

METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE COSTOS DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – MODELO DE EMPRESA EFICIENTE

Martha Lucía Arévalo Pérez

Resumen

Como lo establece el artículo 87 de la ley 142 de 1994 las tarifas de los servicios públicos deben cumplir con los criterios de eficiencia asignativa y asegurar una remuneración justa a las empresas eficientes que garanticen su permanencia en el sector y permitan prestar un servicio con buena calidad y la realizar expansión necesaria.

En este trabajo se exploran los aspectos regulatorios relacionados con la remuneración de las empresas de distribución de energía eléctrica, se exponen los lineamientos generales del período tarifario vigente en Colombia y se propone un método alternativo de remuneración basado en el modelo de empresa eficiente como una opción para garantizar el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad, calidad y expansión en el negocio de la distribución.

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

1. INTRODUCCIÓN

Con la entrada en vigencia en el año de 1994 de la ley 142 de servicios públicos y la ley 143 de energía eléctrica, se inició la reestructuración de la industria de energía eléctrica. Se separaron las actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia con el fin de identificar aquellos segmentos potencialmente competitivos de aquellos con características de monopolios naturales. Se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Unidad de plantación Minero Energética (UPME).

La CREG, como ente regulador tiene como función, además de aquellas relacionadas con la promoción de la competencia en donde sea posible, corregir las imperfecciones del mercado derivadas de la condición de monopolio natural de los servicios de red, entre los cuales se encuentra el transporte de energía. La Distribución de Energía Eléctrica (DEE), se constituye de esa forma en una actividad regulada por la CREG, quien utiliza como instrumento principal el establecimiento del esquema tarifario. Este esquema debe beneficiar a los consumidores mediante el establecimiento de los incentivos adecuados para que las empresas utilicen la mejor tecnología y realicen una operación de mínimo costo para los niveles de calidad establecidos, al tiempo que remunera adecuadamente a las firmas garantizándoles su suficiencia financiera y posibilidades de expansión.

La actividad de distribución de energía eléctrica es prestado por un amplio número de empresas (33) de características bastante diferentes en cuanto al régimen de propiedad, el nivel de integración entre los diferentes negocios, el alcance y la composición del mercado que atiende, la composición por niveles de tensión, y las condiciones técnicas y financieras en que se encontraban al iniciar el proceso de reformas. Establecer un régimen para remunerar adecuadamente la inversión requerida y existente y los costos de administración, operación y mantenimiento no es, por tanto, tarea sencilla.

La resolución CREG 099 de 1997 definió los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional (STR)

y/o distribución local (SDL). Los cargos aplicados por los STR y/o SDL se dividen en cargos por conexión y cargos por uso. Los Cargos por Conexión no están regulados y se acuerdan entre las partes. Los cargos por uso resultan de la aplicación de la metodología “Price Cap”.

La resolución CREG 082 de 2002, actualizó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR’s y SDL’s.

Después de más de una década de iniciado el proceso de reforma del sector eléctrico, es posible y pertinente evaluar los resultados obtenidos con la regulación que se ha venido aplicando, analizar los posibles efectos de las disposiciones vigentes para los próximos años y buscar posibles soluciones para las deficiencias que se encuentran en el actual sistema con el fin de garantizar que se cumpla con los propósitos del esquema tarifario definido en la Ley Eléctrica.

En la primera parte del trabajo se tratan los aspectos teóricos relacionados con el negocio de la distribución y su regulación. En la segunda se presentan algunos casos de experiencias internacionales donde cuentan con el modelo de empresa eficiente como mecanismo de regulación tarifaria. En la tercera parte se describe el marco regulatorio vigente para determinar los cargos por uso del sistema de distribución en Colombia. Una propuesta de tarificación utilizando el modelo de empresa eficiente para Colombia es descrita en la cuarta parte y finalmente se presentan las conclusiones del trabajo en la última parte.

Este trabajo es la continuación de un trabajo de pregrado realizado por J. Schettini (2000) para proponer periodos para alcanzar niveles de pérdidas óptimas por grupos homogéneos de empresas y de otro de posgrado de D. Kassem (2000) para evaluar esquemas para la remuneración de la actividad de distribución en el país, en el cual se exploró en algún detalle el esquemas de empresa eficiente empleado en Chile.

2. EL NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA NECESIDAD DE REGULACIÓN

La industria colombiana del sector eléctrico esta separada en actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Las actividades de generación y comercialización son consideradas actividades competitivas o potencialmente competitivas, mientras que la distribución y la transmisión son consideradas actividades monopólicas. Por esta razón estas dos últimas actividades son reguladas para emular un mercado de competencia perfecta y optimizar el beneficio de los consumidores y de los productores. Es precisamente esta la tarea fundamental del regulador: maximizar el beneficio social (excedente del consumidor y excedente del productor), tal como lo harían las leyes del mercado en una industria con libre competencia.

En particular, la industria de la DEE es la encargada de llevar la energía eléctrica al usuario final. Comprende el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinado al servicio de los usuarios de un municipio o municipios adyacentes¹. Las redes de distribución están compuestas por dos sistemas. Los SDL están compuestos por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión III, II y I, dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización. STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión IV y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales².

Tradicionalmente, se ha considerado que la DEE posee economías de escala (o más precisamente de densidad), es decir, el costo medio de producir una unidad más disminuye a medida que aumenta el nivel de producción ó, el costo de producir una unidad adicional o costo marginal es menor que el costo medio³. De igual forma, en el negocio de DEE, una empresa que distribuye “q” unidades a costo $C(q)$ es mas conveniente que dos o más

¹ Ley 143 de 1994

² Creg 082 de 2002

³ Como se menciona más adelante, esto no es necesariamente cierto para la DEE, una vez se han establecido zonas con similares densidades

empresas que distribuyen en total “q” unidades a un costo igual a la suma de los costos de producción de cada empresa lo que se conoce como subaditividad de costos. Además, la industria de DEE también posee economías de alcance pues es más costoso que el servicio sea ofrecido por dos o mas empresas que por una sola empresa. Por último, Los altos costos fijos iniciales que tiene la infraestructura necesaria para la prestación del servicio de distribución limitan o hacen poco probable la introducción de competencia en esta actividad.

Las anteriores características hacen que la DEE sea un monopolio natural, posibilitando la posición dominante de las empresas distribuidoras, pues los usuarios no tienen la posibilidad de elección entre diferentes opciones, ya que la comercialización pura en Colombia solo representa el 5% de la energía tranzada en el mercado. La asimetría de información entre las empresas y los usuarios, se presta para comportamientos oportunistas y por ende podría causar mayores precios, poca confiabilidad y baja calidad del servicio. Para corregir esta imperfecciones del mercado, es necesaria entonces, la actividad reguladora a través de la intervención del estado, para controlar precios e imponer restricciones que condicionen la actuación de los operadores.

2.1 Definición de la actividad de distribución

El negocio de la distribución comprende la infraestructura y las actividades necesarias para transportar hasta el usuario final la energía eléctrica. El medio de transporte son las redes aéreas o subterráneas, dimensionadas a partir de los voltajes utilizados y la potencia necesaria para atender la demanda de los usuarios. Adicionalmente se requieren transformadores para obtener los distintos niveles de voltaje presentes en el sistema, elementos de control y protección y otros elementos adicionales para el funcionamiento seguro y confiable del sistema.

La diversidad de niveles de voltaje en un sistema de distribución se justifica por la diversidad de consumos requeridos por los usuarios y por la necesidad de optimizar la red para disminuir las pérdidas ohmicas. Dependiendo de la función que cumplen, las redes de distribución se pueden clasificar en:

Redes de baja tensión: se emplean para atender usuarios residenciales, la mayor parte de usuarios comerciales y oficiales, y usuarios industriales con necesidades de tensión menores a un Kilovoltio (1000 V).

Redes de media tensión: permiten abastecer usuarios con necesidades de potencia del orden de los Megavatios, principalmente industriales con tensiones superiores a 1 KV y menores a 220 KV.

Redes de Subtransmisión: se emplean para interconectar los centros de una misma región (Sistema de transmisión regional), para la distribución en zonas rurales y para el respaldo de la distribución de energía en grandes centros de consumo.

Otra forma de dividir el Sistema de Distribución es a partir de los niveles de tensión con los que cuenta. En Colombia, las redes se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4:	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.
Nivel 3:	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.
Nivel 2:	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
Nivel 1:	Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

A las actividades comprendidas dentro del negocio de la distribución se asocian los costos de capital, costo de administración, operación y mantenimiento de la red, y las pérdidas.

2.1.1 Costo del capital

Es la depreciación de las instalaciones de una empresa mas los intereses que genera el capital invertido durante un año o un mes. Para determinar el capital invertido existen varias prácticas, entre las que se encuentra el Costo histórico, el Costo de sustitución o Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), el Costo de reposición y el Justo valor.

El valor económico de las instalaciones debe ser entendido como un valor eficiente capaz de ofrecer un precio eficiente para desplazar aquellas empresas que no ofrezcan este precio.

2.1.2 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento

Comprenden la remuneración del personal técnico y administrativo, los arriendos de terreno, y los costos de mantenimiento de las líneas, los transformadores y demás equipos.

2.1.3 Costo de las pérdidas no reconocidas

La energía perdida y no reconocida tiene asociado un costo de oportunidad para las empresas distribuidoras, consistente en no facturar el cargo por distribución por la energía perdida.

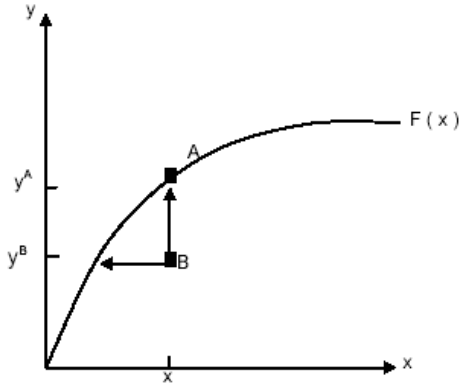
2.2 Características del negocio y concepto de eficiencia

Según Sanhuesa 2003, eficiencia es un concepto relativo, una empresa es económicamente eficiente cuando es capaz reproducir con la alternativa del menor costo dentro de todas las posibles que le ofrece el mercado. La eficiencia es un concepto económico derivado de la escasez de recursos susceptibles de ser utilizados en diferentes usos alternativos. Depende de las alternativas existentes y por esta razón no es un concepto absoluto.

La eficiencia productiva de una empresa consiste en la elaboración de un producto al mínimo costo. Esta eficiencia se logra solamente cuando se han alcanzado la eficiencia técnica y la eficiencia asignativa. La eficiencia técnica se logra al obtener el máximo producto dado unos niveles de insumos y una tecnología y la eficiencia de asignación se obtiene al combinar de manera óptima insumos y productos, para el nivel de precios existente.

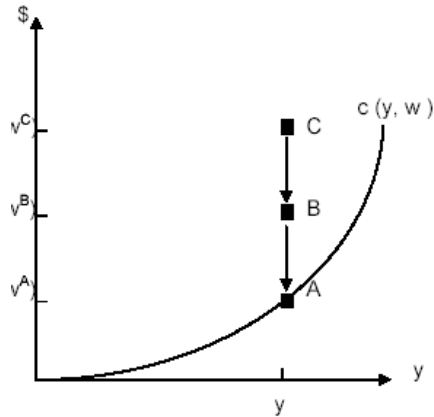
Una forma de medir la eficiencia de una empresa es a partir de la frontera de producción y de la frontera de costos. La distancia entre la producción observada y la frontera que representa el máximo producto dado un nivel de insumos, mide la eficiencia técnica. Por su parte, la frontera de costos permite estimar la eficiencia económica (suma de eficiencia técnica y asignativa), la cual se mide como la diferencia entre los costos observados y el costo mínimo óptimo.

Figura 1. Medidas de eficiencia.



