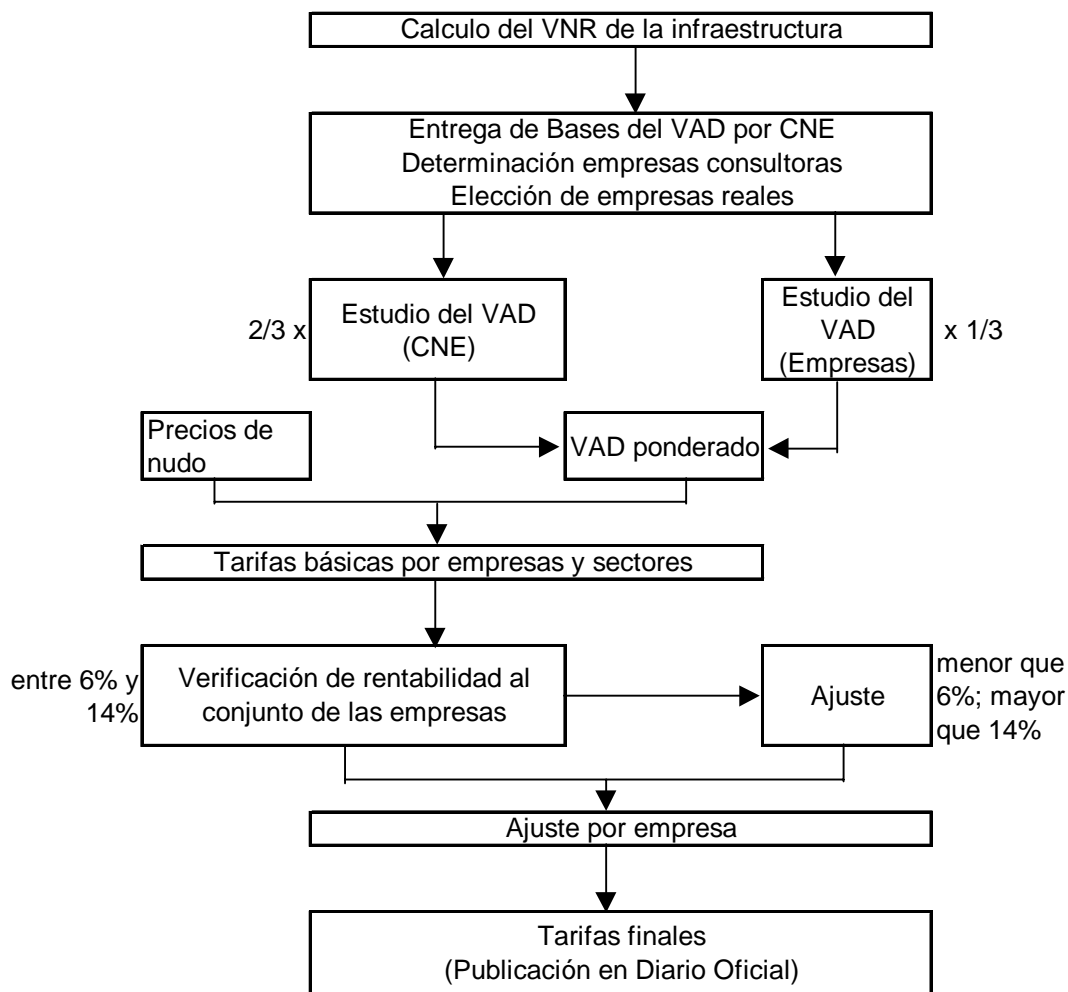
¹⁰ El proceso global comienza un año antes de que termine el periodo vigente del decreto tarifario, con la elaboración y publicación de las bases técnicas para la realización de los estudios tarifarios.

¹¹ Teóricamente la empresa modelo debe estructurarse únicamente con parámetros ideales. Sin embargo, la práctica ha demostrado que esto no es posible dada la existencia de información asimétrica. De acuerdo con esto el regulador escoge empresas reales de referencia sobre las cuales realiza el estudio.

¹² La condición de sostenibilidad se refiere a que el valor presente de los flujos de caja generados por los activos invertidos por la empresa, deben cubrir los costos de inversión.

de un mercado competitivo (Galetovic y Sanhueza, 2002 y Bustos y Galetovic, 2002). Los fundamentos microeconómicos del esquema pueden verse en el Anexo B.

Gráfico 1: Proceso de Tarificación por Empresa Modelo en Chile



Fuente: Molina (1998)

Aunque el esquema de Empresa Modelo ofrece certidumbre regulatoria debido a que constituye una metodología única, cierta y clara, para la obtención de las tarifas que remuneran la actividad eléctrica, requiere de gran cantidad de información de la empresa escogida como referencia y en general, del ámbito de distribución. De otra parte, las bases de los estudios técnicos no especifican los rubros exactos de costos que el consultor debe tomar, por lo que han existido discrepancias entre los estudios contratados por la Comisión de Energía en Chile y aquellos contratados por las distribuidoras. Pese a lo anterior este

esquema ha mostrado en los países en los que ha sido aplicado, que conduce a las empresas a buscar niveles adecuados de eficiencia, reduciendo el valor de las tarifas en el tiempo y permitiendo, a la vez, suficiencia financiera a las empresas. En el Anexo C se muestra la evolución de este esquema en sus primeros años, para las distribuidoras chilenas.

III. Regulación de la Distribución Eléctrica en Colombia

Como se mencionó en la introducción, la reforma eléctrica colombiana contempló la separación del sector eléctrico por actividades. Sin embargo, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras, aunque no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras. Adicionalmente hay empresas verticalmente integradas que llevan contabilidades separadas por actividad. En el Sistema Interconectado Nacional - SIN, 34 empresas se dedican al negocio de distribución dentro del ámbito regional, departamental y municipal¹³. Todas estas empresas actúan como monopolios regionales en cada una de sus zonas de operación (Anexo A - Tabla A2)¹⁴.

El marco regulatorio vigente en Colombia, aplicable a las empresas distribuidoras, está contenido principalmente en las Resoluciones CREG-003 de 1994, CREG-099 de 1997, CREG-070 de 1998 y CREG-082 de 2003¹⁵. Las principales disposiciones contenidas en dicho marco se resumen a continuación¹⁶:

- i) Las redes de transporte de electricidad se clasifican de manera funcional en tres tipos de sistemas interconectados, el Sistema de Transmisión Nacional, el Sistema

¹³ Las cinco empresas más importantes por el tamaño de la demanda que cubren son CODENSA, EEPMM, ELECTROCOSTA, ELECTRICARIBE y EMCALI.

¹⁴ La industria está organizada de forma que el despacho de energía es centralizado por el Centro Nacional de Despacho, el cuál planea, supervisa y controla la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transporte del SIN. Además, da instrucciones a los Centros Regionales de Despacho los cuáles supervisan y controlan la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región.

¹⁵ La regulación vigente entre 1998 y 2002 fue la contenida en CREG - 099 de 1997 (metodología vigente para el período tarifario 1998-2002). Mientras que la regulación vigente entre 2003 y 2007 es la contenida en CREG - 082 de 2003 (metodología vigente para el período tarifario 2003-2007).

¹⁶ www.creg.gov.co/el_sector_el%C3%A9ctrico_colombiano.html

de Transmisión Regional y el Sistema de Distribución Local. El primero de estos se considera transmisión, mientras que los otros dos son considerados distribución¹⁷;

- ii) Los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales de energía eléctrica, deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad;
- iii) Los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, deben permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas a nuevos puntos de conexión tengan acceso a las redes existentes de transmisión regional o distribución local, sin restricciones;
- iv) Las empresas distribuidoras están sujetas al cumplimiento de estándares mínimos de calidad de la potencia suministrada (frecuencia y tensión, contenido de armónicos de las ondas de tensión y corriente, etc.);
- v) La expansión del sistema debe responder a criterios de eficiencia, según el Plan de Expansión de cobertura definido por la UPME;
- vi) Los ingresos de las empresas distribuidoras provienen de los Cargos por Conexión y de los Cargos por Uso de la red. Los primeros no están sujetos a regulación mientras que los segundos se calculan según la metodología contenida en la Resolución CREG – 082 de 2003.

Entre los aspectos relevantes de dicha metodología se deben mencionar:

- i) Los cargos remuneran, a costo de reposición, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro desde la salida del STN, hasta el punto de entrega al usuario.
- ii) Los cargos por empresa y por nivel de tensión corresponden a la clasificación de la infraestructura por nivel de tensión: Nivel I (menor a 1 kV), Nivel II (entre 1 kV y 30 kV), Nivel III (entre 30 kV y 62 kV) y Nivel IV (entre 62 kV y 220 kV);

¹⁷ **Sistema de Transmisión Nacional – STN*: Conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. **Sistema de Transmisión Regional – STR*: Sistema de redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados que operan a tensiones inferiores a 220 kV y que no pertenecen al SDL. **Sistema de Distribución Local – SDL*: el sistema de redes de distribución municipales o distritales que esta conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen al STR.

- iii) Los cargos por uso se establecen de forma que los usuarios finales de las redes pagan un cargo único por su uso al comercializador que los atiende, independientemente del número de propietarios de las redes;
- iv) Los usuarios pueden ser “no regulados”, “regulados” u “otros transportadores”;
- v) Para los niveles de tensión II, III y IV, los cargos por uso se calculan mediante el método de “Price Cap”. Para el nivel de tensión I, donde frecuentemente el costo marginal está por encima del costo medio, es permitido cobrar el costo marginal sujeto a que la empresa pruebe que conserva las mismas condiciones de eficiencia establecidas en los otros niveles de tensión.

El Price Cap se establece por niveles de tensión mediante la aplicación de una metodología de cascada, que tiene en cuenta las extracciones de energía que se realizan en cada nivel de voltaje¹⁸. Para establecer el Price Cap en cada nivel de tensión, se tiene en cuenta el inventario de activos valorado a costo de reposición teniendo en cuenta los precios de mercado, el costo anual equivalente de los activos asignados, los gastos de administración, operación y mantenimiento, los pagos por concepto de conexión al sistema de transporte eléctrico nacional, y los montos de la facturación causada por concepto de uso de otros sistemas correspondientes a los flujos de energía entrantes. (Chahín, 2002).

