



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL

**SUBSIDIOS CRUZADOS EN EL PAGO DEL VALOR AGREGADO DE
DISTRIBUCION EN EL AREA TIPICA N°1**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN ECONOMIA
APLICADA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

RENATO EUGENIO SEPULVEDA DIAZ

**PROFESOR GUÍA:
ALEXANDER GALETOVIC POTSCHE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE CO-GUÍA
SOLEDAD ARELLANO SCHMIDT
RENATO AGURTO COLIMA**

**SANTIAGO DE CHILE
DICIEMBRE, 2006**

SUBSIDIOS CRUZADOS EN EL PAGO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN EN EL ÁREA TÍPICA N°1.

La regulación de empresas de servicios básicos sujetas a controles de precio manifestaron en el mundo un gran dinamismo en las últimas décadas, pasando a ser, de empresas estatales reguladas mediante “Cost of service”, a empresas privadas reguladas mediante “Price cap”, “Yardstick competition” o, en el caso chileno, “Valor nuevo de reemplazo”. En la asignación de estos costos, se agrupan los consumidores en zonas a las que se les asigna una misma tarifa. La elección de estas zonas coincide en muchos casos, con el área de concesión de una empresa de distribución eléctrica, en otros coincide con una división política y en algunos se eligen zonas con densidades similares. Esta última elección es económicamente la más acertada, pues se basa en las economías de densidad presentes en la distribución eléctrica.

En el año 2000, el regulador chileno optó por asignar una misma tarifa a toda el área de concesión de una empresa de distribución eléctrica. Al interior de un área de concesión existen zonas con distintas densidades, por lo que los costos de la red de distribución eléctrica son diferentes para cada una de estas zonas. Se desprende de lo anterior la hipótesis de que existirían subsidios cruzados al interior de cada área típica.

En este trabajo se presenta un modelo para estimar las tarifas libres de subsidio para el área típica N°1 la zona de concesión de Chilectra S.A. Las tarifas obtenidas se escalan para compararlas con las tarifas actuales y con estos datos se demuestra la existencia de estos subsidios. El principal resultado es que los consumidores que pagan el “Valor agregado de distribución” (VAD) de baja tensión aéreo están pagando un 32% más de lo que les corresponde, subsidiando anualmente al resto en \$7.360 millones de un total de \$63.948 millones, en pesos del 31 de diciembre del 2003. Estos se reparten en: \$2.432 millones para los consumidores que pagan el VAD de alta tensión aérea, \$277 millones para los consumidores que pagan el VAD de alta tensión subterráneo y \$4.651 millones para los consumidores que pagan el VAD de baja tensión subterráneo. Los que están pagando respectivamente un: 12%, 4% y 34% menos de lo que les corresponde. Las zonas de alta densidad están subsidiando a las zonas de baja densidad, encontrando una correlación alta entre la densidad de las redes y los costos de la red. Además los consumos ubicados en edificios generan importantes ahorros de costo. Junto con la densidad son los principales determinantes de los costos de los costos de las instalaciones eléctricas y de los costos de operación y mantenimiento directos de la red. A continuación se analizan las ineficiencias económicas que se producen. Las tarifas actuales generan señales erróneas de costo. Además, en su mayoría los subsidios son regresivos.

Se propone eliminar las áreas típicas y agrupar en una misma tarifa a los consumidores que se encuentran aguas abajo de cada subestación primaria de distribución. Mantiene los estudios del VAD actuales para calcular los costos de la empresa de gestión operando en la zona de concesión y luego éstos se prorratan entre los grupos de consumidores de cada zona de concesión. Para calcular los costos de las instalaciones eléctricas de cada grupo de consumidores, una metodología estándar de planificación de redes. Ésta sería única para todos los grupos, usando como entradas la localización de las subestaciones primarias de distribución y los consumos.