Fuente: Kumbhakar y Lovell (2000)

Medidas de la eficiencia técnica en una frontera de producción



Fuente: Kumbhakar y Lovell (2000)

Medidas de eficiencia económica en una frontera de Costos

En el negocio de la DEE, las empresas deben satisfacer una demanda, es decir no pueden escoger el nivel de producción, este es un factor exógeno, además deben ofrecer el servicio con una tarifa prefijada, por tanto la empresa debe maximizar los beneficios minimizando los costos de producción para un nivel establecido de producto. Por esta razón el análisis que se hace para medir la eficiencia se realiza a partir de la frontera de costos.

De esta forma, para evaluar la eficiencia de las empresas de DEE, se deben determinar primero cuales son los factores de entrada y cuales los de salida y las relaciones existentes entre ellos. Como lo menciona Melo (2004), aunque en la distribución de energía, existen diferentes variables importantes en el desarrollo de actividad, los cuatro factores principales son: El consumo de energía, el número de consumidores, la longitud de redes y el área que cubre la oferta de energía. Sin embargo, no es claro cuales de estas variables pueden ser consideradas como insumos y cuales como factores exógenos. Los productos mas utilizados son la energía distribuida a diferentes tipos de usuarios, o la cantidad de energía distribuida y el número de usuarios atendidos.

Como se mencionó anteriormente, las ineficiencias económicas relacionadas con la naturaleza de monopolio natural de la DEE, requieren de un esquema regulatorio que proporcione los estímulos a las empresas para que a través de señales de precios adecuados, traspasen parte de sus beneficios a los usuarios en el largo plazo, forzándolas de esta forma a ser eficientes.

Los costos asociados a la actividad, sujetos de ser remunerados a través del esquema regulatorio, pueden agruparse en: Costos de inversión de nuevas redes, costos de capital relacionados con la depreciación de los activos, costos de administración, operación y mantenimiento y por último, costo de las pérdidas.

Es tarea de la regulación entonces, identificar y valorar cada uno de estos componentes de costos, determinar la influencia de factores como el tipo de red, el tipo de consumo y densidad de consumo en los costos y principalmente, proporcionar señales que inciten a las empresas a adoptar comportamientos más eficientes en beneficio de los usuarios.

2.3 Modelos De Remuneración

Se han experimentado diferentes esquemas regulatorios para determinar la remuneración adecuada de servicios públicos con características de monopolios naturales. Cada uno de estos esquemas tiene ventajas y desventajas, lo importante es usar aquel que se adapte más a las características del negocio y a las intenciones del regulador. Específicamente para la industria de DEE, se han utilizado los siguientes esquemas:

Regulación por tasa de retorno: el regulador fija un límite a la tasa de rentabilidad y se determina la tarifa que permita obtener a la empresa esta rentabilidad, dada la condición de sostenibilidad. De esta forma el beneficio de la empresa iguala sus costos, por esta razón no se requiere de la asignación de precios eficientes, sino de precios que cubran los costos totales. Se reconoce así, el costo histórico y el costo de oportunidad del capital invertido más los costos de administración, operación y mantenimiento.

Regulación por precio máximo: se fija un precio máximo incentivando el incremento en la tasa de ganancia de la empresa como resultado de reducir costos por debajo del tope establecido. De esta forma se generan fuertes incentivos para alcanzar la eficiencia productiva minimizando costos. Como el precio se fija por un periodo de tiempo establecido, independiente de los costos o de la demanda del servicio, el riesgo que asume la empresa es alto pues aumentos imprevistos en los costos o niveles de demanda menores a los esperados pueden perjudicar su nivel de ingresos poniendo en peligro su sostenibilidad.

Regulación por ingreso máximo: el regulador determina un límite para los ingresos totales de la empresa garantizando una gestión eficiente de los recursos. Este esquema es utilizado cuando los costos fijos son considerables. Bajo este esquema, la firma tiene incentivos para reducir costos y aumentar su rentabilidad en la medida que el período de fijación de precios sea suficientemente largo, además el riesgo por fluctuaciones en la demanda es menor que en el esquema de precio máximo.

Competencia por comparación: el precio de una empresa se fija utilizando información sobre los parámetros relevantes, observando a otras empresas similares tecnológicamente para inferir de ellas los costos a ser aplicados. De este modo se introduce una forma de competencia que debilita el monopolio que tienen las firmas individuales sobre la información. Esto ocurre haciendo que la recompensa de una firma dependa de su desempeño con respecto a las otras firmas. El peligro del mecanismo es que en sistemas no suficientemente independientes, a menos que el regulador cuente con información perfecta, las ineficiencias promedio pueden tender a perpetuarse mediante la sobreestimación de costos, y a convertirse en renta, al ser traspasadas a los consumidores. Además, 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.

Modelo de empresa eficiente: Consiste en determinar los precios máximos a través de los costos de una empresa ficticia representativa de un grupo de empresas reales. Se

establece una empresa modelo para cada uno de los sectores típicos y los costos medios de esta empresa son la base para determinar los precios máximos de las empresas del sector. La empresa modelo se crea sin considerar los activos preexistentes en el negocio y suponiendo la no existencia de ésta en el mercado; es decir, sólo utiliza los activos necesarios para prestar el servicio de manera eficiente. Un inconveniente de este esquema es que se requiere alimentar el modelo con parámetros tecnológicos y de costos. Dados que estos parámetros son muy difíciles de determinar, en la práctica sucede que el modelo termina por utilizar los parámetros de la empresa real, con lo cual se pierde el sentido de comparación con un empresa modelo eficiente. Sin embargo, el esquema tiene ciertas virtudes, como el incentivo a no sobreinvertir y a reducir costos.

3. EXPERIENCIA INTERNACIONAL

El objetivo de esta sección es señalar algunos casos en los que se ha utilizado el esquema de regulación de empresa modelo eficiente para el negocio de DEE, la evolución tarifaria de estos países (1998-2002) y su comparación con el caso colombiano. La fuente de las cifras utilizadas en esta sección fue CIER (2003).

3.1 Chile

Los consumidores regulados pagan la tarifa compuesta del precio nudo regulado (precio al que los distribuidores adquieren la energía en el mercado mayorista) y la remuneración correspondiente a la distribución. La vigencia tarifaria tiene un período de cuatro años, tiempo durante el cual se aplican fórmulas para la indexación. El VAD incluye costos fijos de administración, facturación y atención al usuario, costos de inversión, operación y mantenimiento y pérdidas medias en potencia y energía.

3.2 Perú

Los consumidores regulados pagan la tarifa compuesta del precio de barra (precio al que los distribuidores adquieren la energía en el mercado mayorista) y la remuneración correspondiente a la transmisión y a la distribución. La vigencia tarifaria tiene un período de cuatro años, tiempo durante el cual se aplican mecanismos para la indexación. El

VAD incluye costos asociados al usuario (cargos fijos mensuales por lectura, reparto, facturación y cobranza), costos de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada y pérdidas estándares de distribución.

3.3 Uruguay

Los consumidores regulados pagan la tarifa compuesta por los precios de compra del distribuidor en el mercado mayorista y por una cuota que consta de los costos de transporte pagada por los distribuidores y de la remuneración por la función de distribución. Las componentes del VADE se calculan para cada una de las áreas de distribución típicas de manera completa cada periodo tarifario.

3.4 Comparación De La Evolución Tarifaria

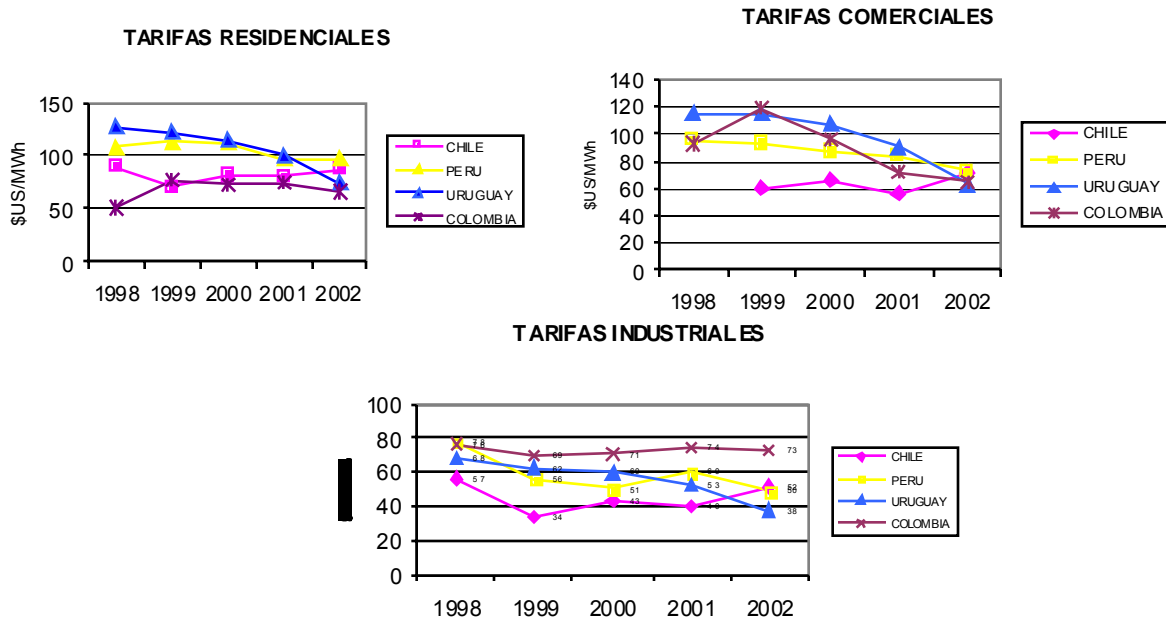
Teniendo en cuenta que algunos de los motivos por los que se hace necesaria la regulación de la industria de DEE son la búsqueda de la reducción de ineficiencias e inestabilidad en los precios, corregir la pérdida de eficiencia económica causada por el distribuidor cuando afecta el bienestar social al optimizar su propia decisión y la necesidad de una mayor cobertura y precios accesibles que contribuyan a la redistribución del ingreso, se hace interesante analizar en que grado estos objetivos se ven reflejados en las tarifas de los distintos países que han adoptado el modelo de empresa eficiente como metodología para establecer la remuneración de la actividad de distribución.

La evolución tarifaria entre 1998 y 2002 de Uruguay y Perú muestra una reducción uniforme en las tarifas de los tres sectores. En el caso chileno, se presentan altibajos en las tarifas y la tarifa del último año con respecto al primero del periodo analizado se redujo muy poco en el caso de las tarifas residencial e industrial e incluso se presenta un alza en la tarifa comercial.

En el caso Colombiano se presenta una leve reducción para los sectores comercial e industrial. En el caso residencial la tarifa presenta un aumento debido al desmonte de subsidios.

Adicionalmente, mientras en Colombia la tarifa residencial es la más baja, en los otros países es la más alta. Esto es el reflejo de las políticas económicas que influyen en las políticas regulatorias de los distintos países.

Figura 2. Comparación tarifas



4. MARCO REGULATORIO COLOMBIANO VIGENTE PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (PERIODO 2003-2007)

Las leyes que dan fundamento a la metodología tarifaria vigente son la 143 de 1994, en la que se estableció el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y la 142 de 1994 que define el régimen general de los servicios públicos domiciliarios. Estas leyes definen el principio de suficiencia financiera y por tanto, los cargos por uso de las redes de distribución deben permitir a una empresa eficiente recuperar sus inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento y remunerar su capital de acuerdo con el riesgo de su negocio. Además, el régimen de tarifas debe procurar que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía.

En Colombia, el periodo tarifario es de 5 años. Para el cálculo de las remuneraciones, se distinguen cuatro niveles de tensión y la metodología para dicho cálculo difiere en cada uno de ellos. Los niveles de tensión 1, 2 y 3 se remuneran a través de la metodología price cap, la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario eficiente que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para el nivel 4 se determina un ingreso total eficiente a partir de las instalaciones del distribuidor.

4.1 Remuneración de la inversión

4.1.1 Nivel 4 – líneas radiales

En el caso de las líneas radiales el criterio de eficiencia usado para determinar los niveles de inversión es el nivel de uso que se le da a la infraestructura y se utiliza un modelo técnico para determinar este nivel.