Posteriormente, para cada nivel de tensión, se determinan cargos monomios y monomios horarios, teniendo en cuenta las curvas de carga típicas que reflejan el uso real del sistema, los períodos horarios de carga máxima, media y mínima, y la asignación de costos a cada período horario, en función de la potencia promedio de cada período. Las pérdidas reconocidas en cada nivel de tensión se aplican a los flujos de energía modelados por el transportador.

El Price Cap determinado se actualiza anualmente según la fórmula:

$$PC^t = PC^{t-1} * (1 + \pi^t - X^t)$$

¹⁸ Para esto se parte del supuesto de que los usuarios en cada nivel de tensión, utilizan la infraestructura asociada con los niveles de tensión precedentes

que tiene en cuenta la inflación esperada para el año (π^t), normalmente calculada como la inflación causada en el año anterior y descuenta un factor de ajuste (X^t). Este factor, como se mencionó anteriormente, refleja las mejoras en eficiencia de la empresa y se calcula como:

$$X = [\% \Delta w^E - \% \Delta w] + [\% \Delta P - \% \Delta P^E]$$

donde, $\% \Delta w^E$ es la tasa promedio de crecimiento del precio de los insumos para el resto de la economía; $\% \Delta w$ la tasa promedio de crecimiento del precio de los insumos para la empresa regulada; $\% \Delta P$ la tasa de crecimiento de la productividad de la empresa regulada, y $\% \Delta P^E$ la tasa promedio de crecimiento de la productividad del resto de la economía. Es importante tener en cuenta que en Colombia no existen datos observados sobre las variables $\% \Delta w$ y $\% \Delta P$, por lo que se utiliza un estimativo del incremento de eficiencia esperable, durante el período de vigencia del Price Cap, en este caso 5 años.

Según Cadena et al. (2003) y Ayala (2002), el esquema regulatorio no ha logrado identificar el conjunto adecuado y coherente de incentivos que conduzcan el sistema hacia mejoras en eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Referente a las resoluciones CREG 073-2003 y CREG 082-2003 se puede mencionar que:

- i) La clasificación de los activos de transformación y transporte se realiza por niveles de tensión. Esta clasificación puede resultar incompatible con la definición funcional. Aun cuando, en algunos casos es posible asociar los niveles de tensión de operación con las funciones de transmisión, subtransmisión o distribución, no es posible la clasificación automática de los activos en una función de transporte específica. De hecho, en el país existen activos con tensión de operación de 220 kV asociados con la Subtransmisión o distribución local y activos con tensión de operación inferior a 220 kV que interconectan municipios, siendo su función la transmisión eléctrica.

La forma en que la regulación seleccione esquemas de remuneración para estos subsistemas, puede afectar la sostenibilidad de las empresas. Es necesario que la remuneración de los activos responda solo a una de estas dos propiedades (funcionalidad o nivel de tensión de operación). Una empresa con altos costos fijos

que esté sujeta a regulación de Precio Máximo, como se señaló y se ha mostrado en la práctica, enfrenta riesgos ante fluctuaciones negativas de la demanda, o incrementos de costos imprevistos originados en factores exógenos, que fue lo que sucedió en el país durante el anterior período regulatorio. En el período 1996 – 2002, la recesión de la economía, reflejada en la caída de la demanda de energía, hizo que las pérdidas operacionales de las empresas del sector empezaron a crecer. De otra parte los atentados terroristas contra la infraestructura energética aumentaron los costos de prestación del servicio dado que fue necesario utilizar energía más costosa para suplir la demanda. En síntesis, las empresas absorbieron choques como la contracción de la economía y el desplazamiento forzado de la población, así como los impactos no previstos de la penetración del gas natural y el desmonte de subsidios en estratos 1, 2 y 3.

Optar por un Ingreso Regulado en cambio, obedece en muchos casos a la intención de disminuir el riesgo asumido por las empresas, o corregir algunos de los incentivos perversos de este sistema. En este sentido, la señal de la CREG, al adoptar esta última metodología para la remuneración de la infraestructura de subtransmisión, es positiva si se evalúa aisladamente.

- ii) Los Costos de Reposición reconocidos por la CREG entre 1998 y 2002, fueron únicos para todas las empresas de transporte de energía. A nivel de subtransmisión y distribución esto no resulta conveniente dado que tanto el área de influencia de las empresas y su tamaño relativo, como la tecnología empleada, entre otras, debido a restricciones urbanísticas, se traduce en que la adquisición de insumos de capital puede presentar variaciones de costos significativas. Es necesario considerar estas diferencias al fijar los costos de reposición a reconocer.
- iii) Con relación a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, la CREG propuso su definición mediante la aplicación de técnicas benchmarking del tipo Análisis de Frontera de Eficiencia, lo cual constituía un avance respecto a los promedios que se venían utilizando. No obstante, la aplicación de la metodología, al

parecer, arrojó resultados poco satisfactorios. En la Resolución CREG-082 de 2002, el regulador optó finalmente por mantener los gastos AOM como un porcentaje predefinido de los Costos de Reposición, fijando estos porcentajes en los valores establecidos en la Resolución CREG-099 de 1997. Nuevamente se mide a todas las empresas con valores únicos de AOM's que desconocen la diferencia entre los distintos mercados existentes a nivel nacional. Por lo tanto, en los valores resultantes no se ven reflejadas las condiciones particulares de las empresas, ni su eficiencia relativa.

- iv) Al cargo por uso permitido para cada empresa, se le aplica una cota definida como un porcentaje de los cargos promedios ponderados nacionales por niveles de tensión. Este límite, sin embargo, no tiene en cuenta las características particulares de cada una de las empresas ignorando su heterogeneidad. Está imposición implica, entonces, asimetrías en el tratamiento de las empresas ya que a muchas de ellas no se les reconoce el costo efectivo y eficiente de la prestación del servicio.

Para que ninguna empresa se vea lesionada por una aplicación indiscriminada de una referencia, es necesario que la referencia considere las características de las empresas comparando únicamente aquellas que son homogéneas.

- v) Las metas para los indicadores de calidad, en algunas regiones, no son consistentes con las actuales tarifas, ocasionando multas su incumplimiento. Se ha estimado que el costo de la calidad del servicio implícito en las metas de los indicadores de calidad es superior al que los usuarios están dispuestos a pagar.
- vi) Existe riesgo regulatorio ya que el marco no ofrece certeza sobre las disposiciones y metodologías que se aplicarán en el siguiente periodo. Existe incertidumbre más allá del periodo tarifario, sobre las inversiones que la CREG reconocerá en el periodo siguiente.

IV. Propuesta de Regulación por Empresa Modelo Eficiente en Colombia

Dado lo expuesto en las anteriores secciones, en esta se presenta una propuesta para la regulación del subsector de distribución eléctrica en Colombia, basada en el mecanismo de Empresa Modelo Eficiente. Para esto se seguirán las etapas propuestas en las bases para los estudios técnicos utilizados en Perú y Chile, y se explorarán las ventajas y dificultades de la implementación de este mecanismo regulatorio en nuestro país. En el Anexo D se muestra el proceso seguido en Perú en su segunda temporada para la fijación tarifaria por Empresa Modelo.

Determinación de áreas típicas y selección de una empresa de referencia

Como se ha mencionado antes, una de las ventajas de este esquema es que permite que las empresas compitan solo con similares, evitando distorsiones en el sistema de incentivos. Para garantizar esto, el país se divide en áreas típicas de acuerdo a aspectos determinantes de la distribución. Estos están relacionados con el número de usuarios por kilómetro de red (densidad – rural/urbano), el tipo de clientes que atiende (baja o media tensión), las características técnicas exigidas por la regulación (redes aéreas o subterráneas) y las características socio-económicas de la zona (porcentaje usuarios de estratos altos/usuarios de estratos bajos), lo que tiene impacto sobre variables como el nivel de pérdidas. Posteriormente cada distribuidora es clasificada en cada una de las zonas.

Para hacer esto, se puede emplear el método de clusters que utilizó Schettini (2002). Este trabajo encontró que en Colombia, la mayoría de los sistemas típicos de distribución son dispersos y con un alto componente rural. Adicionalmente, caracterizó las 20 principales distribuidoras colombianas, agrupándolas de acuerdo a sus características. Como resultado se obtuvieron cuatro áreas típicas que se describen en el Cuadro 1. Este trabajo sin embargo, se encontró con el problema de falta de información en lo referente a variables técnicas para varios años, como longitud de líneas, estado de los activos, eficiencia de los circuitos de distribución con sus respectivos flujos de carga, etc. La mayoría de empresas tratan esta información como confidencial.

Cuadro 1: Areas Típicas de Distribución en Colombia

Area	Características	Empresas
1	Densidad alta de usuarios por km ² Baja proporción de usuarios pertenecientes a estratos bajos y zonas rurales Bajo nivel de pobreza Bajo porcentaje de usuarios sin medición Bajo nivel de pérdidas (10% promedio)	CODENSA EPM EMCALI EPSA
2	Densidad media-alta de usuarios por km ² Proporción media-baja de usuarios pertenecientes a estratos bajos y zonas rurales Bajo nivel de pobreza Bajo porcentaje de usuarios sin medición Escasas zonas de conflicto Nivel de pérdidas por debajo del promedio nacional (23% en promedio)	EADE ECC ESSA CENS EBSA EDEQ
3	Densidad media-baja de usuarios por km ² Proporción media-alta de usuarios pertenecientes a estratos bajos y zonas rurales Nivel medio de pobreza Bajo porcentaje de usuarios sin medición Existencia de zonas de conflicto Nivel de pérdidas por encima del promedio nacional (30% en promedio)	CEDENAR CEDELCA Huila Tolima
4	Densidad baja de usuarios por km ² Proporción alta de usuarios pertenecientes a estratos bajos y zonas rurales Nivel alto de pobreza Alto porcentaje de usuarios sin medición Numerosas zonas de conflicto Nivel de pérdidas muy por encima del promedio nacional (40% en promedio)	ELECTROCOSTA ELECTRICARIBE Caquetá Chocó Meta

Fuente: Schettini (2002)

Proyecciones de demanda de corto y mediano plazo por energía en cada área

Para conocer la dimensión de la infraestructura necesaria para servir cada zona es necesario contar con las proyecciones y crecimiento de la demanda de energía y potencia, tanto a nivel nacional, como regional. Para este fin se utiliza el Plan de Expansión 2003-2011 del sector eléctrico elaborado por la UPME y presentado en su versión preliminar en el mes de octubre de 2003. En este se calculó la expansión de la demanda de energía teniendo en cuenta variables macroeconómicas (crecimiento real esperado de la economía por sectores, inflación, devaluación, etc.), la oferta y expansión de sustitutos de la energía

eléctrica (gas natural), el crecimiento del número de usuarios y factores climáticos que inducen a consumir mayor o menor cantidad de electricidad. Los resultados de proyección de demanda doméstica de energía se muestran en tres escenarios en el Cuadro 3, mientras que el Cuadro 4 muestra la demanda de potencia esperada.