Índice

Capítulo 1	1
Introducción.....	1
Composición de la red eléctrica.....	5
Marco regulatorio del sector eléctrico.....	7
2.1 Introducción.....	7
2.2 Tarificación de la distribución.....	9
Capítulo 3	14
Metodología para el cálculo de las componentes de las tarifas libres de subsidios. ...	14
3.1 Introducción.....	14
3.2 Elección de la unidad básica de análisis.....	15
3.3 Descripción área típica N°1.....	19
3.4 Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas.....	19
3.4.1 <i>Demanda de dimensionamiento.</i>	20
3.4.2 <i>Proyección de la demanda.</i>	21
3.4.3 <i>Modelación usando PECO.</i>	22
3.4.4 <i>Obtención de los costos de las instalaciones eléctricas finales por unidad básica de análisis.</i>	23
3.4.5 <i>Resultados de los costos de las instalaciones eléctricas.</i>	24
3.5 Modelamiento de la empresa de gestión para la Explotación técnica y comercial.....	26
3.5.1 <i>Concepción del modelo.</i>	26
3.5.2 <i>Clasificación de componentes y costos.</i>	27
3.5.3 <i>Estructura de administración</i>	31
3.5.4 <i>Explotación técnica.</i>	34
3.5.5 <i>Explotación comercial.</i>	36
3.5.6 <i>Distribución de costos indirectos.</i>	37
3.5.7 <i>Instalaciones muebles e inmuebles y servicios.</i>	37
3.5.8 <i>Obtención de los costos de operación y mantenimiento; y bienes muebles e inmuebles finales por unidad básica de análisis.</i>	39
3.5.9 <i>Resultados de los costos de operación y mantenimiento; y bienes muebles e inmuebles.</i>	41
3.6 Obtención de los valores kWAT y kWBT finales por unidad básica de análisis.....	45
3.6.1 <i>Metodología empleada.</i>	45
3.6.2 <i>Resultados obtenidos.</i>	46
Capítulo 4	48
Obtención de las tarifas libres de subsidios y los montos de los subsidios.....	48
4.1 Introducción.....	48
4.2 Metodología del cálculo de las tarifas.....	49
4.3 Valores agregados de distribución sólo con costos directos.....	50
4.4 Valores agregados de distribución comparables con tarifas actuales.....	54
4.5 Monto de los subsidios cruzados.....	57
4.6 Valores agregados de distribución para las seis tarifas reales.....	60
4.7 Densidades promedio e ingresos por hogar promedio.....	64
Capítulo 5	66
Análisis de los resultados y soluciones propuestas.....	66

5.1 Introducción.....	66
5.2 Análisis de la causa de la diferencias en las tarifas entre unidades básicas de análisis.	66
5.3 Impacto de la existencia de subsidios cruzados entre las unidades básicas de análisis.	74
5.4 Análisis del impacto de tener una tarifa BT1 monómica.	77
5.5 Soluciones propuestas para disminuir la existencia de subsidios cruzados.....	78
Capítulo 6	81
Conclusión	81
Glosario	85
Bibliografía.....	92
Anexo N°1	94
Descripción del modelo PECO.....	94
1.1 Introducción.....	94
1.2 Modelación de la Demanda	95
1.2.1 Características geográficas.....	96
1.1.2 Características eléctricas de la demanda	98
1.2.1 Cálculo de los costos de las instalaciones	99
1.2.2 Dimensionamiento de las instalaciones.....	100
1.3.1 Planificación de centros de transformación.....	101
1.3.2 Planificación de la red MT	103
1.3.3 Planificación de la red BT	106
Anexo N°2	107

Capítulo 1

Introducción

La regulación que rige a las empresas proveedoras de servicios básicos sujetas a controles de precio, particularmente la que rige la distribución eléctrica, manifestó en el mundo un gran dinamismo en las últimas décadas del siglo pasado. Esto se debe principalmente a la privatización de muchos de estos servicios, que entregaban originalmente empresas estatales. Estas empresas se regulaban con la metodología “Cost of service” (COS), según la cual se le paga a la empresa sus costos reales más una rentabilidad determinada del capital. A medida que se privatizaban empresas se notó que esta metodología incentivaba la sobre-inversión, lo que llevó a buscar formas de regulación más eficientes. Surgieron entonces las metodologías más usadas actualmente; “Price cap” y “Yardstick competition”. Ambas tienen una tarifa que se fija por un periodo de tiempo determinado¹, entonces a partir de la fijación de las tarifas la empresa tiene los incentivos para disminuir costos y aumentar así su retorno. La diferencia entre ambas radica en que “Price cap” se basa en los costos históricos de la propia empresa y que “Yardstick competition” se basa en los costos históricos promedios de la industria.

En Chile se optó por una metodología más novedosa denominada “Valor nuevo de reemplazo” (NRV). Al igual que “Price cap” y “Yardstick competition” la tarifa se fija por un periodo de tiempo determinado (4 años), pero los costos en “NRV” están dados por los costos de una empresa nueva eficiente sirviendo en el área de concesión de la empresa². Esto disminuye drásticamente las ineficiencias que generaban las asimetrías de información entre el regulador y la empresa y se incentiva aun más la eficiencia en la disminución de costos. Esta metodología ha sido exportada con éxito a

¹ Puede tener también un factor de eficiencia que disminuya los ingresos cada año.