Se establece que para una carga igual al 150 % de la carga máxima del 2001 (proyección de 10 años con una tasa de crecimiento del 4% anual) las líneas deben tener una utilización que como mínimo le produzca una regulación del 4%.

4.1.2 Otros activos de nivel IV, nivel III y nivel II

Los cargos máximos para remunerar la inversión en estos niveles de tensión se determinan a partir de técnicas estadísticas. Se emplea un análisis que permite observar no solo la media sino también la dispersión de datos. Dado que la distribución estadística de la muestra no se ajusta de forma natural a una distribución estandarizada se utiliza la técnica de BoxCox para transformarla en una distribución normal y la técnica de Shapiro Wilk para verificar la normalidad de la muestra transformada.

De esta forma, el cargo máximo eficiente resulta de considerar la distribución de los costos medios por unidad de energía distribuida de todos los operadores y tomar el valor que deja por debajo al 50% de la probabilidad de dicha distribución.

4.1.3 Activos de nivel de Tensión I

El primer paso de la metodología para establecer los cargos máximos consistió en la identificación de los circuitos típicos de distribución secundaria y la determinación de los costos de reposición a nuevo eficientes para las unidades constructivas que conforman estos circuitos típicos.

Luego, considerando las características de los circuitos típicos identificados, en cuanto a tipo y tamaño de transformadores, y en cuanto a la topología de la red secundaria (número de cargas y longitud entre cargas), se determinaron por una parte, los rangos de carga (kVA) para los cuales cada tipo y tamaño de transformador es eficiente, es decir tiene el menor valor presente neto de la suma de los costos de inversión, pérdidas y mantenimiento para una carga dada. Por otra parte, se determinaron los rangos de carga (kVA) para los cuales un tipo de conductor es eficiente, dadas unas características específicas de la red (en términos de número de cargas y longitud entre cargas). Un conductor es eficiente, para una carga y características particulares de la red, cuando produce el menor valor presente neto de la suma de los costos de inversión, pérdidas y mantenimiento.

A cada tipo y tamaño de transformador se le asocia el conductor de la red secundaria eficiente y se encuentra la energía eficiente que debe fluir a través de ellos. Con esto, se encuentran los cargos máximos eficientes (\$/kWh) de cada circuito típico, como la división del costo anual equivalente de las inversiones (costo de reposición a nuevo de los activos eléctricos que conforman el circuito típico: transformador – red secundaria), entre la energía eficiente del circuito. Finalmente, los promedios de los cargos máximos y mínimos encontrados para zona urbana, zona rural y redes subterráneas corresponden a los cargos finales para red aérea urbana, red aérea rural y red subterránea.

4.2 Costos AOM

Inicialmente, la CREG pretendió calcular el nivel de costos AOM eficientes a través de un análisis de envolvente DEA. El análisis se realizó con la información reportada por 28 empresas.

Al verificar la consistencia de esta información, no se evidenciaron economías de escala, razón por la cual al utilizar modelos DEA con retornos variables a escala se obtuvieron resultados con poca consistencia.

La solución propuesta en el estudio, es entonces determinar si los porcentajes de AOM real de las empresas con respecto a la inversión de las mismas, son consistentes con los porcentajes de AOM reconocidos regulatoriamente (según la metodología de la resolución 099 de 1997) sobre la inversión reportada por las empresas. Se determinó si existía diferencia estadística entre las medias de los costos de AOM en relación con los costos de reposición de un periodo a otro (reales de 2001 versus regulatorio de 1997).

El estudio concluye que el promedio de los gastos de AOM reportados por las empresas se asemeja a los porcentajes de gastos de AOM vigentes. En consecuencia, la CREG decidió dejar a un lado el estudio DEA de costos eficientes y mantener los porcentajes para el nuevo período tarifario.

El valor reconocido para el nivel de tensión I se obtiene separando los costos de AOM del transformador de aquellos asociados con las redes. Se desagregan las eventualidades y los costos correspondientes imputados al mantenimiento adecuado para transformadores y líneas, asociando finalmente los costos por unidad de transformador urbano o rural. El valor de mantenimiento considerado para el nivel de tensión I incluye cambio de pararrayos y fusibles, incluyendo su suministro y labores de inspección, limpieza de servidumbres, poda de árboles y prueba de rutina de aceite en transformadores. Se ponderan los costos resultantes con la distribución de transformadores por capacidad en el país, encontrando los costos que corresponden al promedio ponderado del percentil 60.

4.3 Índice de pérdidas reconocidas

4.3.1 Pérdidas técnicas

Se parte de las pérdidas reconocidas en la Resolución CREG 0991997, y se define una senda en los cinco años de vigencia tarifaria para llegar a unos niveles eficientes de pérdidas de acuerdo con el estudio contratado por la CREG al CERI⁴. Además, las pérdidas técnicas para los niveles de tensión I y II se asignaron de acuerdo con la dispersión poblacional en las áreas urbanas y rurales.

4.3.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas solo se reconocen para el nivel de tensión I, ya que en los otros niveles las empresas tienen mayor posibilidad de gestión. Se considera que el nivel de pérdidas no técnicas para este sector, podrá ser eliminado en 20 años.

4.4 Remuneración del capital

Para calcular el costo de oportunidad del capital se estima el costo de capital como el promedio ponderado del costo de sus fuentes, es decir, del costo de la deuda y del costo del capital propio a través del costo promedio ponderado de capital ó WACC.

La tasa de retorno, en términos reales antes de impuestos, para la actividad de energía eléctrica para los activos remunerados por precio máximo (Price Cap) es 16.06% y la tasa de retorno en términos reales antes de impuestos para la actividad de energía eléctrica correspondiente a una regulación por ingreso máximo (Revenue Cap) es 14.06% según la Resolución CREG013 de 2002 y la metodología que se encuentra detallada en el documento CREG 022 de 2002.

4.5 Valoración de activos eléctricos

El cálculo de los cargos se hace con base en los costos unitarios y en las Unidades constructivas (UC) que establece la CREG. Las UC se pueden separar en tres grupos: subestaciones, líneas, y equipos de red. Las UC asociadas con el nivel de tensión 1se obtienen con otra metodología de valoración de activos.

⁴ Documento realizado por Dr. Arnie Reimer

Para obtener el costo unitario de cada unidad constructiva, primero se determinan los elementos que conforman cada unidad constructiva, luego el costo FOB de la unidad constructiva y su factor de instalación. Finalmente se obtiene el costo unitario de cada unidad constructiva así:

$$\text{Costo Unitario de UC} = \text{Factor de Instalación} * \text{Costo FOB (Free on Board)}$$

Los elementos que las conforman deben cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG, por esta razón cada Operador de Red debe adquirir e instalar los elementos faltantes de las UC adoptadas que no posean, para así ajustarse a los requisitos de calidad establecidos en la regulación.

4.6 Problemas del esquema

En primer lugar, el nivel de remuneración del sistema a partir de la clasificación de los activos por nivel de tensión y no a partir de una clasificación funcional, complica la metodología de cálculo, hace dispendiosa la labor regulatoria al tener que entrar en el detalle de cada uno de los activos, no da señales de eficiencia adicionales a la actividad y por el contrario se interpone en la libre disposición que deberían tener las empresas para asignar a cada actividad del negocio el peso que consideren óptimo una vez establecido el nivel de remuneración de la empresa como un todo, considerando que son las empresas las que conocen la dinámica del negocio.

Por otra parte, la regulación por Price Cap a que están sujetos los niveles de tensión I, II y III expone a las empresas distribuidoras a riesgos ante fluctuaciones negativas de la demanda, o incrementos de costos imprevistos originados en factores exógenos, en cambio la adopción de la regulación por un Ingreso Regulado para la actividad de subtransmisión, disminuye el riesgo asumido por las empresas, o corrige algunos de los incentivos perversos de la regulación por Price Cap.

Aunque se hizo el intento de establecer los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento a través del Análisis de frontera eficiente DEA, finalmente se calculan

como un porcentaje de los costos de reposición fijo para todas las empresas, desconociendo las diferencias entre los mercados que atienden las distribuidoras.

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. Esta 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.

Otros temas de gran importancia y de mayor alcance son: i) la influencia de los estándares de calidad sobre los costos de AOMs, ii) la desagregación actual por niveles de tensión para el esquema de remuneración y iii) la posible sustituibilidad entre inversión y operación que de alguna manera se desconoce al remunerar de manera separada los activos de capital y los gastos de AOMs (ie, mayor o menor automatización del sistema). Estos temas deberán ser analizados en futuras investigaciones.

5 PROPUESTA: MODELO DE EMPRESA EFICIENTE COMO ALTERNATIVA PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Ante los problemas descritos anteriormente, se hace necesario plantear una solución que permita corregir las debilidades del sistema regulatorio actual. Como posible alternativa se ha estudiado la aplicación del modelo de empresa eficiente para el país.

Una empresa eficiente es aquella que opera con los costos indispensables para proveer los servicios sujetos a regulación tarifaria, en forma eficiente, de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo la calidad establecida para dichos servicios. El diseño del modelo regulatorio a través de dicha empresa consta de las siguientes etapas (D. Kassem, 2002):

5.1 Definición de las áreas típicas

Para una adecuada clasificación de los distintos sistemas de distribución dentro de las áreas típicas, así como el establecimiento de las áreas, es necesario un estudio que tenga en cuenta factores de densidad y de costos medios de los diferentes sistemas agrupados dentro de una misma área.

La clasificación empleada es la determinada por Schettini (2002). En este trabajo se caracterizaron las 20 principales distribuidoras colombianas, agrupándolas de acuerdo a sus características. Como resultado se obtuvieron cuatro áreas típicas: densidad alta, densidad media alta, densidad media baja y densidad baja

Específicamente, el modelo se desarrolló para una empresa distribuidora operando en el área típica 1. La empresa real elegida como referencia para establecer la empresa modelo es CODENSA S.A E.S.P

5.2 Recopilación, validación y revisión de los costos de la empresa real

Se analizó la empresa de referencia, con el objeto de identificar datos o criterios adicionales a utilizar. Se recopiló información acerca de sus características, su dimensionamiento así como de sus costos:

- Costos de inversión tecnología e infraestructura necesaria para producir el servicio y costos (activos de conexión, líneas, transformadores, etc.)
- Costos fijos de administración, operación y mantenimiento
- Insumos utilizados en la operación y otros costos variables
- Pérdidas históricas, técnicas y no técnicas

5.3 Diseño de la red adaptada a la demanda

5.3.1 Definición de la densidad

En el negocio de DEE, el determinante principal de los costos es la densidad de los clientes en el área de servicio, no la escala de producción. Dos distribuidoras que sirven áreas de densidad parecida deberían tener costos parecidos, aunque los tamaños de las empresas podrían ser muy distintos. En otras palabras, una vez ajustado por la densidad, los retornos a escala en distribución deberían ser constantes. Galetovic(2002)

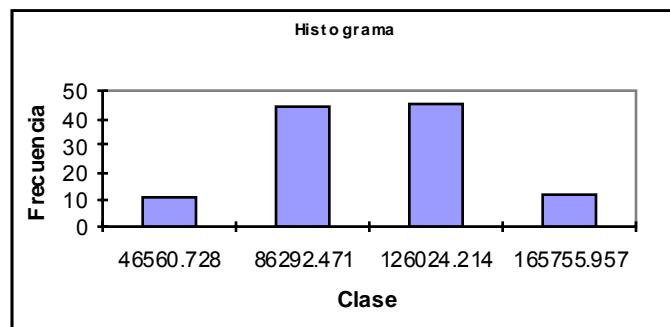
La zona de cobertura de la empresa real, tiene diferentes niveles de densidad. Por esta razón es útil subzonificar el área total con el objeto de diseñar un tipo de red de distribución de adecuado al nivel de densidad.

El criterio de subdivisión es el de energía demandada por kilómetro de línea. Aunque podría pensarse en utilizar la potencia instalada, en algunos casos no se estaría dando una señal adecuada pues muchas de las subestaciones instaladas están sobredimensionadas para la demanda actual.