Dado que tanto la conformación de las áreas típicas, como las empresas que pertenecen a cada una, son fundamentales en los resultados tarifarios que se obtengan y, por lo tanto, para la eficiencia global del mecanismo, es necesario implementar un marco institucional con fuerza de ley para solicitar información precisa, detallada y oportuna que permita al regulador estructurar el esquema. Es imperioso reducir al máximo los incentivos de las empresas a ocultar la información observada.

De la misma forma el criterio para seleccionar la empresa de referencia para cada área típica está relacionado con la disponibilidad de información sobre esta o la manifiesta voluntad de suministrar la información necesaria para llevar a cabo el estudio. Aunque lo anterior no da certeza sobre la eliminación de la información asimétrica, si constituye un avance en el proceso. La escogencia de determinada empresa de referencia, no es un indicativo *a priori* de su nivel de eficiencia

En este estudio se evaluará la viabilidad de estructurar una empresa modelo para la zona típica 1, escogiendo a CODENSA S.A. E.S.P, como empresa de referencia.

Caracterización de la empresa de referencia, CODENSA S.A E.S.P

CODENSA es la empresa distribuidora y comercializadora de energía que atiende a Bogotá y 96 municipios de Cundinamarca, lo que la hace la mayor de su género en Colombia. Fue constituida el 23 de octubre de 1997, desprendiéndose de la reestructuración de la Empresa de Energía de Bogotá –EEB. Sus principales socios son el grupo Endesa de España (26.7%), Enersis de Chile (12.47%), Chilectra (9.3%) y la propia EEB (51.5%). Las principales variables que caracterizan a CODENSA S.A. se presentan en el Cuadro 2.

Cuadro 2: Caracterización de CODENSA S.A. E.S.P

Kilómetros de red	38,752
Area de jurisdicción de la empresa (km ²)	14,000
Número de empleados en distribución	459
Número de empleados en comercialización	382
Total personal ocupado	841
<i>Directivos</i>	38
<i>Técnicos</i>	421
<i>Empleados</i>	84
<i>Obreros</i>	204
<i>Aprendices</i>	28
<i>Temporales</i>	66
No trabajadores/km red	0.0118
No trabajadores/suscriptor	0.0002
% Técnicos/Total	50.1
Número usuarios	1,850,489
<i>Residencial</i>	1,636,748
<i>Estrato 1</i>	135,939
<i>Estrato 2</i>	660,554
<i>Estrato 3</i>	562,500
<i>Estrato 4</i>	166,971
<i>Estrato 5</i>	62,169
<i>Estrato 6</i>	48,615
<i>Comercial</i>	175,003
<i>Industrial</i>	32,736
<i>Oficial</i>	5,917
<i>Alumbrado público</i>	85
<i>Usuarios no regulados</i>	0
% de suscriptores con medición	98.6
Consumo total de los usuarios (GWh/año)	5,895.7
<i>Residencial</i>	3,304.6
<i>Comercial</i>	1,141.3
<i>Industrial</i>	532.6
<i>Oficial</i>	353.5
<i>Alumbrado público</i>	300.7
<i>Usuarios no regulados</i>	263.0
% Pérdidas de energía en nivel de tensión 4**	1.25
% Pérdidas de energía en nivel de tensión 1, 2 y 3	8.66
Total facturado al año (billones de pesos de 2001)	0.92
Total Ingresos Operacionales (billones de pesos de 2001/año)	1.11
Activos e inversiones (billones de pesos de 2001)	3.09

* Información a diciembre 31 de 2001

** Calculadas como porcentaje efectivamente vendido del total de energía entrante

Fuente: SIVICO - SSPD

Además de la distribución y comercialización eléctrica, CODENSA ofrece servicios no regulados como mantenimiento de instalaciones y equipos de producción eléctrica,

desarrollo de proyectos de iluminación, obras y proyectos eléctricos organizacionales en media y baja tensión, asistencia técnica y asesoría en uso racional y eficiente de energía (URE) en las compañías, asesorías en implantación de sistemas de cableado (diseño y construcción, mantenimiento en redes de cableado estructurado y equipamiento, y suministro e instalación de fibra óptica), desarrollo de proyectos de alta tensión, iluminación navideña, y oferta de equipos de respaldo para emergencias (venta, arrendamiento y mantenimiento de plantas eléctricas y sistemas de respaldo).

Cuadro 3: Proyección de Demanda de Energía Eléctrica (GWh/año)

AÑO	Escenario Alto		Escenario Medio		Escenario Bajo	
	DTD*	Tasa	DTD	Tasa	DTD	Tasa
2002	44,511		44,511		44,511	
2003	46,488	4.4	46,076	3.5	45,876	3.1
2004	48,224	3.7	47,592	3.3	46,971	2.4
2005	50,267	4.2	49,480	4.0	48,201	2.6
2006	52,604	4.7	51,516	4.1	49,538	2.8
2007	55,270	5.1	53,667	4.2	50,943	2.8
2008	58,255	5.4	55,894	4.1	52,420	2.9
2009	61,594	5.7	58,197	4.1	53,974	3.0
2010	65,225	5.9	60,582	4.1	55,703	3.2
2011	68,775	5.4	63,049	4.1	57,478	3.2
2012	72,519	5.4	65,618	4.1	59,311	3.2

*DTD: Demanda Total Doméstica

Fuente: UPME - Ministerio de Minas y Energía

Cuadro 4: Proyección de Demanda de Potencia Eléctrica (MW/año)

AÑO	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2002	8,077	8,077	8,077
2003	8,508	8,436	8,146
2004	8,854	8,738	8,624
2005	9,221	9,076	8,842
2006	9,584	9,386	9,026
2007	10,053	9,761	9,266
2008	10,444	10,020	9,398
2009	11,043	10,434	9,677
2010	11,694	10,862	9,987
2011	12,331	11,304	10,305

Fuente: UPME - Ministerio de Minas y Energía

Adicionalmente se construyeron modelos regionales de proyección utilizando criterios como área de influencia de operadores de red, área de influencia de gas natural (sustituto de la electricidad), conveniencia geográfica y económica e índice de pérdidas. Los resultados de demanda de energía y potencia a nivel regional se muestran en los Cuadros 5 y 6, respectivamente.

Cuadro 5: Proyección de Demanda Regional por Energía (GWh/año)

REGION	2003	2004	2005	2006	2007	Crecim. % 2003/2007
Antioquia	7,278	7,327	7,395	7,493	7,601	1.1
Cafeteros	2,296	2,372	2,461	2,557	2,665	3.8
Caribe	8,885	9,311	9,801	10,337	10,938	5.3
Centro	11,628	12,001	12,568	13,192	13,823	4.4
Occidente	1,671	1,692	1,727	1,768	1,817	2.1
Oriente	4,257	4,458	4,706	4,976	5,277	5.5
Sur	7,241	7,583	7,939	8,273	8,588	4.4
<i>Pérdidas del STN</i>	829	857	891	927	966	
<i>Proyección nacional</i>	46,075	47,592	49,480	51,516	53,667	

Fuente: UPME - Ministerio de Minas y Energía

Cuadro 6: Proyección de Demanda por Potencia Regional (MW/año)

REGION	2003	2004	2005	2006	2007
Antioquia	1,350	1,358	1,365	1,386	1,410
Cafeteros	419	432	447	465	486
Caribe	1,503	1,577	1,652	1,745	1,851
Centro	2,088	2,155	2,248	2,367	2,487
Occidente	365	369	374	382	392
Oriente	793	830	872	924	982
Sur	1,283	1,342	1,398	1,458	1,517

Fuente: UPME - Ministerio de Minas y Energía

Hay que tener en cuenta que las áreas típicas no corresponden exactamente a áreas geográficas por lo que, al dimensionar la red para cada zona es necesario adaptar la demanda estimada. Esto se hace considerando las características de cada una de las áreas (número y tipo de usuarios, consumos históricos y variables macroeconómicas) para calcular la demanda base, utilizando las tasas de crecimiento calculadas por la UPME para medir la expansión necesaria de la red.

Dimensionamiento de la red necesaria para atender la demanda estimada por área típica. Valoración de la red diseñada (Costos de Inversión eléctrica)

Después de caracterizar la demanda de cada una de las zonas típicas, se dimensiona la infraestructura necesaria para atender esta demanda. El objetivo en esta etapa es valorar el costo de dicha infraestructura y por lo tanto conocer el valor de la inversión que la empresa modelo tendría que realizar. En esta etapa es posible identificar si la empresa de referencia incurre o no en ineficiencias que la lleven a sub o sobre invertir. Para diseñar la red, se listan todos los elementos necesarios y la cantidad requerida de ellos para conformarla. Estos se muestran en el Cuadro 7.

La valoración de una red de este tipo es un procedimiento sumamente técnico que escapa al alcance del presente trabajo. Sin embargo, actualmente se desarrolla en la Universidad de los Andes, otro trabajo de tesis que se centra en los aspectos técnicos del mecanismo de Empresa Modelo Eficiente¹⁹. Se debe tener en cuenta que este ejercicio de valoración de activos tiene un impacto importante en la remuneración que obtendrá la empresa, dado que las inversiones propias de la industria son irreversibles y de largo plazo. Adicionalmente, los incentivos futuros de la firma a invertir (y por lo tanto, la expansión de la red) dependerán de la forma en la que el regulador remunere la inversión.

Para hallar el valor de las inversiones eléctricas nuevas dentro del estudio, se debe cotizar a precio de mercado los componentes listados de la red diseñada, así como su costo de instalación. Estos componentes deben ser escogidos según la última tecnología. Una vez valorados, se determinan los costos unitarios por kilómetro o por KVA.

Si se supone que la empresa empieza a operar en el mercado, se tendrá que el valor de implementar la red diseñada son los costos de inversión que tendrá que afrontar. Sin embargo, para hacer más realista el estudio, se debe tener en cuenta que la mayoría de empresas a regular llevan años en el mercado y por lo tanto tienen una porción de inversión nueva y otra mayor de inversiones anteriores.

Cuadro 7: Componentes de la Infraestructura de una Red de Distribución

<i>COMPONENTES DEL SISTEMA</i>	<i>EQUIPOS</i>
Conexión al STN	Modulo de transformador de conexión
Lineas de nivel de tensión 2 y 3	Conductores Postes
Transformadores	Transformadores
Equipos de compensación	Equipos de compensación
Equipos de subestación de nivel de tensión 2 y 3	Concentrador de señales Sistema de gestión de protecciones Sistema de comunicaciones propios de la subestación Materiales de malla de tierra Equipos para servicios auxiliares
Infraestructura civil de subestación de nivel de tensión 2 y 3	Adecuación del terreno Drenajes Alcantarillado Barreras de protección Malla de puesta a tierra Vías internas y de acceso Mallas de cerramiento Filtros Trampa de aceite Infraestructura contra incendio Pozo séptico y de agua Alumbrado Cárcamos comunes Edificio de control Obras correspondientes al manejo ambiental
Equipos de nivel de tensión 3	Medida Cortacircuitos Cuchillas Pararrayos Seccionadores Reconectador Regulador Seccionalizadores Transición aérea – subterránea
Equipos de nivel de tensión 2	Cajas de maniobra Banco de condensadores Cortacircuitos Equipos de medida Pararrayos Cuchillas Seccionadores Regulador de voltaje Reconectores Seccionalizadores Transición aérea – subterránea
Otros	Centros de control y calidad

¹⁹ Este es desarrollado por Martha Arévalo, estudiante de la Universidad, quién colaboró con la caracterización técnica mostrada en el presente trabajo.

Así, es importante notar que, al realizar la valoración del capital invertido, deben estar implícitos otros costos de capital tales como depreciación y servicio de deuda, costos financieros, impuestos, contribuciones por dividendos de acciones, y la amortización de préstamos, bonos u otros documentos. Para hacer esto dentro del esquema de Empresa Modelo, se solicita a la empresa de referencia información que permita adaptar estos costos a la red que se está modelando. Esta información debe incluir el valor de las instalaciones de distribución en media y baja tensión y la vida útil de los activos.

La tarifa al usuario final debe remunerar a la firma por las inversiones nuevas, el capital ya invertido (ó capital inmovilizado) y los costos de capital. El capital inmovilizado puede ser valorado según una de las metodologías desarrolladas para este fin (Costo histórico, Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), Costo de Reposición, Valor Justo)²⁰. Conforme a los propósitos de este estudio, se propone utilizar el VNR o valor de sustitución de los activos, debido a que este método representa el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a la distribución, de modo que da señales sobre los costos eficientes de la inversión.

Una vez valorados los activos, deben identificarse todas aquellas inversiones que la empresa de referencia posee en negocios que no pertenecen al “core business” de la firma o que son no sinérgicos. Simulándose la desinversión de estos recursos para su concentración en el negocio principal y calculándose los ahorros derivados hacer una inversión más eficiente.

Determinación de pérdidas técnicas y no técnicas

Como se ha mencionado las pérdidas de energía tienen impacto sobre los costos que enfrentan distribuidores y comercializadores, y pueden ser técnicas o no técnicas. Las primeras son derivadas de la actividad propia del transporte de energía y se deben a fenómenos físicos de las líneas, de manera que están fuertemente relacionadas con los niveles de inversión en infraestructura eléctrica. Equipos obsoletos o con un mantenimiento inadecuado harán crecer el porcentaje de la energía entrante que no es vendida. Existe,

adicionalmente, un nivel de pérdidas dado, inherente al cambio de voltaje de la energía y por lo tanto al negocio de la distribución.

De otro lado, las pérdidas no técnicas (o pérdidas negras) están relacionadas con la energía que es despachada a través de la red, que es recibida por los consumidores finales, pero que no es pagada por estos. En general, son los casos de energía no facturada o facturada y no pagada, tal como el hurto de energía (a través de conexiones ilegales), de usuarios sin medición ó de aquellos que se niegan a pagar por el servicio. Por lo tanto, la existencia de pérdidas no técnicas está relacionada tanto con el esfuerzo de medición y control de la firma, como con las condiciones socio-económicas de las zonas en las que se presta el servicio y con las características macroeconómicas generales del país. Zonas de difícil acceso o muy apartadas, con altos niveles de presencia del conflicto armado o con un alto porcentaje de desempleo, resultan en altos niveles de pérdidas negras.

Es necesario encontrar un nivel óptimo de pérdidas, que es aquel por debajo del cuál no es posible operar²¹, que sea reconocido a las empresas como un costo operativo más. Para hacer esto dentro del esquema de Empresa Modelo se deben tener en cuenta tanto la topología de la red diseñada, como las características del área típica de distribución. Adicionalmente, se debe analizar la información suministrada por cada una de las empresas de referencia.

Para determinar el nivel óptimo de pérdidas técnicas, dado que se tiene una red optimizada con un nivel óptimo de inversión, se pueden utilizar parámetros internacionales utilizando información de empresas con características de operación similares (densidad y variables económicas).

En el caso de las pérdidas no técnicas, los factores determinantes son 1) la densidad de usuarios pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3 / Usuarios residenciales, 2) el número de usuarios sin medición, y 3) la relación usuarios/km² (Schettini, 2002). La incidencia en el

²⁰ Una discusión sobre los diversos métodos de valoración de activos y su conveniencia para la regulación por Empresa Modelo puede verse en Bernstein (1999), p. 17.

²¹ O no por lo menos sin incurrir en altos costos.

área típica de cada uno de estos factores debe ser medida. Adicionalmente, debe observarse en las series históricas, qué nivel de pérdidas se asocia a cada uno de estos factores, de forma en que se construyan escenarios de pérdidas para cada zona típica.

Del proceso anterior deben obtenerse los niveles estándar de pérdidas que serán reconocidos a las empresas a través de la tarifa.

Dimensionamiento de la Organización Empresarial. Valoración de otros costos

Después de conocer los costos de infraestructura y los niveles de pérdidas que enfrenta la empresa modelo, es necesario dimensionar la organización misma de la firma para calcular los otros costos.

Es necesario tener en cuenta que en esta etapa los costos calculados deberán ser asignados a las actividades que la empresa realice según la intensidad con la que se utilicen los insumos que generan el costo. Esto con el fin de remunerar solo los correspondientes a la distribución. De acuerdo a la caracterización de la empresa de referencia, una distribuidora básica realiza las siguientes actividades:

1. Compra de energía y potencia
2. Distribución en media tensión
3. Distribución en baja tensión
4. Alumbrado Público
5. Comercialización (venta) de energía eléctrica (Lectura de medidores, facturación, cobro, recaudo y atención al cliente)
6. Realización de conexiones e instalación de medidores
7. Realización de cortes y reconexiones
8. Otros servicios

De esta lista, las actividades a regular son la distribución en media y baja tensión, puesto que para las otras hay ambientes competitivos. En todo momento del dimensionamiento de la organización debe tenerse en cuenta que los recursos van en cierta proporción a cada una de las actividades listadas, sin embargo, el objetivo es caracterizar una empresa que solo se encarga de actividades no competitivas, aunque en la realidad, las empresas son a la vez comercializadoras y distribuidoras. Al realizar este ejercicio, se pretende identificar los costos asociados a cada actividad y por tanto, aquellos a regular.

Dimensionar la organización de la empresa distribuidora implica calcular el número de empleados que tendrá, el tamaño de las instalaciones físicas necesarias para que esos empleados laboren, y los requerimientos de equipos e insumos. Esto dependerá de las características del mercado y la red antes modelados y en buena parte, de la actividad comercial.

Los costos derivados de esta organización pueden ser agrupados en:

- Inversión en activos no eléctricos (bienes muebles e inmuebles, equipos de computación, oficina y comunicaciones, software, vehículos, intangibles, etc.)
- Costos de operación (gestión de requerimientos y daños de los clientes, coordinación de maniobras, registro de información en los sistemas de gestión, estudios eléctricos, etc.)
- Costos de mantenimiento (inspección de redes, oda, cambios de fusibles, cambios de pararrayos, etc.)
- Costos de administración (servicios personales, contribuciones, proyectos especiales, etc.). Dentro de estos costos deben identificarse los costos fijos (planta de personal, gastos asociados a la operación y administración) y los costos variables (servicios por outsourcing, gastos de mantenimiento, aceites, combustibles y otros materiales).

La dimensión de la estructura corporativa se hace teniendo en cuenta el volumen de operaciones para cada área en relación con el número de clientes y el monto facturado al año. Para esto se pueden emplear referencias de empresas en el extranjero que sirvan mercados similares observando variables como:

- Senda histórica de la empresa de los costos de operación y mantenimiento por kW o kWh.
- Capacidad instalada por empleado
- Inversiones no eléctricas por cliente
- Clientes y ventas por empleado
- Costos operativos más costos de inversión por MWh.

- Activos no eléctricos requeridos por kWh despachado

El objetivo en esta etapa es decidir, de acuerdo al tamaño del mercado que la empresa atiende, el tamaño de la organización. Es decir, los m² que se requieren para atender al público y albergar las actividades administrativas, así como los bienes muebles para desarrollarlas, el tamaño de la estructura de equipos de hardware, software y comunicaciones. De la misma manera se deben dimensionar las otras actividades relacionadas como publicidad, aseo y vigilancia (las cuales se tercerizan, generalmente). De la misma forma, y teniendo en cuenta tanto las características de la red diseñada, como las dimensiones del área física de la empresa, se deben cuantificar los recursos necesarios para realizar el mantenimiento de dichas redes y de la infraestructura no técnica. En todo este proceso se incluyen los costos de personal asociados a las actividades a regular.

En esta etapa de valoración, se debe utilizar información de la empresa de referencia que incluya:

- Estructura, recursos y costos de operación técnica en media y baja tensión.
- Estructura, recursos y costos de operación comercial en media y baja tensión.
- Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios regulados y no regulados.
- Ingresos y costos por otros servicios.
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros, y su asignación a cada una de las actividades de inversión, explotación y otros servicios.
- Costos indirectos de gestión y su asignación

La organización corporativa diseñada debe ser valorada a precios de mercado y asignada, como se mencionó más arriba, a cada un de las actividades que realiza la empresa. Pese a que el objetivo es dimensionar una empresa que solamente distribuye energía, es importante conocer los costos de comercialización para que sea posible separarlos en el análisis al involucrar a las empresas reales.