Para el proceso de subzonificación se emplearon las Unidades de Planeación Zonales (UPZ) establecidas como uno de los instrumentos de gestión urbana previstos en el POT para abordar el planeamiento de escala intermedia en el territorio distrital en el Plan de Ordenamiento Territorial. Las UPZ dividen las localidades en áreas con homogeneidad en cuanto a usos, morfología o desarrollo histórico, además de poseer integración espacial y/o funcional.

Conociendo los datos de demanda de energía y kilómetros de línea cada una de las UPZ se calcula la densidad con el criterio definido anteriormente. Al clasificar los datos por categorías, a través de un histograma, se pueden establecer los rangos de densidades para cada una de las subzonas. La densidad mínima obtenida es de 6.828 MW-h/Km y la máxima es de 165.755 MW-h/Km, con un promedio de 87.502 MW-h/Km.

Figura 3. Histograma de densidad MW-h/Km



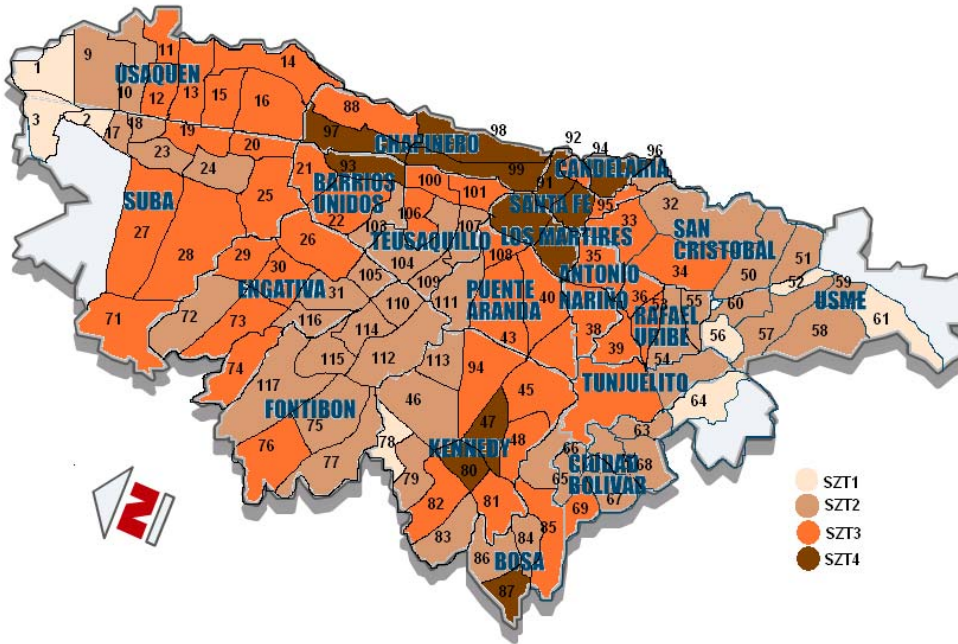
Las subzonas definidas a partir de esta información son:

Zona	Densidad (MW-h/km)
Baja Densidad (SZT1)	$\bar{\delta} \leq 46.560$
Media Densidad (SZT2)	$46.560 < \bar{\delta} \leq 86.292$
Alta Densidad (SZT3)	$86.292 < \bar{\delta} \leq 126.024$
Muy Alta Densidad (SZT4)	$\bar{\delta} > 126.024$

Tabla 1. Rangos de densidad subzonas

El siguiente paso es la ubicación geográfica de las subzonas a través de las UPZ.

Figura 4. Clasificación UPZ por nivel de densidad.



Una vez definidas las subzonas se obtienen los siguientes datos útiles para la definición del tipo de red de cada una de las subzonas.

Clase	Demanda promedio [MW/h]	Densidad promedio [MW/km]	Densidad usuarios [Usu/km]
SZT1	550.891	29.565	163.33
SZT2	2524.425	70.863	341.88
SZT3	4844.688	103.090	426.54
SZT4	6412.582	143.171	402.607

Tabla 2. Datos de cada una de las subzonas

5.3.2 Definición del tipo de red para las subzonas⁵

En la definición del tipo de red de cada una de las subzonas, es importante analizar algunos parámetros como son: la densidad de carga de la zona, la densidad de clientes, las

⁵ Ver Anexo A

características urbanísticas predominantes, las restricciones provenientes de normas vigentes y las características de las redes existentes para cada una de las subzonas.

Los elementos constitutivos de la red se extraen de las unidades constructivas definidas en la resolución CREG082 de 2002 para los niveles de tensión IV, III y II y del estudio de topología nivel de tensión I, realizado por Consultoría Colombiana para la CREG.⁶

El primer paso consiste en elegir el tipo de S/E de distribución empleadas para cada uno de los casos. Para dimensionar cada uno de los transformadores, se tiene en cuenta tanto la potencia como el consumo de los clientes asociado a dicho transformador, además del factor de carga establecido a partir de las curvas de carga diferenciada para cada tipo de cliente (residencial por estratos, industrial comercial, oficial). Para cada una de las S/E existentes, se puede comprobar si tiene la capacidad óptima, a través de:

$$KVA_{OPTIMO} = \sum \frac{Demanda_i [KWh - mes]}{720h * fc} \quad (1)$$

N: Número total de clientes asociados a la S/E

Una vez dimensionadas todas las S/E de distribución, se asocia a ellas un tipo específico de red de BT, dependiendo de la densidad de demanda presente en la zona donde se encuentra la S/E. Se establecen cuatro tipos distintos de armado de red de BT que corresponden a las cuatro subzonas definidas. De esta forma, en la zona menos densa (SZT1) se obtendrán ramales con menos KVA instalados (SZT4) utilizará ramales con más KVA instalados. Puede observarse entonces, que el costo medio disminuye a medida que se incrementa la densidad. Adicionalmente se define una configuración tipo para los tramos que deben construirse subterráneos por restricciones normativas.

5.4 Determinación de los Costos AOM

Los costos de Administración, Operación y Mantenimiento se obtienen a partir del diseño de la organización de la empresa modelo y de las necesidades de operación y

⁶ Ver Anexo B

mantenimiento del diseño de la red adaptada a la demanda y a los estándares de calidad exigidos.

Los costos que deben incluirse son los costos derivados de la actividad de distribución. Los costos provenientes de otras actividades como comercialización, alumbrado público y otras líneas de negocios no están incluidos.

La empresa real es un punto de partida en el proceso de determinación de los costos de la empresa modelo. Es necesario determinar cual es el nivel eficiente de costos de una empresa con las características de la empresa modelo diseñada. Una opción para establecer este nivel de eficiencia es desglosar cada una de las actividades que realiza la empresa real, evaluar la pertinencia y eficiencia de cada una de estas actividades y luego con base en el mercado del sector la industria nacional, de otros sectores e incluso del mercado de otros países, establecer los costos eficientes de cada una de las actividades.

El dimensionamiento de la organización de la empresa busca establecer el organigrama de la empresa, la asignación de tareas y el costo anual de personal propio y de contratistas; así como los insumos y equipos necesarios para el funcionamiento de la empresa.

En el dimensionamiento de la operación y el mantenimiento se definen las tareas básicas en cada segmento del sistema de distribución, luego se asigna a cada tarea básica la “cuadrilla típica” y los materiales necesarios para su ejecución se estiman los tiempos necesarios para la ejecución de las tareas y los tiempos medios de traslado. Posteriormente se determina la frecuencia media anual de cada una de las tareas.

Con esta información se obtiene la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y las instalaciones diseñadas en el cálculo del VNR. Por último se valorizan las tareas, contemplando los costos de mano de obra, transporte y materiales; y se agregan los costos incurridos en cada uno de los distintos segmentos del sistema.

En cuanto a los costos de atención a clientes se deben incluir solamente los que corresponden a las actividades de distribución, por lo que actividades como lectura de medidores, facturación y cobranza no son tenidas en cuenta por pertenecer a actividades de comercialización.

5.4.1 Costos de las actividades de operación y mantenimiento

El primer paso consiste en determinar las actividades requeridas para la operación y el mantenimiento correctivo y preventivo de las redes aéreas y subterráneas. Luego se determina el promedio de intervenciones por año y el recurso requerido tanto de materiales como de hora – hombre. La determinación de estos valores se basa en las mejores prácticas de diferentes empresas latinoamericanas. Las unidades de instalaciones tomadas para el cálculo son 100 Km de red y 100 unidades de S/E de distribución.

Una vez establecidos los recursos necesarios, es posible armar el organigrama de las áreas encargada de efectuar la operación y el mantenimiento. Debido a que el costo de los servicios tercerizados es en la gran mayoría de los casos menor que el costo equivalente de personal propio, además de permitir mayor flexibilidad para ajustarse a las cargas de trabajo variables, algunas de las actividades se tercerizan.

Se debe evaluar cuales de las actividades son factibles de ser tercerizadas, pues a pesar de ser mas económicas, el nivel de especialización, capacitación y experiencia del personal contratado es en general inferior al del personal propio, lo que podría afectar el nivel de calidad y productividad deseables. Por esta razón las actividades tercerizadas son aquellas que representan un gran volumen pero con bajo nivel de especialización y que no representan riesgo para la empresa al perder el control relativo sobre ellas.

Los recursos empleados para cada una de las actividades consideradas tanto de personal como de materiales (elementos de reposición y fungibles) se tabulan y a partir de esta información se establece el costo de materiales por unidad definida por año y el número de personas por año por unidad de instalación (100 Km), calculado a partir del promedio anual de horas laboradas por un trabajador.

	Unidad	Horas hombre-año	personas-año/unidad	Materiales [US\$/100KM-AÑO]
MT aereo				
Operación	100km	476.21	0.32	0
Mantenimiento correctivo	100km	422.73	0.28	3193.1
Mantenimiento preventivo	100km	1934.74	1.29	4210.7
Con tension	100km	1000.45	0.67	4210.7
Total			2.56	11614.5
MT Subterraneo				
Operación	100km	70	0.05	0
Mantenimiento correctivo	100km	2092	1.39	50859
Mantenimiento preventivo	100km	61	0.04	250
Con tension	100km			
Total			1.48	51109

	Unidad	Requerimientos de personal [personas-año/Unidad]				Requerimiento de Materiales[US\$/100-año]
		Operación	Mantenimiento correctivo	mantenimiento preventivo	Total O y M	
S/E dist. aéreas	100 S/E	0.07	0.11	0.45	0.62	7699
S/E SUBT. Y A NIVEL	101 S/E	0.07	0.11	0.76	0.95	11655
Red BT aérea	100KM	0	0.1	0.28	0.38	4533
Red BT subteranea	100 KM	0	0.91	0	0.91	10198

Tabla 3. Costo de materiales por unidad definida por año y número de personas por año por unidad de instalación (100 Km)

Para ejecutar las diferentes actividades, los operarios se organizan en cuadrillas. La configuración de la cuadrilla depende de la complejidad del trabajo a realizar. Los posibles integrantes de una cuadrilla son cuadrillero, liniero, oficial y ayudante. Aunque el nivel salarial difiere entre ellos, la diferencia no es considerable por lo que puede tomarse un promedio general.

Cargo	Sueldo Basico [pesos 2003]	Sueldo + Prestaciones [pesos 2003]
Cuadrilleros	1,000,000	1,834,869
Liniero	750,000	1,376,152
Ayudante	450,000	779,700
Oficial	750,000	1,376,152

Tabla 4. Nivel salarial cuadrilla

Para realizar el trabajo, la cuadrilla necesita movilizarse por lo que el costo de movilización hace parte de los costos de operación y mantenimiento. Se calcula el costo por concepto de vehículos utilizados por operario al mes. Dependiendo de la actividad el costo de movilización varía, sin embargo se tomará un porcentaje del 76.5%⁷ del costo salarial por operario que representa el porcentaje promedio de las diferentes actividades. En la

⁷ Calculado con datos del estudio de costos del VAD, sector típico 1 Perú

siguiente tabla se muestran los diferentes vehículos usados habitualmente en las actividades de mantenimiento y se da una idea de su costo mensual.