La etapa de valoración de bienes de capital físico es tan importante dentro de la estructuración de la empresa modelo, como la valoración del capital humano empleado por la empresa. Así como no es deseable que la empresa realice los recortes de costos para alcanzar niveles más altos de eficiencia vía recortes en inversión que afecten la expansión de la red y la calidad del servicio, de la misma manera no es deseable que estos recortes

sean hechos disminuyendo la inversión en el recurso humano. De esta manera, dentro del diseño de la organización corporativa, debe encontrarse la composición óptima en horas hombre requerida para realizar las actividades reguladas de la empresa. Adicionalmente para las actividades técnicas, deben clasificarse las habilidades necesarias en diversos niveles y hacer equivalencias entre ellas. Esto es, de acuerdo a las características de la red, encontrar cuántos profesionales son necesarios para adelantar las tareas requeridas, y conocer cuántos técnicos son equivalentes a un profesional. De esta forma las empresas reales podrán adaptar a sus necesidades este esquema de cargas de trabajo, con cierta flexibilidad para decidir la composición de su planta de personal.

Para realizar el dimensionamiento y valoración de la planta de personal y los contratos temporales requeridos para la operación se utiliza información de la empresa de referencia y de empresas extranjeras sobre:

- Servicios personales asociados a la nómina
 - Sueldos personal de nómina
 - Bonificaciones y primas (servicios, horas extras, navidad, vacaciones, etc.)
 - Indemnizaciones
- Servicios personales indirectos - Honorarios (tercerización de actividades)
 - Contratos servicios jurídicos
 - Auditorias
 - Sistematización
 - Asesorías (tributaria, calculo actuarial, etc.)
 - Contratos de outsourcing
 - Otros
- Contribuciones inherentes a la nómina al sector privado y público
- Organigrama, manual de organización y funciones, cuadro de asignación y estructura salarial del personal (El organigrama de una distribuidora típica puede verse en el Anexo A – Tabla A3).

La estructura corporativa diseñada es comparada con la estructura de la empresa de referencia, identificando las causas de ineficiencias, y así, aquellos procesos que puedan resultar en una reducción de costos:

- Al igual que en el caso de la inversión, se deben identificar aquellas actividades que no hagan parte del “core business” y que generen costos.
- Se identifican procesos no clave del negocio que puedan ser objeto de tercerizaciones. Se calcula el ahorro potencial.

- Se identifican todas aquellas ventajas de economías de escala, estimando su valor.
- Se identifican aquellos procesos que podrían ser rediseñados, se evalúa la viabilidad y costo y se estima el ahorro potencial.
- Se analiza la viabilidad de trasladar las mejores prácticas de una actividad a otra y se estima el potencial costo y beneficio de esto.
- Se analiza el manejo tributario y se encuentra si este es óptimo
- En cuanto a los costos de financiamiento, se analiza si con las condiciones y perspectivas actuales de la economía, pueden generarse ahorros a través de hacer sustituciones de deuda o renegociar plazos de los créditos vigentes.

Con este análisis se obtiene un conjunto de costos eficientes que puede ser agrupado en:

- Costos óptimos de inversión en infraestructura no eléctrica
- Costos óptimos de operación del sistema de distribución
- Costos óptimos de conservación y mantenimiento, de administración y generales
- Gravámenes y contribuciones, seguros, y asesoramiento técnico

Los costos de inversión en infraestructura no eléctrica pueden ser expresados como porcentaje de la inversión en redes, dado que es una función de esta. De esta forma, adicionalmente al análisis hecho, se pueden indagar parámetros internacionales, con el fin de hacer un reconocimiento más exacto a este tipo de inversiones. De otra parte, los costos de administración, operación y mantenimiento, pueden ser también considerados como un porcentaje de las inversiones, debido a que están estrechamente relacionados con las características de la red. Sin embargo, es evidente que al hacer esto, se debe tener en cuenta la caracterización de la red, es decir si atiende a zonas rurales o urbanas, o si incluye líneas aéreas o subterráneas.

Es importante el manejo que se le de a la información y la claridad en el tratamiento de cada uno de los rubros puesto que algunos de los que están incluidos en operación y mantenimiento, podrían ser reconocidos como inversión no eléctrica.

Se debe insistir en que de la información de la empresa de referencia debe desprenderse el porcentaje de cada uno de los costos que es asignado a la actividad de comercialización y actividades no reguladas. Esta proporción, debe ser aplicada a cada uno de los grupos de costos con el fin de que la tarifa reconozca solo aquellos costos propios del negocio de distribución. La proporción de los costos variables perteneciente a la actividad de comercialización, es sumada a los costos fijos (independientes del consumo de energía) asociados a la lectura de medidores y procesos de facturación, cobro y recaudo. Esto proporciona los costos totales de comercialización.

Finalmente, para cada uno de los grupos de costos de distribución, se encuentra el costo por unidad de energía vendida.

Al seleccionar los costos que el regulador debe observar, es necesario tener en cuenta que estos deben tener impacto sobre la tarifa y depender directamente de la gestión de la firma. Adicionalmente, los esfuerzos regulatorios deben estar encaminados hacia la minimización de los requerimientos de información, por lo que la empresa modelo debe permitir regular únicamente aquellos costos que tengan impacto sobre el bienestar del consumidor y que sean endógenos a la eficiencia de la empresa. Lo que se busca con esto es que las empresas puedan buscar su sostenibilidad financiera minimizando, al mismo tiempo, la intervención del regulador en decisiones puramente empresariales.

Obtención del VAD y Fórmulas de actualización tarifaria

El VAD es el valor que va a la tarifa que paga el usuario final y que debe reconocer todos los costos en los que incurre el distribuidor de energía, incluyendo un porcentaje de rentabilidad. Es así la suma de los costos de inversión, operación, mantenimiento y el factor de pérdidas encontrado en las etapas anteriores. En general, debe llegarse para cada área típica, a cuadros de resultados como los exhibidos en el Anexo D – Cuadro D1 y D2.

Para la actualización del VAD, se propone el uso de todas las mismas formulas utilizadas en Perú. Sin embargo, los estudios técnicos que se realicen deben hacer una revisión de estas y su adaptación al caso colombiano.

Factor de actualización del VAD – Para media y baja tensión

$$FAVAD_t = A_t \times \frac{IPP}{IPP_0} + B_t \times \frac{Z}{Z_0} + C_t \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{Z}{Z_0} + D_t \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{Z}{Z_0}$$

con $Z = TC \times (1+TA)$.

donde,

t = baja tensión, media tensión

At = Coeficiente de participación de mano de obra y productos nacionales en VADt

Bt = Coeficiente de participación de productos importados en el VADt

Ct = Coeficiente de participación del conductor de cobre en VADt

Dt = Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADt

Z = Indice de productos importados

TC = Tasa de cambio promedio frente al dólar de Estados Unidos.

TA = Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico.

IPP = Indice de precios al productor.

IPCu = Indice de precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Se considerarán los 12 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en el que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPAl = Indice de precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas 52 semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Se considerarán las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en el que las tarifas resultantes serán aplicadas.

En el caso de TC, TA, IPP, se utilizará el valor vigente al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Los cargos fijos se actualizarán de acuerdo a la variación en el IPP, mientras que el cargo por energía reactiva lo hará de acuerdo a la variación de Z. El valor de los coeficientes de actualización aplicados en Perú en el periodo 2002-2006 pueden verse en el Anexo D – Cuadro D3.

Verificación de la tasa de rentabilidad

Para verificar la tasa de rentabilidad es necesario calcular la TIR que obtiene la empresa modelo según la tarifa. Adicionalmente se observa la tasa de rentabilidad obtenida por empresas competitivas con niveles de riesgo similares al negocio de distribución eléctrica.

Estas dos tasas deben ser comparadas. Para que el VAD obtenido sea aprobado, la TIR de la empresa modelo debe estar en un intervalo de 4 puntos porcentuales (hacia arriba o abajo) en comparación con la tasa del mercado. De no ser así el VAD debe ajustarse hasta que esta condición se cumpla.

Ventajas e Inconvenientes en el Proceso de Estructuración del Esquema de Empresa Modelo Eficiente

El regular cada una de las empresas distribuidoras según el área típica de distribución en que se encuentre según sus características, ofrece la ventaja de reconocer la heterogeneidad del mercado colombiano, exigiendo metas más realistas a las empresas y por tanto, acercándose a una regulación eficiente. Sin embargo, hay que observar que de la clasificación de una empresa real en determinada zona, va a depender la forma en la que esta sea regulada, por lo que este es un procedimiento que requiere de gran atención, de la disponibilidad de información precisa y veraz y del uso de software especializado.

El que el esquema se base en unas pocas empresas de referencia, limita la exigencia de información muy detallada a unas cuantas fuentes, lo que puede hacer más eficiente el esquema regulatorio como tal. Es importante que al escoger las empresas representativas de cada sector típico se tenga en cuenta la voluntad y disponibilidad de la empresa en cuanto al suministro de información.

Al calcular los costos de infraestructura sobre el diseño de una red ideal adaptada a la demanda de cada área típica, se asegura que se obtengan costos eficientes y a la vez, se desarrolla un mecanismo que permite identificar que inversiones de las empresas reales no son eficientes. Esto posibilita sugerir una desinversión en activos que no hacen parte del “core business” de la empresa. Sin embargo, para que este proceso se realice, es necesario

prever un lapso de tiempo, dada la irreversibilidad de la mayoría de las inversiones en el segmento de la distribución. De otra parte, debe tenerse en cuenta que el método que se utilice para valorar los activos de las empresas es fundamental en los resultados que se obtengan.

El que el cálculo de las pérdidas se diferencie según el área típica en la que se encuentre la empresa, ofrece la posibilidad de una medida mucho más exacta que tiene en cuenta lo heterogéneo del ambiente en el que operan las empresas. Esto contribuye a una mejora en el esquema regulatorio. Hay que considerar que, tan importante como establecer el nivel de pérdidas óptimo, es fijar el ritmo al que cada empresa llegará a ese nivel.

El cálculo de los costos de infraestructura no eléctrica y AOM's es muy dependiente del suministro de información de la empresa de referencia. De otra parte la identificación de ineficiencias que conducen a encontrar los costos eficientes tiene un componente muy discrecional. En este trabajo se propuso el uso de benchmarks internacionales para encontrar la estructura corporativa óptima. Sin embargo, el uso de herramientas computacionales como DEA o análisis de frontera, pueden ayudar a hacer mucho más exacto el proceso.