Descripción	Costo Unitario
CAMONETA CON CONDUCTOR	2,500,000
GRUA 5 TON	5,500,000
CAMABAJA	8,000,000
RETROEXCAVADORA	15,000,000
VOLQUETA	4,500,000
CAMIÓN	5,000,000
GRUA PH	17,250,000

Tabla 5. Vehículos usados habitualmente en las actividades de mantenimiento

Adicionalmente, es necesario calcular el costo de la dotación (vestimenta, equipos de trabajo y elementos de seguridad). Los siguientes valores corresponden a los de la dotación del personal (\$pesos colombianos de 2003)

DOTACION POR PERSONA A AÑO			
Person al de Campo			
CONCEPTO	CANTIDAD	V/UNIDAD	V/TOTAL
Botas	3	32,000	96,000
Impermeable	1	30,000	30,000
Botas Pantaneras punta reforzada o dieléctricas	1	24,200	24,200
Overall (blue jean)	3	18,000	54,000
Chaleco	1		
Carnet	1	3,000	3,000
Camisa	6	12,000	72,000
TOTAL DOTACION			279,200
Costo mes			23,267
ELEMENTOS SEGURIDAD POR PERSONA A AÑO			
Person al de Campo			
CONCEPTO	CANTIDAD	V/UNIDAD	V/TOTAL
Guantes carnaza	12	5,500	66,000
Tapa oídos	0	17,250	0
Filtro	12	1,000	12,000
Careta	0.5		0
Gafas	1	5,000	5,000
Casco	1	20,000	20,000
Tapa boca	1	4,400	4,400
TOTAL DOTACION			107,400
Costo mes			8,950

Tabla 6. Dotación del personal

Finalmente, se agrega el valor del salario, costo de vehículos y dotación para obtener el costo final por operario para las actividades de operación y mantenimiento.

Costo total por operario	
Salario	1146733.486
Movilización	860050.1147
Dotación	107,400
TOTAL	2114183.601

Tabla 7. Costo final por operario

De esta forma se obtiene el costo por kilómetro de línea en el caso de las redes tanto de Baja tensión como de Media tensión, aéreas y subterráneas y por unidad en el caso de las subestaciones.

MATERIALES			
	Materiales [US\$/100 unidades-AÑO	Materiales [US\$/unidad-(KM-S/E)-AÑO	Materiales [\$COL2004/unidad-AÑO
RED MT AEREA	11614.5	116.145	278119.8878
RED MT SUBTERRANEO	51109	511.09	1223852.025
TOTAL MT	62723.5	627.235	1501971.913
S/E dist. aéreas	7699	76.99	184359.6381
S/E SUBT. Y A NIVEL	11655	116.55	279089.6976
Red BT aérea	4533	45.33	108546.8554
Red BT subterránea	10198	101.98	244200.4922
TOTAL BT	34085	340.85	816196.6832

PERSONAL			
	Requerimientos de personal [personas-año/unidad	Costo salarios [\$col2003-año/Km- S/E]	Costo salarios [\$col2004-año/Km- S/E]
RED MT AEREA	2.56	649477.2023	\$ 744,976.98
RED MT SUBTERRANEO	1.48	375479.0076	\$ 430,689.82
TOTAL MT	4.04	1024956.21	\$ 1,175,666.80
S/E dist. aéreas	0.62	157295.2599	\$ 180,424.11
S/E SUBT. Y A NIVEL	0.95	241016.9305	\$ 276,456.30
Red BT aérea	0.38	96406.77221	\$ 110,582.52
Red BT subterránea	0.91	230868.8492	\$ 264,816.04
TOTAL BT	2.86	725587.8119	\$ 832,278.97

Tabla 8. Costos materiales y personal

5.4.2 Costos de la organización

5.4.2.1 Actividades técnicas (operación y mantenimiento)

Para cumplir con las actividades de operación y mantenimiento, en la empresa se llevan a cabo los procesos que permiten la coordinación de las actividades. Estos procesos se pueden agrupar en planificación de la red, gestión calidad, operación de la red y mantenimiento.

Las funciones principales de estos procesos son el desarrollo de la red, el control de calidad del sistema distribución, la ejecución de las maniobras requeridas para mantener la continuidad del servicio, la programación de la red para realizar mantenimiento preventivo y la elaboración de acciones para conservar las instalaciones y los equipos de la red.

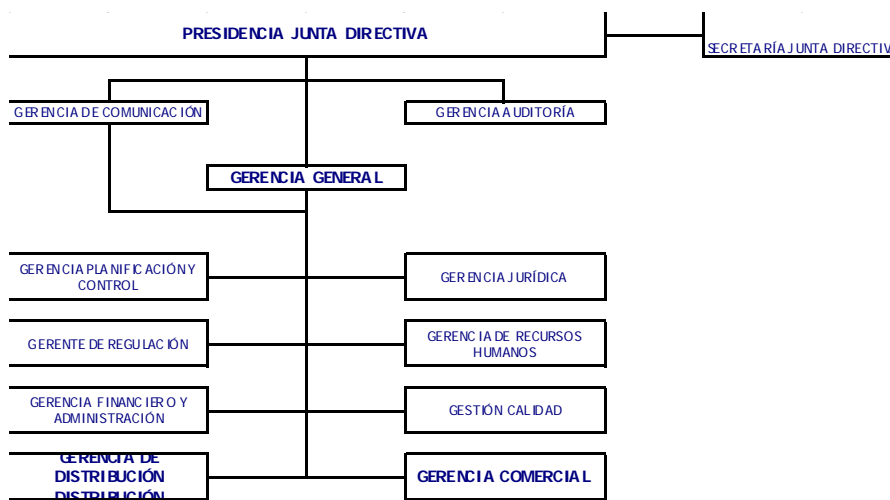
5.4.2.2 Actividades de apoyo

Son los procesos administrativos que permiten a la empresa sostener su viabilidad económica y financiera, cumplir con las exigencias del medio sociocultural y entenderse con las distintas autoridades.

Las áreas que desarrollan estas tareas de apoyo son : Finanzas, recursos humanos, abastecimiento, logística (control stocks, almacenamiento de materiales, suministro), legales (regulación y jurídica), relaciones públicas (comunicación). Una vez establecidas las actividades necesarias para el funcionamiento de la empresa, se estructuran las unidades que conforman la organización.

El modelo de organización de CODENSA para cumplir con todas estas tareas es:

Figura 5. Organización de CODENSA.



Después de estructurar la organización, se evalúan los requerimientos de personal necesarios para cumplir con las tareas asignadas a cada área y se arma de esta forma el

organigrama de la empresa. A partir del organigrama se generan los costos de personal, de acuerdo con niveles salariales que representen las bandas de remuneración de una empresa con las características de la empresa modelo.

5.5 Determinación de las pérdidas de la red diseñada

Se analizan tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas. Las pérdidas Técnicas son pérdidas de energía debidas a aspectos relacionados con el diseño, la planeación, la construcción y la operación del sistema eléctrico, siendo generadas en conductores, transformadores y equipo eléctrico. Las pérdidas No Técnicas son por el contrario, resultado en gran medida, de ineficiencias en las prácticas administrativas y comerciales: errores en la medición, robo y fraude.

5.5.1 Pérdidas técnicas

Una vez optimizado el sistema de distribución, se determinan las pérdidas técnicas para las topologías, módulos de transformación y secciones de los conductores óptimos en cada una de las subzonas.

Las pérdidas de potencia se determinan en las horas de máxima potencia mientras que la energía se determina a través de factores de carga o del número de horas de potencia máxima, media y baja de las pérdidas. Se tienen en cuenta las pérdidas en las diferentes etapas del sistema.

5.5.1.1 Transformadores AT/MT

Se tiene en cuenta la potencia nominal de cada uno de los transformadores presentes en el sistema de distribución y el porcentaje de pérdidas tanto en el hierro como en el cobre de cada uno de ellos.

5.5.1.2 Red de MT

Las pérdidas de potencia se calculan a partir de la corriente equivalente en las distintas etapas de la red (salidas, alimentadores, derivaciones, etc.) correspondientes a la

red óptima, las longitudes determinadas para cada caso y las características de los conductores seleccionados.

5.5.1.3. Transformadores MT/BT

Las pérdidas se calculan para los tipos de transformadores resultantes de la optimización de la red y para el estado de carga óptimo considerado en el diseño.

5.5.1.4. Red de BT

Se calculan las pérdidas de potencia por efecto joule en las distintas etapas a partir del cálculo de corrientes en los conductores. Los estados de carga son los valores óptimos determinados por el modelo.

5.5.1.5. Acometidas y medidores

Las pérdidas se calculan con base en los diferentes tipos de medidores y acometidas y los datos con los que cuenta la empresa de pérdidas típicas en cada uno de ellos.

5.5.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas se determinan de datos históricos suministrados por Codensa, ya que dependen de algunas variables propias del mercado y de la demanda atendida en la zona de influencia de la empresa.

Las variables determinantes en el nivel de pérdidas no técnicas son: la densidad de usuarios (usuarios/Km²), porcentaje de usuarios sin medición que atiende la empresa, la concentración de usuarios pertenecientes a los estratos 1,2 y 3 frente al total de usuarios residenciales (Schettini, 2002).

5.6 Obtención del Valor Agregado de Distribución (VAD)

El VAD es el valor que va a la tarifa que paga el usuario final por concepto de distribución y que reconoce los costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, el factor de pérdidas y un costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios.

Para cada uno de los grupos de costos, se encuentra el costo por unidad de energía vendida, se agregan y finalmente, el VAD se indexa en fórmulas que expresen los costos fijos (\$/cliente/año) y los costos de distribución (\$/kW/año), en función de índices de variación representativos de los principales componentes de costos.

6. CONCLUSIONES

Las características del negocio de la distribución, lo convierten en un monopolio natural y por tanto en una actividad sujeta a regulación económica. Los objetivos de los mecanismos regulatorios deben estar orientados entonces, a corregir las deficiencias del mercado derivadas de la condición de monopolio de la actividad. Por esta razón, el regulador debe intervenir exclusivamente en los aspectos que le permitan lograr su objetivo, dejando en libertad a las empresas de tomar las decisiones que maximicen su beneficio, una vez cumplidas las exigencias del regulador.

En el negocio de la DEE, las empresas deben satisfacer una demanda, es decir no pueden escoger el nivel de producción, este es un factor exógeno, además deben ofrecer el servicio con un nivel de remuneración fijo, por tanto la empresa debe maximizar los beneficios minimizando los costos de producción para un nivel establecido de producto. Por esta razón el análisis que se hace para medir la eficiencia se realiza a partir de la frontera de costos. Aunque estos costos están conformados por diferentes componentes (Capital, AOM, Compras y Pérdidas), en la mayoría de las actividades de la empresa están estrechamente relacionados y dependen los unos de los otros, por lo que para evaluar la eficiencia, se deben tener en cuenta sus relaciones de interdependencia y pretender separarlos para asignarles un adecuado nivel de eficiencia, resulta en muchos casos contraproducente.

Una vez cuenta con el servicio, lo que ve el usuario finalmente del producto, es la tarifa y la calidad en la prestación del servicio. Por esta razón, una forma de evaluar la eficacia regulatoria es establecer si se esta estimulando de manera adecuada a las empresas para simular lo que en un mercado no monopolístico sería labor de la competencia. Al

analizar la senda tarifaria de algunos países latinoamericanos y de Colombia, se observa que en muchos casos las tarifas permanecen constantes para el periodo de tiempo contemplado, cuando se esperaría una disminución, transfiriendo de esta forma al usuario los logros en cuanto a la maximización del beneficio social. Sin embargo una disminución de la tarifa no sería absolutamente necesaria si se están viendo los beneficios, por ejemplo en el aumento de la calidad del servicio.

Como se advierte en la sección 4, el sistema vigente para determinar los cargos por uso de los sistemas de distribución tiene bastantes contrariedades que se derivan básicamente del trato uniforme que se le da a todas las empresas desconociendo las condiciones particulares y las diferencias entre los niveles de costos de cada una de ellas que varían de acuerdo a la zona en la que prestan el servicio y al mercado que atienden. La propuesta que se plantea con el modelo de empresa eficiente está encaminado a corregir estas desviaciones al plantear zonas con características definidas y agrupar las empresas que se adapten a estas características. Una vez se tienen zonas con similares densidades, los costos asociados son también semejantes, por lo cual la división de la zona que atiende la empresa de referencia para diseñar la empresa modelo, facilita los cálculos respetando al mismo tiempo las características propias de las diferentes zonas y por tanto el nivel de costo de cada una de ellas.

La cobertura del servicio, se garantiza si se establecen los niveles de remuneración que permitan a las empresas cubrir el costo de las inversiones futuras. Con el actual sistema de regulación se deja de remunerar incluso muchos de los activos con los que ya cuentan las empresas al aplicar los criterios de eficiencias establecidos por la CREG 082 de 2002 obligando a las empresas a reducir esos niveles de inversión, lo que resulta peligroso para la sostenibilidad del negocio en el largo plazo. En este aspecto, el modelo de empresa eficiente, al menos en la teoría, tiene en cuenta los costos de estas inversiones al diseñar la red y los niveles de costos que se adapten a esa demanda futura. En la práctica, si la empresa resulta tener unos costos mayores a los que se le reconocen, derivados de la valoración de la empresa modelo, tampoco tendría el incentivo adecuado para realizar inversiones futuras.

Finalmente, los esquemas de remuneración mencionados en el trabajo, demandan un gran esfuerzo regulatorio, pues exigen de la obtención y análisis de una gran cantidad de información por parte del ente regulador. Los costos regulatorios podrían llegar así a absorber las ganancias de la corrección de los defectos del mercado, sin que los consumidores lleguen a percibir estos avances. Surge entonces, la necesidad de cuestionar si se está cumpliendo con la misión regulatoria como un primer paso hacia el planteamiento, en próximos trabajos de distintas soluciones.

Bibliografía

- Bernstein, J. 1999. Regulación en el Sector Distribución Eléctrica. Universidad Católica de Chile. Santiago.
- Bonifaz, J. 2001. Distribución Eléctrica en Perú: Regulación y Eficiencia. Universidad del Pacífico. Lima.
- Bustos, A., Galetovic, A. 2002. Regulación por empresa eficiente, ¿Quién es realmente usted?. Chile
- Cadena, A, Chahín, C, Durán, H. 2002 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.
- CIER, Comisión de integración energética regional. 2003. Tarifas electricas en los países de la CIER 2003. CIER. Uruguay.
- Consultoría colombiana. 2004. Estudio sobre las actividades de administración, operación y mantenimiento en todos los niveles de tensión y topología del nivel de tensión 1. estudio para la CREG. Bogotá
- Ecos de economía. 2004. La regulación económica de la distribución de la energía eléctrica. Monografía de grado para optar el título de Especialista en Organización Industrial y Regulación Económica. Universidad EAFIT. Medellín
- Galetovic, A. y Sanhueza, R. Regulación de servicios públicos: ¿hacia dónde debemos ir?, Estudios Públicos 85, 2002, pp. 101-137. Chile
- Galetovic, A y Bustos, A. 2002. Regulación por empresa eficiente: ¿quién realmente usted?. Chile
- Kassem, D.Y. 2002. Evaluación de un Mecanismo Regulatorio basado en Empresa Modelo Eficiente para Distribuidoras de Energía Eléctrica en Colombia. Trabajo de Tesis para optar al título de Magíster en Economía PEG. Universidad de los Andes. Bogotá.
- Melo, L. 2004. Ineficiencia en la distribución de energía eléctrica: Una aplicación de las funciones de distancia estocástica
- Molina, P. 1998. Tificación eléctrica chilena a nivel de empresas de distribución. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Universidad Católica de Chile. Santiago.
- Rudnick y Donoso 2000. Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation. En IEEE Transactions On Power Systems, VOL. 15, NO. 4.
- Sanhueza, R.E. 2003. Fronteras de eficiencia para la determinación del valor agregado de distribución. Universidad Católica de Chile. Santiago
- Schettini, J. 2002. Formulación Tarifaria aplicada a los peajes de distribución para Electrocosta y Electrocaribe. Universidad de los Andes. Bogotá.
- www.cocier.org
- www.codensa.com
- www.creg.gov.co
- www.cne.cl
- www.osinerg.gob.pe
- www.dapd.gov.co
- www.sui.gov.co
- www.superservicios.gov.co
- www.cier.org.uy
- www.cacier.com.ar
- www.intranet.codensa.co
- www.ursea.gub.uy
- www.supervalores.gov.co

Anexos

*Anexo A – Modelo de diseño de la red*⁸

Una vez definidas las subzonas a partir de la densidad de demanda, se asigna a cada una de ellas un tipo de red, determinada a partir de la infraestructura de la empresa de referencia.

1. DEFINICION DEL TIPO DE RED

Para la definición del tipo de red se tienen en cuenta las siguientes variables:

1.1. Aspectos regulatorios, legislativos y normas vigentes (Código eléctrico nacional, RETIE, otros).

Estos aspectos determinan cuales tramos de red deben ir subterráneos, los tipos de S/E permitidos o apropiados para cada caso, restricciones derivadas de la seguridad eléctrica.

1.2. Densidad de carga

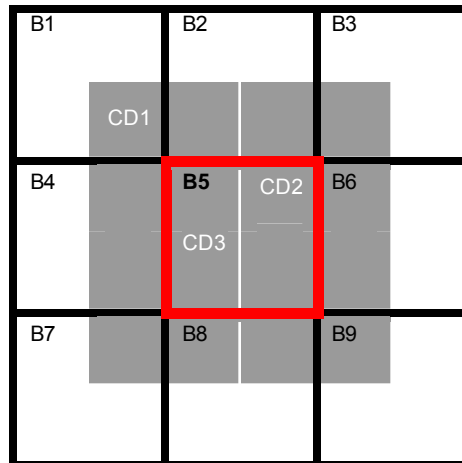
Es útil condensar esta información en una tabla como la siguiente:

Clase	Rango de Densidad (MW/km ²)	Superficie [km ²]	Densidad promedio [MW/km ²]
Baja Densidad (SZT1)	$\bar{\delta} \leq 46.560$		
Media Densidad (SZT2)	$46.560 < \bar{\delta} \leq 86.292$		
Alta Densidad (SZT3)	$86.292 < \bar{\delta} \leq 126.024$		
Muy Alta Densidad (SZT4)	$\bar{\delta} > 126.024$		
TOTAL AREA DE COBERTURA			

1.3 Instalaciones existentes

Para determinar el tipo de infraestructura existente en cada subzona, se tiene en cuenta el área de influencia de cada uno de los transformadores de distribución (CD). El estudio se hace teniendo en cuenta bloques (cuadrados con área de 400 m x 400 m) con un área de influencia de 800 m x 800 m. El tipo de red y tipo de CD se determinan teniendo en cuenta las características de los CD ubicados dentro del área de influencia del bloque. Gráficamente:

⁸ Con base en el Estudio de costos del VAD para el sector típico 1 peruano (Urbano con muy alta densidad). Fuente: www.osinerg.gob.pe



En este ejemplo, para determinar las características de B5, se tienen en cuenta los CD 1,2 y 3, ubicados dentro de la zona de influencia.

Existen diferentes tipos constructivos de redes de BT y de MT, así como diferentes tipos de S/E. A cada tipo de CD puede asignarse un tipo de red de MT específica. La idea es asignarle a cada bloque un tipo constructivo de red de MT, según los CD de su área de influencia. En caso de que a un mismo bloque pertenezcan CD de diferente tipo constructivo, se asigna al bloque el tipo de CD con mayor capacidad.

Igualmente a cada bloque se asigna un tipo constructivo de red de BT dependiendo de las redes de BT asociadas al bloque. En el caso en el que en un mismo bloque se encuentre mas de un tipo de red de BT, se asigna el tipo de red que posea la mayor longitud dentro del bloque.

1.4. Características de urbanización y densidad de clientes

La densidad de clientes se determina fácilmente conociendo la ubicación geográfica de cada cliente, pues de esta forma es posible ubicarlos dentro de los diferentes bloques. Al conocer el área del bloque, es posible obtener la densidad de clientes por bloque.

Luego, estas densidades por bloque se agrupan dentro de las diferentes clases establecidas para determinar las subzonas y se promedian para obtener la densidad de usuarios por subzona.

EL análisis de las anteriores variables conduce a la elección del tipo de S/E y de red (MT y BT) que se utilizara en cada subzona:

Red de MT aérea o subterránea

Red de BT aérea o subterránea

S/E: en poste, subterránea, pedestal, bóveda, encapsulado.....etc.

2. DEFINICION DE LA TECNOLOGIA ADAPTADA

El objetivo de esta etapa es definir las tecnologías de diseño para cada una de las configuraciones de red, dentro de las consideradas con el criterio de mínimo costo.

En el mercado actualmente existen diversos tipos de tecnologías para los diferentes equipos eléctricos que conforman un sistema de distribución. Los principales aspectos que hacen distinguibles a las tecnologías existentes en el mercado son: vida útil de los equipos, capacidad de potencia, costo de inversión, costos de mantenimiento, etc.

Se consideran los costos de inversión y de operación de las líneas de BT y MT, S/E de distribución, equipos de maniobra y protección.

2.1. Sistema de operación y protección

Parámetros de evaluación:

- Instalación de sistemas de puesta a tierra en las S/E y estructuras aéreas y mejoramiento de los suelos.
- Mantenimiento de las puestas a tierra
- Instalación de neutro distribuido en la red de BT
- Pantalla de los cables subterráneos
- Sistema de protección en la red de MT

- Fallas en la red de MT asociadas con el sistema de puesta a tierra

Opciones

Aunque existen diferentes que minimizan en costo, en la práctica se utiliza la tecnología que cumpla con los parámetros de seguridad establecidos en el reglamento de distribución, en el código eléctrico nacional y en el RETIE (cuando entre en vigencia).

Además la opción óptima debe facilitar el logro de los niveles de calidad establecidos por la CREG.

2.2. Redes aéreas y subterráneas de BT y MT

El proceso de determinación del tamaño óptimo de conductores, consta de dos etapas principales, las que son:

- Determinación de la densidad de corriente óptima de largo plazo para la demanda que debe atender la empresa.
- Selección del calibre comercial para cada tramo de la red.

Parámetros de evaluación

- Anualidad del costo de inversión de cada alternativa considerando vida útil de cada tipo de conductor.
- Costos de mantenimiento a partir de las tasas típicas de fallas para cada tipo de conductor y los valores de reparación, tiempo de reposición y energía no suministrada.
- Costos de pérdidas por diferentes niveles de corriente en función de su resistencia y el costo de la energía.

Opciones

- Conductores de diferentes materiales, características y calibres.
- Para las redes aéreas se deben considerar además, diferentes opciones de postes y aisladores.

2.2.1. REDES DE MT

Dentro de lo estipulado en las normas CODENSA se relacionan algunos criterios que se consideran en el diseño de los circuitos de MT por disminuir el número de interrupciones y posibilidad de accidentes, disminuir el costo de inversión, facilitar la localización de fallas disminuyendo el tiempo empleado y descongestionar las redes.

Estos criterios operativos son:

- En lo posible no instalar doble circuito de MT sobre un mismo poste
- Redistribuir la carga entre los circuitos existentes, antes de construir nuevos
- Utilización de corredores viales para instalación de los circuitos
- Que el circuito alimente una sola área de influencia

Los conductores normalizados de Codensa son: Para los circuitos aéreos de 34,5 , 11,4, 13,2, 7,6 y 6,6 kV los conductores son AAAC (All Aluminium alloy conductor). Cuando la salida del circuito es subterránea los primeros 500 m son en conductor de cobre 150 mm² (300 kcmil) y luego se empalma a conductor de cobre 120 mm² (4/0 AWG (American Wire Gauge)).