V. Conclusiones y Recomendaciones

Dadas las actuales condiciones financieras de las empresas distribuidoras de energía, este trabajo exploró tanto los antecedentes de la regulación seguida hasta ahora, como la viabilidad de la aplicación en el país de un esquema regulatorio utilizado por algunos países en Latinoamérica, conocido como Empresa Modelo.

Suponiendo que el objetivo único de la regulación es la mejora en eficiencia global y por tanto en el bienestar general, existen varios aspectos que un esquema regulatorio debe tener en cuenta: el tipo de incentivos que brinda a cada uno de los agentes del mercado (y por tanto la forma en la que reparte el riesgo), la claridad y transparencia con las que define las reglas de juego, el nivel de esfuerzo que requiere por parte del regulador (y de esta

forma, el costo) y el nivel de intervención sobre las decisiones empresariales que promueve.

Un esquema regulatorio de distribución de energía no solo debe buscar que la eficiencia con la que operan las empresas se refleje en las tarifas, sino también debe ser eficiente en sí mismo. Esto implica que el sistema sea claro y lo más simple posible. Para ello el regulador debe minimizar su intervención en las decisiones empresariales, identificando solo aquellos parámetros relevantes a regular y permitiendo que todo lo demás sea determinado por los incentivos privados de la firma.

El modelo regulatorio debe cumplir con los requisitos de eficiencia y a la vez con la condición de sostenibilidad de las empresas en el tiempo. Es decir, que simultáneamente debe asegurarse que existan mejoras en eficiencia para que parte de los beneficios derivados de ellas sean traspasados a los usuarios, sin perder los incentivos para operar eficientemente.

El esquema de Empresa Modelo brinda incentivos a las empresas a tener niveles adecuados de inversión, promoviendo ganancias en eficiencia vía mejor uso de los recursos a su disposición. Al clasificar a las empresas según sus características fundamentales haciéndolas competir solo con sus similares, el esquema de Empresa Modelo Eficiente ayuda en el objetivo de garantizar la viabilidad financiera de las firmas. Ayuda, igualmente a plantear metas más realistas en términos de avances en calidad, cobertura, y nivel y ritmo de reducción de pérdidas.

De otra parte, el mecanismo de “Price Cap” fue concebido como un esquema flexible que busca reducir la intervención del regulador. Sin embargo, en Colombia, esto se ha traducido en la mezcla de diversas metodologías que en ocasiones se contradicen en sus objetivos, o que producen incentivos que se superponen entre sí. El mecanismo de regulación por Empresa Modelo constituye un único esquema, que se establece por ley, y que define una a una sus características. En esta medida, crea un mejor ambiente

institucional, ofreciendo mayor claridad y certeza regulatoria, estimulando la inversión y disminuyendo costos de transacción.

Una de las mayores dificultades de la regulación de monopolios naturales es la existencia de información asimétrica, de la cual el mecanismo de regulación por Empresa Modelo requiere gran cantidad. Los resultados arrojados por el esquema dependen en gran parte del referente que se use para cada firma, por lo que la etapa de clasificación de cada empresa en una zona típica es fundamental. De la misma manera, el diseño de la red y la estructuración de la empresa modelo, definen las metas que se impondrán a las empresas reales. Todas estas etapas requieren de un volumen de información de la empresa real considerable. Como se vio anteriormente, pese a los esfuerzos de la SSPD, la disponibilidad de información en Colombia no es buena, contando solo con información pública a diciembre 31 de 2001. Esto es un serio inconveniente en la aplicación del esquema (y prácticamente, en la aplicación de cualquier mecanismo regulatorio), dado que no se cuentan con bases de datos precisas, homogéneas y comparables ni entre empresas, ni en el tiempo. Parte del esfuerzo del regulador debe estar encaminado en este sentido, con el fin de abrir canales y ofrecer incentivos para que la información fluya.

Pese a que en este estudio no se realizó la estructuración total del esquema llegando al VAD para cada zona típica, este es un ejercicio interesante tanto para comparar los niveles de tarifas resultantes con uno y otro mecanismo, como para hacer sensibilidades sobre la sostenibilidad financiera de las empresas. De la misma manera, dado que la mayoría de los estudios realizados en el marco de empresa modelo, se centran en las especificaciones técnicas de inversión, sería interesante profundizar en como se estructura la organización laboral de la empresa de modo de aprovechar al máximo el recurso humano. Este trabajo queda para nuevas investigaciones, que ya han empezado a realizarse.

De la misma manera, para futuros trabajos queda el saber si las mejoras en eficiencia regulatoria derivadas de la aplicación del esquema de Empresa Modelo, cubren los costos propios de este. El mecanismo en si resulta costoso dadas las especificaciones técnicas que conlleva: el conocimiento total de la red y la empresa de referencia por parte

del consultor que realiza el estudio y del regulador, la necesidad de varios estudios que permitan corroborar resultados y de tribunales de arbitramento que diriman discrepancias entre empresas y regulador, derivados de las diferencias entre los estudios. Sin embargo sería interesante conocer, derivado de un análisis costo – beneficio de largo plazo, los efectos de su aplicación sobre la función de bienestar de la sociedad. Se debe tener en cuenta, que este esquema requiere que cada 4 o 5 años, cuando se cumple el periodo tarifario, se realice todo el proceso nuevamente.

Como se puede observar, el mecanismo de Empresa Modelo no constituye un esquema flexible puesto que impone reglas muy específicas y envuelve procedimientos determinados. Esto puede ser un defecto en el momento de adaptarse a la evolución de los mercados, pero una cualidad en entornos en los que la falta de claridad regulatoria pueden ser causa de problemas tanto para los prestadores del servicio como para los usuarios.

Finalmente, debemos insistir en que solo un esquema regulatorio eficiente puede conducir a resultados eficientes en los sectores. Gran parte de esa eficiencia radica en el entorno institucional, en la claridad de las normas, en la fortaleza y credibilidad del regulador y en la estabilidad que se ofrezca. Para ello es necesario identificar el mínimo conjunto de parámetros a regular, dejando que las empresas se guíen más por sus incentivos privados. En este sentido, el regulador debe ocuparse de monitorear el nivel de bienestar de los usuarios, más que de intervenir en decisiones puramente empresariales.

Anexos

Anexo A - Tablas

Tabla A1: Utilidad Operacional Empresas Distribuidoras, 1998-2001
(Millones de pesos corrientes)

EMPRESA	1998	1999	2000	2001
INTEGRADAS VERTICALMENTE				
EPPM	99,576	177,227	192,761	268,879
EPSA	79,161	97,177	77,564	104,658
EADE	38,294	26,025	15,029	22,907
CETSA	2,188	5,492	5,025	5,372
EMDEP	158	182	252	176
EEC	4,203	1,029	-13,047	-2,416
ESSA	25,967	23,454	4,999	-2,474
CEDENAR	6,248	930	3,755	-3,863
EEP	-9,179	-1,958	-4,644	-8,847
CEDELCA	-11,668	-9,300	-7,042	-10,099
ELECTROLIMA	9,523	-9,678	3,524	-12,910
CHEC	9,352	1,090	-40,220	-22,654
EBSA	-4,607	-38,355	-103,056	-60,666
EMCALI	23,249	-47,359	-140,785	-110,364
DISTRIBUIDORAS - COMERCIALIZADORAS				
CODENSA	19,979	52,245	112,951	135,601
CENS	5,021	6,421	1,738	5,403
EEBP	NO	NO	398	404
ELECTROCAQUETA	-178	997	943	300
PUTUMAYO	461	69	213	56
RUITOQUE	-23	28	43	32
EMEVASI	136	66	89	-3
ELECTROHUILA	2,978	11,138	4,773	-232
EDEQ	1,495	-1,422	-2,449	-816
EMCARTAGO	-1,290	-1,304	-3,222	-1,137
EMSA	5,660	-2,949	4,716	-2,373
EEASA	-394	-2,560	-2,448	-2,715
ENELAR	-3	-4,675	-3,931	-6,589
ELECTROCHOCO	-1,036	-1,402	-2,085	-7,512
APL	-7,231	-7,377	-6,968	-7,614
ELECTROCOSTA	-45,210	-17,092	-136,246	-141,055
ELECTRICARIBE	-35,209	-24,646	-125,612	-185,228