Cuando el circuito aflora, el conductor aéreo es AAAC 125 mm² (266,8 kcmil). Los circuitos principales aéreos de 34,5 -11,4 -13,2 kV son en AAAC calibre 125 mm² y 100 mm². Los ramales pueden construirse en calibres AAAC 63 mm² y 40 mm² y los ramales existentes se encuentran contruidos en ACSR en 2, 1/0 y 2/0 AWG de acuerdo con el diseño.

2.2.2. REDES DE BT

Nivel de Tensión de los Circuitos: Los circuitos secundarios aéreos de B.T. son trifásicos tetrafilares, con cable cuadruplex de aluminio aislado, y neutro mensajero en ACSR ó AAAC. El neutro es aterrizado en el transformador, cada tercer poste y en el final del circuito. La tensión nominal de las redes secundarias es 208 / 120 V.

Calibre de los Conductores: Los conductores de los circuitos aéreos secundarios urbanos de B.T. son de cable cuadruplex de aluminio tipo XLPE 600 V, el cual consta de un neutro mensajero y tres cables de fase en aluminio AAC (All Aluminum Conductors) trenzados

alrededor del neutro. El neutro mensajero puede ser en ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) o en aleación de aluminio AAAC y tanto el cable de neutro - mensajero como los cables de fase son aislados en polietileno reticulado XLPE.

Los conductores que van del transformador a la red secundaria (las salidas del transformador) son en cobre aislado en PVC a 600 V 75° C de calibre 4/0 ó 2/0 AWG dependiendo el número de circuitos de baja tensión y de la capacidad del transformador.

2.3 S/E de distribución

En el sistema de distribución de energía eléctrica se utilizan centros de transformación aéreos y centros de transformación subterráneos. Los primeros, son tipo intemperie y pueden ser instalados en poste o en patio de frente vivo.

2.3.1 Centros de transformación en poste.

Se usan en redes aéreas en zonas rurales, urbanas, industriales o en urbanizaciones. Generalmente los postes se instalan en los andenes de las vías públicas.

Los transformadores hasta 112,5 kVA se instalan en un poste. Los transformadores de 150 kVA, si su peso es mayor a 650 kg, se instalarán en estructuras tipo H, o en un poste si su peso es menor de 650 kg.

2.3.2 Centros de transformación para líneas subterráneas

En este caso se utilizan como Centros de Transformación los siguientes tipos: capsulados, de pedestal, de patio y subterráneos.

Los Centros de Transformación capsulados, de pedestal y subterráneos se utilizan en edificios y conjuntos multifamiliares donde la conformación urbanística no permite la instalación de transformadores en poste, como por ejemplo en urbanizaciones de estratos 4, 5 y 6, donde las líneas deben ser subterráneas.

En los centros de transformación de pedestal, el transformador es de instalación exterior, se usa como parte de un sistema de distribución subterráneo, con compartimiento para alta y baja tensión, cuyos cables de alimentación entran por la parte inferior e instalados sobre una base o un pedestal.

Los Centros de Transformación capsulados se instalan en un local y se componen de celdas con seccionadores de Entrada - Salida, protección y transformador. Los Centros de Transformación subterráneos se instalan bajo el andén y zonas verdes. Sus equipos deben operar ocasionalmente sumergidos en agua, bajo condiciones específicas de tiempo y presión. Los Centros de Transformación de patio se instalan a la intemperie dentro del predio de industrias, generalmente alimentadas al nivel de tensión de 34,5 kV.

La elección del tipo de S/E incluye la elección de otros componentes como celdas y equipos de maniobra y protección.

3. COSTOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

Después de determinar las tecnologías óptimas de diseño, se requiere establecer los costos de inversión. Para este análisis son útiles las unidades constructivas fijadas por la CREG con sus respectivos valores. Los costos de las unidades constructivas incluyen costos de materiales y equipos, mano de obra.

A partir de la definición de la tecnología adaptada y de los costos básicos de los materiales y recursos adoptados, se definen una serie de configuraciones relevantes para cada tipo de instalación de la red de distribución, y a partir de estas configuraciones relevantes se han determinan los costos de inversión de estas instalaciones típicas, para ser considerados en el diseño de la red ideal.

4. MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN EN MT Y EN BT

4.1 Variables de Entrada al Modelo

Para cada subzona se consideran las siguientes características:

4.1.1 Características del mercado

Las características de la Demanda que se ingresan al modelo son:

- Densidad de carga en Baja Tensión
- Número de clientes (y su demanda) conectados en Baja Tensión
- Número de clientes (y su demanda) conectados en Media Tensión

4.1.2 Características geográficas y del tendido de las redes

- Distancia promedio entre calles
- Ancho promedio de calles
- Restricciones al empleo de ciertos tipos de tecnologías de redes
- Restricciones al tendido aéreo de la Red de Media Tensión y de las Subestaciones
- de Distribución
- Restricciones de tendido aéreo de la Red de Baja Tensión
- Restricciones de cruce de avenidas en las acometidas a los clientes.
- Porcentajes por tipo de Subestaciones de Distribución sobre el total de las mismas que son instaladas a nivel y/o subterráneas.

4.1.3 Datos económicos y generales

- Tasa de crecimiento de la demanda en la red de BT
- Tasa de crecimiento de la demanda en la red de MT
- Períodos de crecimiento de la demanda en MT y BT, para el análisis a realizar.
- Tasa de actualización
- Pérdidas

4.1.4 Parámetros de diseño de la red de baja tensión

- Topología adoptada
- Tensión nominal
- Factor de utilización de los transformadores de Media a Baja Tensión
- Factor de potencia de la red
- Máxima caída de tensión admisible
- Para la Red de Alumbrado Público, la distancia promedio entre Luminarias y la potencia de las lámparas.
- Factor de carga

4.1.5 Parámetros de diseño de la red de media tensión

- Tensión nominal
- Topología adoptada
- Factor de potencia de la red de MT
- Modulo de potencia del transformador de Alta a Media Tensión
- Factor de Utilización de los transformadores de las Subestaciones de Transformación de AT/MT.
- Porcentaje de carga del alimentador sin respaldo, para el caso de redes radiales de MT
- Probabilidad de falla y tiempos medios de reparación para líneas aéreas y subterráneas de MT
- Probabilidad de falla y tiempos medios de reparación y Aislación para cada tipo de Subestación de Distribución

4.2 Red Ideal de Mínimo Costo

La red ideal de mínimo costo es dada por la configuración tal que minimice el costo total de la red de MT y BT (incluyendo las Subestaciones de Distribución). El costo total de la red esta dado por:

$$C_{RED} = C_{REDMT} + C_{REDBT} + C_{CDMT / BT}$$

Donde

CREDMT: Costo de la red de MT

CCDMT/BT: Costo de las Subestaciones de Distribución MT/BT

CRED_BT: Costo de la red de BT

Y se aplica la condición de optimización:

$$\frac{\partial C_{RED}}{\partial A} = 0$$

Donde A es el área del conductor. De esta forma se obtiene el calibre óptimo para cada nivel de corriente.

Este modelo determina para cada configuración a analizar, la red óptima económica para la etapa de BT, MT y Subestaciones de Distribución, estableciendo además el costo total de esta red de acuerdo a la ecuación anterior. La red ideal de mínimo costo corresponderá a aquella configuración analizada con el menor costo total.

El modelo para la determinación de la red óptima se describe a continuación.

2.2.1 Modelado de la Red de Baja Tensión

Los Costos de la red de Baja Tensión están dados por:

$$C_{REDBT} = C_{INI} + C_{FUTURO} + C_{O\&M} + C_{PERDIDAS}$$

Donde

CINI: Costo de las instalaciones iniciales

CFUTURO: Costos de las instalaciones futuras

CO&M: Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones

CPERDIDAS: Costos por pérdidas de energía y potencia en las redes

4.2.1.1 Costos iniciales

La red de baja tensión esta compuesta por los siguientes tipos de instalaciones:

- Salidas de los centros de transformación

- Red Troncal
- Ramales

Las variables de entrada para obtener la corriente máxima de diseño de cada parte de la red son: Potencia instalada en la Subestación de Distribución, Factor de utilización de la Subestación de Distribución, Potencia media de los clientes de BT con acometidas exclusivas, Numero de clientes por Subestación de Distribución con acometidas exclusivas, Factor de potencia de la red de BT, Tensión nominal, Número de salidas en BT de la Subestación de Distribución, Densidad de carga de la red de Alumbrado Público en kVA/km², Área de cobertura de la Subestación de Distribución.

El conductor óptimo para cada parte de la red (salidas, troncal, ramales) es obtenido a partir de la sección que minimiza los costos de instalación, operación y mantenimiento y costos de perdidas de energía, para el estado de carga de cada parte de la red.

Los costos de la red se obtienen como el producto entre el costo unitario del conductor óptimo resultante para esta etapa por la longitud de red correspondiente a esta etapa.

Para la determinación de las longitudes de la red de BT, se debe tener en cuenta la densidad de carga demandada por los clientes de BT, la potencia de los CD, la longitud total de las calles existentes dentro del área de cobertura de cada CD.

Los costos iniciales de las salidas están dados por el producto entre el costo unitario de instalación del conductor optimo resultante para la salida (según la topología considerada), y las longitudes de redes correspondientes a las salidas.

De la misma manera los costos unitarios tanto para los troncales y ramales, surgen del producto de los conductores óptimos resultantes en cada etapa por las longitudes de redes de cada una de las mismas.

4.2.1.2 Costos futuros de la red de BT

Los costos futuros de la red de Baja Tensión están dados por la suma de los siguientes costos:

- Costo Futuro de las salidas de las Subestaciones de Distribución.
- Costo Futuro de los troncales.
- Costo Futuro de ramales de la red de BT

Los costos futuros en cada etapa de la red son determinados como la suma del valor presente de las nuevas instalaciones incorporadas en cada año del período de estudio.

De esta manera los costos futuros pueden ser representados como el producto de las cantidades iniciales de redes, por su costo unitario inicial y por un factor de capitalización del crecimiento de la etapa de la red considera.

4.2.1.3 Costos de operación y mantenimiento la red de BT

Los costos de Operación y Mantenimiento se determinan como la suma del valor presente de los costos de operación y mantenimiento para cada año en cada parte de la red de BT.

4.2.1.4 Costos por pérdidas de la red de BT

Los costos por pérdidas se obtienen del costo de la energía, el nivel de pérdidas considerado para cada etapa de la red, nivel máximo de carga de la etapa de la red y un factor para convertir este nivel máximo en una densidad uniforme de carga.

Los costos por perdidas para la red de BT están dados por la suma de los costos por pérdidas en cada etapa de la red de BT (Salidas, troncal, derivaciones laterales, acometidas exclusivas y red de Alumbrado Publico).

En cada etapa, los mismos están determinados como el valor presente de los costos totales por pérdidas de energía y potencia en cada año durante el período de estudio, correspondientes al tipo de línea/cable resultante como de mínimo costo en cada etapa de la red.

4.2.2 Modelado de las Subestaciones de Distribución MT/BT

Los Costos de las Subestaciones de Distribución MT/BT, están dados por:

$$C_{CDMT/BT} = C_{INI} + C_{FUTURO} + C_{O\&M} + C_{PERDIDAS}$$

Donde

CINI: Costo de las instalaciones iniciales en Subestaciones de Distribución

CFUTURO: Costos de las instalaciones futuras en Subestaciones de Distribución

CO&M: Costo de operación y mantenimiento de las Subestaciones de Distribución.

CPERDIDAS: Costos por Perdidas en las Subestaciones.

4.2.2.1 Costos iniciales

Los costos iniciales de las Subestaciones de Distribución MT/BT, están dados por:

$$C_{INI} = C_{TRAFO} + C_{S/E}$$

Donde

CTRAFO: Costo de los transformadores

CS/E: Costo de Instalación de la Subestaciones de Distribución.

El costo de los transformadores que abastecen la red de BT está dado por el numero de transformadores multiplicado por el costo unitario del modulo de transformación adoptado, el cual es una característica de la configuración bajo análisis. El número de transformadores esta dado por el número de transformadores por km², multiplicado por la superficie del área bajo estudio.

El costo de la instalación de las Subestaciones de Distribución estará dado por el número de Subestaciones de Distribución multiplicado por el costo unitario de construcción y/o instalación de la Subestación de Distribución para el modulo de transformación y tipo de subestación adoptado.

4.2.2.2 Costos futuros

Los costos futuros se obtienen como la suma del valor presente de los costos de los transformadores a instalar durante el periodo considerado, de las S/E a instalar y los cambios de transformadores a realizar durante este periodo.

4.2.2.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos totales de operación y mantenimiento de las Subestaciones de Distribución se obtienen sumando el valor presente de los costos anuales de operación y mantenimiento en Subestaciones de Distribución para cada año.

4.2.2.4 Costos por pérdidas

Los costos totales por pérdidas en las Subestaciones de Distribución son el valor presente de los costos por pérdidas de energía en S/E para cada año del período de estudio.

4.2.3 Modelo de la Red de Media Tensión

Los Costos de la red de Media Tensión están dados por:

$$C_{REDMT} = C_{INI} + C_{FUTURO} + C_{O\&M} + C_{PERDIDAS}$$

Donde

CINI: Costo de las instalaciones iniciales de la red de Media Tensión

CFUTURO: Costos de las instalaciones futuras de la red de Media Tensión

CO&M: Costo de operación y mantenimiento de la red de Media Tensión.

CPERDIDAS: Costos por Perdidas de la red de Media Tensión.

El modelo se desarrolla de forma similar a de la red de BT tanto para red de 11.4 KV como para la de 34.5 kV.

Anexo B – Unidades constructivas a recurrir en el diseño de la red**1. UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA LOS NIVELES DE TENSIÓN IV, III Y II⁹**

CLASES GENERICAS RELACIONADAS CON SUBESTACIONES			
CLASE GENÉRICA	DEFINICION	CONFORMACIÓN	ELEMENTOS
Módulo común	Equipos y obras civiles que sirven a una subestación, y que son utilizados por el resto de bahías de la subestación. Tipo 1, para subestaciones hasta con 6 bahías y el Tipo 2, para subestaciones con más de 6 bahías.	Equipos	Concentrador de señales
			Sistema de gestión de protecciones
			Sistema de comunicaciones propios de la subestación
			Materiales de malla de tierra
			Equipos para los servicios auxiliares.
		Infraestructura civil	Adecuación del terreno
			Drenajes
			Alcantarillado
			Barreras de protección
			Malla de puesta a tierra
			Vías internas y de acceso
			Mallas de cerramiento
			Filtros, drenajes, trampa de aceite, infraestructura contra incendio, pozo séptico y de agua
			Alumbrado del patio
Cárcamos comunes			
edificio de control			
costos de manejo ambiental.			
Bahía de línea.	Equipos para la conexión de una línea a una subestación, dependen de su configuración.		Pórtico
			Gabinete de control, medida y protección
			Unidad de adquisición de datos y cableado requerido para estos equipos
			Obras civiles de los pórticos, equipos de alta tensión y cárcamos de control asociadas específicamente con la bahía.
Bahía de transformador	Equipos correspondientes a la conexión del transformador a la subestación dependen de su configuración		Pórtico
			Gabinete de control, medida y protección
			Unidad de adquisición de datos y cableado requerido de fuerza y control
			Obras civiles de los pórticos, equipos de alta tensión incluyendo posos de aceite y sistema antiincendio y cárcamos de control.
Bahías de maniobra	Bahías de acople, seccionamiento o transferencia		Pórtico
			Gabinete de control, medida y protección
			Unidad de adquisición de datos de campo y cableado de fuerza y control
			Obras civiles de los pórticos, equipos de alta tensión y cárcamos de control.
Módulo de medida y auxiliares	Aplica a las s/e tipo Metalclad en el Nivel 2.		Celda del Nivel de Tensión 2 que tiene incorporados los elementos para la realización de la medida y protección y/o para la conexión del transformador de servicios auxiliares de la subestación
Módulo de barraje			Barraje con sus pórticos
			Accesorios de conexión de alta tensión
			Transformadores de potencial
			Cableado y obras civiles asociadas, como son las fundaciones de los pórticos y equipos.
Diferencial de barras.			Protección diferencial de barras con su correspondiente cableado.
Ducto de barras o cables de llegada.			ducto de barras o el juego de cables de potencia con sus terminales que alimentan las celdas del Nivel de Tensión 2 desde el transformador de potencia.

⁹ definidas en la resolución CREG082 de 2002

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE CONEXIÓN AL STN	
Bahías de transformador del lado de alta tensión de los transformadores de conexión al STN	
Bahía de Transformador del lado de baja a cualquier nivel de tensión.	
Módulo común de activos de conexión al STN	
Centro de supervisión y control	

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE SUBESTACIONES DEL NIVEL DE TENSIÓN 4		
CLASE DE TECNOLOGIA	CONFIGURACIONES	CLASES DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS
Convencional	Barra sencilla.	Módulo común Módulo de Barraje Bahía de línea (incluyendo las bahías para conectar equipos de compensación) Bahía de transformador. Bahía de Maniobra (acople, seccionamiento, transferencia)
	Doble barra.	
	Doble barra con by-pass.	
	Barra principal y transferencia.	
	Interruptor y medio.	
Encapsulada	Anillo.	
	Barra sencilla.	
	Doble barra.	

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE SUBESTACIONES DEL NIVEL DE TENSIÓN 3		
CLASE DE TECNOLOGIA	CONFIGURACIONES	CLASES DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS
Convencional	Barra sencilla.	Módulo común Módulo de Barraje. Bahía de línea. Bahía de transformador. Bahías de Acople o Seccionamiento
	Doble barra.	
	Barra principal y transferencia.	
Encapsulada	Barra sencilla.	
	Doble barra.	
Metalclad	Subestación con equipos de tipo convencional instalados en una celda metálica compartimentada. Se recurre a esta tecnología para alojar equipos dentro de edificios, en zonas con alta contaminación o humedad.	
Convencional reducida	Subestación con equipos de especificaciones técnicas inferiores en la conformación de los campos, fundamentalmente en el tipo de montaje de los equipos y en los sistemas de control y protección y, además, en el edificio de control.	
Reducida	Subestación con equipos convencionales que poseen una mínima cantidad de equipos y protecciones, generalmente con mínimas comunicaciones. Se utilizan normalmente en áreas rurales y en aquellas de baja capacidad.	

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LINEAS DEL NIVEL DE TENSIÓN 4		
CLASIFICACION	PARÁMETROS	UNIDAD CONSTRUCTIVA
Ubicación urbano y rural.	Urbano	Km de línea
	Rural	
Tipo de circuito	Sencillo	
	Doble	
Tipo de estructura	Celosía	
	Poste metálico	
Calibre del conductor	Poste de concreto.	
	Tipo 1: Menor a 600 MCM	
Tipo de línea	Tipo 2: Mayor o igual a 600 MCM	
	Aérea	
	Subterránea.	

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LÍNEAS DEL NIVEL DE TENSIÓN 3 y 2		
CLASIFICACION	PARÁMETROS	UNIDAD CONSTRUCTIVA
Ubicación urbano y rural.	Urbano	Km de línea
	Rural	
Tipo de circuito	Sencillo	
	Doble	
Calibre del conductor	Tipo 1: Menor al 3/0 AWG	
	Tipo 2: Mayor o igual al 3/0 AWG	
Tipo de línea	Aérea	
	Subterránea.	
Para el caso del Nivel de Tensión 2, número de hilos igualmente se establecieron diferencias en costo entre fases y neutro.	4 Hilos	
	3 Hilos	

TRANSFORMADORES DE POTENCIA	
CLASIFICACION	TIPOS DE EQUIPOS
Transformadores de conexión al STN	Transformadores trifásicos
	Bancos de autotransformadores monofásicos
Transformadores embebidos en los STR y/o SDL	Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 4 (serie 115 kV)
	Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 3 (serie 36 kV)

COMPENSACIÓN REACTIVA	
GRUPOS	ELEMENTOS
Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 4	Elementos requeridos para su instalación y protección, tales como los racks de montaje, sistemas de protección de desbalance (transformadores de corriente, relés de desbalance del neutro), reactores de amortiguamiento, seccionadores, fusibles, etc.
Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 3	
Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 2	

EQUIPOS EN EL NIVEL DE TENSIÓN 3 Y NIVEL DE TENSIÓN 2	
Estas unidades se requieren para la adecuada operación de las redes o continuarán siendo consideradas en la estimación de los niveles de calidad exigidos en la regulación, razón por la cual se consideran de manera explícita dentro de la remuneración eficiente.	Equipos en sí mismos, sus elementos de control y protección y demás accesorios requeridos para su instalación y conexión a las redes
	Equipos de medida

SUPERVISIÓN Y CONTROL	
Elementos relacionados con la medida de los indicadores DES y FES	
Elementos relacionados con el registro de la Calidad de la Potencia.	

2. COMPONENTES CONSTRUCTIVAS PARA EL NIVEL DE TENSIÓN T¹⁰

Para la red de BT se definen dos tipos de unidades constructivas, el transformador de distribución y la red asociada a este. La Unidad constructiva del transformador incluye la protección y varía dependiendo de sus características. Las variables que determinan la unidad constructiva son el tipo de zona que atiende (urbana o rural), el voltaje del lado de alta del transformador, el tipo (monofásico, bifásico o trifásico), el tipo de refrigeración, la protección, la estructura y la capacidad. La unidad constructiva de la red de BT comprende el conductor, la estructura y los herrajes.

En el estudio realizado por Consultoría Colombiana, se determinaron los sistemas típicos utilizados en Colombia a partir de muestras tomadas de empresas pertenecientes a las diferentes regiones del país. Luego de determinar las configuraciones más representativas y sus niveles de cargabilidad, se establecieron los rangos eficientes de cargabilidad para las diferentes capacidades de los transformadores y los calibres de conductores eficientes asociados con dichos niveles de carga. Para la elección del sistema eficiente técnica y económicamente, evalúan el costo medio total que incluye el costo medio de la inversión, el costo medio del mantenimiento y el costo medio de las pérdidas.

Finalmente, llegan a establecer unos sistemas que constan del transformador que varía de acuerdo a su capacidad, y asociado a este, se definen las características de la red y sus respectivos costos. A continuación se muestran los armados resultantes para el sistema trifásico urbano con su respectivo costo medio.

SISTEMAS TÍPICOS DE BAJA TENSION - RED AEREA - TRIFASICO - URBANO									
Transformador KW	N. ramales	kVA/ramal		Calibre cond.		N. de vanos	Long. Vano [m]	CM [\$/kWh]	
15	2	1.39	3.48	8	8	5	32		48.23
30	2	3.48	7.2	8	4	5	36	53.06	31.88
45	2	7.2	10.68	4	4	5	36	29.19	23.12
75	2	10.68	17.88	4	4	5	36	22.19	15.4
112.5	2	17.88	26.93	4	1	5	35	15.31	13.29
150	3	17.96	23.99	4	1	8	29	12.97	13.18
45	2	7.2	10.68	4	4	8	29	34.96	27.83

Tabla 3. Resultantes para el sistema trifásico urbano

¹⁰ Basado en Consultoría colombiana. (2004)

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	0
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. EL NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA NECESIDAD DE REGULACIÓN.....	3
3. EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	10
4. MARCO REGULATORIO COLOMBIANO VIGENTE PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (PERIODO 20032007).....	12
5 PROPUESTA: MODELO DE EMPRESA EFICIENTE COMO ALTERNATIVA PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	18
6. CONCLUSIONES.....	31
BIBLIOGRAFÍA.....	34
ANEXOS.....	35
ANEXO A – MODELO DE DISEÑO DE LA RED	36
ANEXO B – UNIDADES CONSTRUCTIVAS A RECURRIR EN EL DISEÑO DE LA RED.....	50