Fuente: SSPD. Supercifras 6

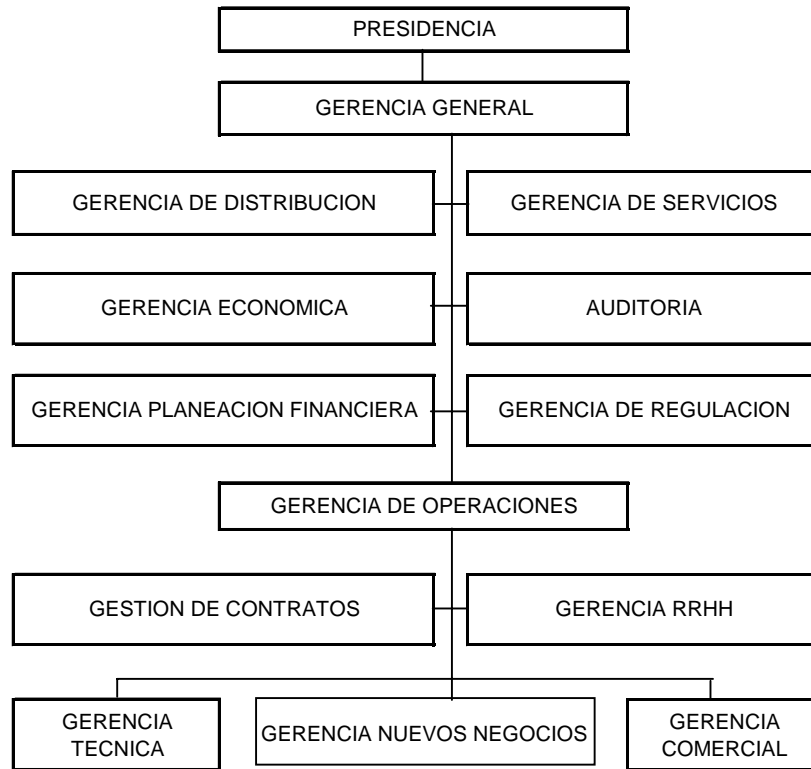
NO: No se encontraba en operación

Tabla A2: Empresas Distribuidoras – Comercializadoras de Energía en Colombia

NOMBRE	SIGLA	CIUDAD
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P	CHEC	Manizales
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	CEDENAR	Pasto
Centrales Eléctricas Del Cauca S.A. E.S.P	CEDELCA S.A. E.S.P.	Popayán
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	CENS	Cúcuta
Codensa S.A. E.S.P.	CODENSA S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.
Compañía de Electricidad De Tulua S.A. E.S.P.	CETSA	Tuluá
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.	Ibagué
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P	DISPAC S.A. E.S.P.	Quibdó
Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	ELECTRO COSTA S.A. E.S.P	Bogotá
Electrificadora de Santander S.A.	ESSA	B/Manga
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P	ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.	Florencia
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	Bogotá D. C.
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	ELECTROHUILA	Neiva
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	EMSA	Villavicencio
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	EADE S.A. ESP.	Medellín
Empresa de Energía de Arauca E.S.P	ENELAR E.S.P.	Arauca
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	EBSA	Tunja
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P		Bogotá
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	EPP	Pereira Risaralda
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	BAJO PUTUMAYO	Puerto Asís
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P	EPSA E.S.P.	Cali
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	EEPSA E.S.P.	Mocoa
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	EDEQ S.A. E.S.P	Armenia
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	EMEVASI S.A. E.S.P.	Sibundoy
Empresa de Energía Eléctrica del departamento del Guaviare S.A. E.S.P	ENERGUAVIARE S.A. E.S.P	San José Del Guaviare
Empresa de Energía Valle del Guamuez S.A. E.S.P	ENERGUAMUEZ S.A. E.S.P	La Hormiga
Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.		Popayán
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E.	EMCALI	Cali
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	EMCARTAGO S.A. E.S.P.	Cartago
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	EEPPM	Medellín
Empresas Públicas de Yarumal E.S.P.	EE.PP.Y.	Yarumal
Municipio de Campamento - Antioquia		Campamento
Perla del Manacacias E.S.P.		Puerto Gaitán
Ruitoque E.S.P.	RUITOQUE E.S.P.	Floridablanca

Fuente: CREG

Tabla A3: Organigrama de una Compañía Típica de Distribución



Anexo B – Fundamentos microeconómicos de Empresa Modelo²²

Supongamos que una oferta de $q = Q(p)$ unidades demandadas a un precio de p requieren $K(q)$ unidades de capital, y un costo variable de c pesos por unidad. La vida útil del capital es T años. Si el costo de capital es r , entonces el valor presente neto de los beneficios generados por una industria que invierte $K(q)$ en $t=0$ es

$$VPN_0 \equiv \int_0^T (p_t - c)Q(p_t)e^{-rt} dt - K(q) \quad (B1)$$

Esta es una identidad contable independiente de la estructura del mercado que puede convertirse en una teoría si se indica como pt es determinado. Un caso particularmente relevante es cuando $K(q) = kq$, con k fijo, y hay retornos constantes a escala. En este caso, la industria será competitiva y en equilibrio tal que

$$VPN_0 = (p - c) \int_0^T e^{-rt} dt - k = 0; \quad (B2)$$

ó definiendo $R \equiv \int_0^T e^{-rt} dt$ y simplificando,

$$p = c + \frac{k}{R}, \quad (B3)$$

De esta manera, el precio es igual al costo promedio de largo plazo, lo cual coincide con el costo marginal. En este caso, si el precio está por encima de $c+k/R$ se estimula la entrada a la industria, mientras que si el precio es menor, el capital saldrá hasta que se termine su vida útil.

La regulación por Empresa Modelo se basa en emular la competencia perfecta partiendo de la condición:

$$Q(p)(p - c) \int_0^T e^{-rt} dt - K(q) = 0; \quad (B4)$$

²² Este aparte está basado en Bustos et al. (2002).

De manera que en el largo plazo, el precio debe ser tal que la firma cubra sus costos económicos, lo cuál es análogo a la condición (B2). Hay, sin embargo, tres diferencias con respecto a los mercados competitivos.

La primera es que si hay economías de escala ($K'q/K > 1$) y el precio es igual al costo marginal de largo plazo, la firma no estará cubriendo sus costos. En este, dado que el costo total de producir q unidades durante T años es $qcR + K(q)$. Por lo tanto el costo marginal de una unidad adicional es $\frac{1}{R} \frac{\partial C}{\partial q} = c + \frac{K'(q)}{R} < c + \frac{K(q)}{qR}$. La solución en este caso es imponer un p igual al costo promedio tal que $p = c \frac{K(q)}{Q(p) \cdot R}$.

La segunda diferencia con respecto a los mercados competitivos es que, al fijar p el regulador debe estimar los costos de operación (c), los costos de capital (r) y el costo de inversión (K), dado que estas no son cantidades determinadas por el mercado. En este sentido, los precios deben ser fijados de modo que cubran los costos de operación e inversión de una empresa modelo.

La empresa modelo se define como aquella que opera a mínimo costo, con la mejor tecnología disponible, manteniendo los estándares de calidad exigidos por la ley, pero adaptándose a las propiedades de la geografía y la demanda en cada área de servicio. Estas condiciones son precisamente aquellas de un mercado competitivo: el agente que entra al mercado (y por tanto determina el precio) lo hace con la mejor tecnología disponible, pero restringido por el entorno geográfico y la demanda.

Adicionalmente, en Empresa Modelo, tal como el mercado competitivo, los precios se deducen de la condición B3, lo cuál no depende de la vida útil que le queda a los activos en cada momento del tiempo.

Anexo C - Experiencia chilena en Distribución Eléctrica

En los primeros años de aplicación de la metodología de Empresa Modelo Eficiente para la remuneración del servicio de distribución eléctrica (1981-1988), las tarifas en términos reales se mantuvieron relativamente constantes tanto a nivel residencial como en industrial de alta y baja tensión (Cuadro C1), adicionalmente estas se situaron por debajo de casi todas las naciones industrializadas (Cuadro C2), mientras la participación del Estado como propietario disminuyó, mostrando un uso más eficiente de los recursos reflejados en la disminución de los gastos operativos y un aumento en la rentabilidad (Cuadro C3) (Alé, 1990).

Cuadro C1: Evolución de los precios medios de energía en Santiago 1981-1987
(Milésimas de UF/Kwh.)

Fecha	Nudo	Residencial 100 KWh	Industrial AT	Industrial BT
Abr-81	0.48	3.93	2.12	3.40
Oct-81	0.51	3.90	2.13	3.40
Abr-82	0.49	3.85	2.10	3.36
Oct-82	0.80	4.42	2.77	3.79
Abr-83	0.73	3.65	2.34	3.15
Oct-83	0.69	3.58	2.30	3.10
Abr-84	0.63	3.52	2.23	3.02
Oct-84	0.85	3.57	2.22	3.07
Abr-85	0.79	4.13	2.45	3.57
Oct-85	0.78	4.13	2.44	3.59
Abr-86	0.79	4.09	2.45	3.57
Oct-86	0.69	3.98	2.34	3.45
Abr-87	0.72	3.97	2.37	3.46
Oct-87	0.85	4.16	2.53	3.65

Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile - CNE

Cuadro C2: Precio medio del Kwh.
(Centavos de dólar)

País	Consumo Residencial (100 KWh)	País	Consumo Industrial (100 KWh)
Inglaterra	11.4	Austria	9.0
Alemania	10.9	Alemania	8.5
Holanda	9.4	Holanda	8.0
Israel	8.8	Israel	7.9
Austria	8.6	Italia	7.9
Francia	7.7	Inglaterra	7.5
España	7.3	Suiza	7.0
Italia	6.9	Grecia	7.0
Suiza	6.6	Chile	7.0
Grecia	6.4	Francia	6.4
Chile	6.4	Hungría	6.1
Finlandia	5.1	España	5.2
Suecia	3.9	Yugoslavia	4.2
Hungría	1.7	Suecia	3.6

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Cuadro C3: Rentabilidad después de Impuestos
(Utilidad/Patrimonio)

Año	Chilectra Metropol	ENDESA
1981	5.7	3.0
1982	14.9	-10.4
1983	3.1	6.4
1984	4.7	2.4
1985	9.7	-2.6
1986	9.7	7.7
1987	9.8	4.9

Fuente: Balances de las Empresas

Anexo D - Metodología aplicada en Perú para el Periodo Tarifario 2002-2006
- Fuente: CTE Perú -

A. El Ministerio de Minas determinó los sectores de distribución típicos, según: consumo promedio anual por cliente, potencia instalada en subestaciones de distribución por Km de red de media tensión, longitud de redes de baja tensión promedio por cliente en baja tensión y longitud de redes de media y baja tensión por consumo anual

Como resultado se obtuvieron cuatro sectores típicos en los que se dividió el país: urbano de alta densidad, urbano de media y baja densidad, urbano rural y rural. Además se estableció un listado con todas las empresas en el que se indicó el sector al que pertenecía cada firma.

B. Se seleccionó una empresa distribuidora representativa de cada área típica para utilizar como referencia en la estructuración de la empresa modelo. Los resultados fueron: Sector 1: Lima Norte; Sector 2: Tacna; Sector 3: Chupaca; y Sector 4: Huayucachi.

C. La red se diseñó para cada sector típico, a partir de la densidad de carga, elaborando una zonificación del mercado eléctrico. A partir de estos se estableció el tipo de instalaciones adaptadas para cada zona y la tecnología adoptada para cada una. Lo anterior con base en la disponibilidad tecnológica del mercado y el diseño óptimo de las instalaciones de distribución. Los resultados fueron:

Zona	Rango de Densidad de Carga (MW/km²)	Tipo de Instalaciones adaptadas
Urbano - Muy alta densidad	$x > 4,00$	- Red de media y baja tensión subterránea. - Subestaciones de distribución tipo convencional a nivel y subterránea, y compacta en pedestal y bóveda.
Urbano - Alta densidad 1	$4,00 > x > 2,50$	- Red de media tensión subterránea. - Red de baja tensión aérea. - SE MT/BT tipo convencional a nivel subterránea, y compacta en pedestal y bóveda.
Urbano - Alta densidad 2	$2,50 > x > 1,50$	- Red de media y baja tensión aérea. - SE MT/BT tipo monoposte y biposte.
Urbano - Media densidad Urbano - Baja densidad	$1,50 > x > 0,25$ $x < 0,25$	- Red de media y baja tensión aérea. - SE MT/BT tipo monoposte y biposte.

Para obtener los costos de inversión, se valoraron los componentes de estas redes según su valor nuevo de reemplazo.

D. Se recopiló, validó y revisó información técnica, económica y comercial de las cuatro distribuidoras reales. Posteriormente, se hizo un ajuste inicial con base en un benchmarking con mejoras en cada una de las empresas reales y con base en esta se diseñó la empresa modelo.

E. Se valoraron los costos para cada firma determinando costos de inversiones no eléctricas (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de cómputo, etc.), los costos de explotación (según los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema adaptado) y los costos indirectos correspondientes a la organización “ad hoc” de la empresa modelo. Se identificaron todas las posibles ineficiencias en las que podrían incurrir las empresas de referencia y estas fueron valoradas, obteniendo costos eficientes. Adicionalmente, se dedujeron los costos correspondientes a otras actividades no reguladas tales como conexiones, cortes, reconexiones, arrendamiento de postes, mantenimiento de instalaciones de terceros, y todas aquellas relacionadas con la actividad de comercialización de energía.

En lo referente a las pérdidas de energía (físicas y comerciales), la legislación peruana fijó niveles estándar que deben ser alcanzados progresivamente en tres periodos regulatorios. El porcentaje de pérdidas referido al ingreso en cada nivel de tensión es el siguiente para el periodo regulatorio 2002-2006:

Sector	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1	1.42%	1.99%	8.71%	10.00%
2	1.67%	3.00%	8.71%	12.31%
3	1.99%	3.95%	10.07%	15.16%
4	1.99%	3.95%	10.07%	15.16%

Las pérdidas totales resultan de la diferencia entre la energía entregada al sistema de distribución eléctrica y la energía vendida a los usuarios de media y baja tensión. Las pérdidas reconocidas son calculadas conforme lo establece la legislación. El exceso de pérdidas resulta de la diferencia entre pérdidas totales y estándar. Este exceso debe reducirse a cero antes de diciembre 31 de 2005.

La caracterización final de las empresas modelo resultantes para cada sector típico, así como el VAD asociado a cada una se muestran en los Cuadros D1 y D2.

Cuadro D1: Resultados del Estudio Técnico de Fijación de Tarifas- Sectores 1 y 2
(Comisión de Tarifas Eléctricas, 2002-2006)

Sector Típico 1	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos
VNR	miles S/.	110,691.00	243,316.00	
Anualidad de inversión (Costo anual de inversión)	miles S/.	13,742.00	30,206.00	
Costo anual de explotación	miles S/.	6,324.00	15,555.00	
Total costo anual	miles S/.	20,066.00	45,761.00	5,351.76
Demanda	KW	560,459.00	362,730.00	
Numero de clientes				777,404.00
VAD				
Inversión	US\$/kW-mes	1.94	6.59	
Explotación	US\$/kW-mes	0.89	3.39	
Total	US\$/kW-mes	2.83	9.98	
Cargos Fijos	US\$/mes			0.54
VAD (*)				
Inversión	S/. KW-mes	6.76	22.94	
Explotación	S/. KW-mes	3.11	11.81	
Total	S/. KW-mes	9.86	34.76	
Cargos Fijos	S/. cliente-mes			1.90
Sector Típico 2	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos
VNR	miles S/.	2,468.00	8,983.00	
Anualidad de inversión (Costo anual de inversión)	miles S/.	306.00	1,115.00	
Costo anual de explotación	miles S/.	216.00	540.00	
Total costo anual	miles S/.	523.00	1,655.00	311.36
Demanda	KW	18,353.00	14,845.00	
Numero de clientes				47,392.00
VAD				
Inversión	US\$/kW-mes	1.32	5.94	
Explotación	US\$/kW-mes	0.93	2.88	
Total	US\$/kW-mes	2.25	8.82	
Cargos Fijos	US\$/mes			0.52
VAD (*)				
Inversión	S/. KW-mes			
Explotación	S/. KW-mes			
Total	S/. KW-mes	0.00	0.00	
Cargos Fijos	S/. cliente-mes			1.81

Tipo de cambio: S/.3.484 por USD 1.00

Cuadro D2: Resultados del Estudio Técnico de Fijación de Tarifas- Sectores 3 y 4
(Comisión de Tarifas Eléctricas, 2002-2006)

Sector Típico 3	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos
VNR	miles S/.	405.00	1,182.00	
A anualidad de inversión (Costo anual de inversión)	miles S/.	50.00	147.00	
Costo anual de explotación	miles S/.	36.00	85.00	
Total costo anual	miles S/.	86.00	232.00	62.72
Demanda	KW	1,912.00	1,533.00	
Numero de clientes				9,250.00
VAD				
Inversión	US\$/kW-mes	2.08	7.57	
Explotación	US\$/kW-mes	1.49	4.40	
Total	US\$/kW-mes	3.57	11.97	
Cargos Fijos	US\$/mes			0.54
VAD (*)				
Inversión	S/. KW-mes			
Explotación	S/. KW-mes			
Total	S/. KW-mes	0.00	0.00	
Cargos Fijos	S/. cliente-mes			1.87

Sector Típico 4	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos
VNR	miles S/.	1,137.00	1,574.00	
A anualidad de inversión (Costo anual de inversión)	miles S/.	141.00	195.00	
Costo anual de explotación	miles S/.	73.00	129.00	
Total costo anual	miles S/.	214.00	324.00	105.28
Demanda	KW	2,443.00	2,062.00	
Numero de clientes				15,317.00
VAD				
Inversión	US\$/kW-mes	4.57	7.49	
Explotación	US\$/kW-mes	2.37	4.94	
Total	US\$/kW-mes	6.93	12.44	
Cargos Fijos	US\$/mes			0.54
VAD (*)				
Inversión	S/. KW-mes	15.92	26.11	
Explotación	S/. KW-mes	8.24	17.22	
Total	S/. KW-mes	24.15	43.33	
Cargos Fijos	S/. cliente-mes			1.89

Tipo de cambio: S/.3.484 por USD 1.00

F. Se calcularon las fórmulas de actualización del VAD según lo mostrado en la Sección IV. Los valores de los parámetros At, Bt, Ct y Dt, para media y baja tensión se muestran en el Cuadro D3.

Cuadro D3: Factores de Actualización del VAD – Baja y Media Tensión

Sector \ Parámetro	Media Tensión				Baja Tensión			
	A	B	C	D	A	B	C	D
1	0.840	0.110	0.030	0.020	0.880	0.030	0.030	0.060
2	0.768	0.174	0.000	0.058	0.845	0.046	0.000	0.109
3	0.735	0.177	0.000	0.088	0.763	0.125	0.000	0.112
4	0.660	0.206	0.000	0.134	0.740	0.158	0.000	0.102

Fuente: OSINERG - Perú

Bibliografía

- ALE, J. *Un Nuevo Esquema de Regulación de Monopolios Naturales*. Estudios Públicos, Chile, 1990.
- AMSTRONG, COWEN y VICKERS. *Regulatory Reform*. The MIT Press, 1994
- AYALA, U. *Sustainability of Power Sector Reform in Latin America. The reform in Colombia*. Working Paper, IADB, Washington D.C., 2002.
- BERNSTEIN, J. *Regulación en el Sector Distribución Eléctrica*. Universidad Católica de Chile, Santiago, 1999.
- BONIFAZ, J. *Distribución Eléctrica en Perú: Regulación y Eficiencia*. Universidad del Pacífico, Lima, 2001.
- BUSTOS, A., GALETOVIC, A. *Regulación por empresa eficiente, ¿Quién es realmente usted?*. Chile, 2002.
- CADENA, A, CHAHÍN, C, DURÁN, H, et al. *Estudio técnico-económico sobre la metodología tarifaria de "Estampillamiento" para regular los cargos por uso en Subtransmisión eléctrica nacional: Niveles de Tensión IV y III, Informe a Codensa*. Universidad de los Andes, Bogotá, 2002.
- CANO, R. *La Regulación del Sector Eléctrico en Chile*. En *Lecturas de Economía*, Número 46, ene-jun, Bogotá, 1997.
- CFP - CENTER FOR PRIVATIZATION. *¿Por Qué Privatizar?* En *Privatización: Una Alternativa para el Desarrollo*. Asociación Iberoamericana de Cámaras de Comercio, Bogotá, 1989.
- CHAHÍN, C. *Regulación del Transporte de Electricidad en Ambientes Monopólicos y Competitivos*. Universidad de los Andes, Bogotá, 2002.
- CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. *Situación General de las Electrificadoras del Interior*. Bogotá, 2001, pp. 7, 9, 11.
- GALETOVIC, A. y SANHUEZA, R. *Regulación de servicios públicos: ¿hacia dónde debemos ir?*, Estudios Públicos 85, 2002, pp. 101-137.
- JAMASB, T y POLLITT, M. *Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: Lessons from international experience*. University of Cambridge, 2000.
- MILLAN, LORA y MICCO, *Sustainability of the Electricity Sector Reforms in Latin America* prepared for the seminar "Towards Competitiveness: The Institutional Path", Banco Mundial, Santiago, 2001.
- LOEB, M., MAGAT W.A, "A Decentralized Method of Utility Regulation," *Journal of Law and Economics* 22, 1979, pp.399-404.
- MOLINA, P. *Tarifación eléctrica chilena a nivel de empresas de distribución*. Tesis de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Universidad Católica de Chile, Santiago, 1998
- RAMIREZ, P. *Regulación por empresa modelo. Aplicación en el sector sanitario chileno*. Superintendencia de Servicios Sanitarios, Chile, 2002.
- RUDNICK y DONOSO. *Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation*. En IEEE Transactions On Power Systems, VOL. 15, NO. 4, Noviembre de 2000.
- SCHETTINI, J. *Formulación Tarifaria aplicada a los peajes de distribución para Electrocosta y Electrocaribe*. Universidad de los Andes, Bogotá, 2002.
- Supercifras en Kilovatios Hora*. Revista Número 6. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Bogotá, 2002.
- UNIVERSIDAD DE LOS ANDES. *Evaluación de la Participación Privada en el Sector de Energía en Colombia*. Bogotá, 1996.
- URL: www.cocier.org
www.codensa.com
www.creg.gov.co