² Esto es equivalente a calcular el costo de reemplazar la red antigua por una nueva, por esto se le llama valor nuevo de reemplazo.

otros países de América Latina y existen cada vez más países interesados en estudiar su implementación.

Las metodologías a las que nos referíamos en los párrafos anteriores, nos entregan el monto total que debe recibir la empresa concesionaria. Este costo es pagado en la mayoría de los casos por los consumidores³, a través de las recaudaciones por el uso de las redes de distribución. Idealmente, cada consumidor debiera tener una tarifa individual que refleje el costo de proveerle el servicio. Como esto es muy difícil de implementar, se eligen grupos con características similares para que tengan una misma tarifa. Las características que posee un área determinada, impactan fuertemente en los costos de la distribución eléctrica de esa área; las más relevantes son: tipo de red (aérea o subterránea), densidad, longitud de las redes de viales, proyecciones de demandas de mediano y largo plazo, áreas prohibidas de paso. A lo largo de este trabajo, encontraremos que la densidad y el porcentaje de los consumidores que vive en edificios son los factores determinantes de las diferencias de costos entre distintas áreas.

En la legislación chilena las áreas de distribución bajo la concesión de una misma empresa tienen las mismas tarifas. Si las características anteriores varían al interior de una misma zona de concesión, existirán zonas que subsidian a otras. Entonces surge con cierta naturalidad la pregunta central que queremos responder: ¿Existen subsidios cruzados en el pago del “Valor Agregado de Distribución (VAD)”⁴? Se dice que existen subsidios cruzados en la entrega de un servicio público, cuando las ganancias que generan un grupo de clientes no superan el costo de proveerles este servicio⁵. Si es que realmente existen subsidios cruzados, es fundamental determinar quiénes subsidian a quiénes en el pago de los costos de distribución de energía eléctrica. Si la entrega del servicio es regulada, existe otro grupo de clientes que están generando más ganancias de las que les corresponde, para que la empresa que entrega el servicio público obtenga la rentabilidad que le asegura el regulador.

³ En algunos casos los costos los comparten los consumidores con los generadores

⁴ VAD: costos de distribución de energía eléctrica.

⁵ Gerald Faulhaber, “Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprise,” *American Economic Review* 85, no. 5 (1975): 966-77

Para responder la pregunta acerca de la existencia de subsidios cruzados usaremos la metodología actual para el cálculo del Valor Agregado de Distribución. Obtendremos los costos para una empresa competitiva operando en la zona de concesión, para luego asignar a cada “unidad básica de análisis” la fracción del costo por unidad de potencia que le corresponde pagar⁶. Resulta de vital importancia la elección de la unidad básica de análisis. La forma de realizar esta elección es agrupar a sectores con características similares, considerando también a quienes comparten costos. En la regulación actual se asigna a distribución todo lo que está aguas abajo de las subestaciones primarias de distribución⁷ (se considera aguas abajo todo lo que se alimenta directamente de la electricidad de la subestación). Basados en lo anterior, designamos como unidad básica de análisis a los clientes que son alimentados por una misma subestación primaria de distribución. Luego de designar esta unidad básica, podremos calcular los costos de las instalaciones eléctricas necesarias para la distribución en cada una de ellas. Además tendremos herramientas necesarias para prorratear los costos de las instalaciones de bienes muebles e inmuebles y los costos de operación y mantenimiento.

La metodología anterior nos permitirá calcular el Valor Agregado de Distribución en alta tensión y en baja tensión⁸ (VADAT y VADBT respectivamente) para cada unidad básica de análisis, tanto para los clientes con tarifa aérea como para los clientes con tarifa subterránea. Estos valores están calculados por unidad de potencia, por lo que un cliente que está en alta tensión (AT) sólo tiene que pagar el costo de distribución en AT que es aproximadamente equivalente al VADAT por unidad de potencia. Así mismo, un cliente que está en baja tensión (BT) tiene que pagar el costo

⁶ El enfoque alternativo que se podría tomar es calcular los costos de una empresa competitiva operando en cada una de las unidades básicas de análisis, pero en ese caso la empresa real que opera en el área típica N°1 tendría costos menores a los que resultan de la suma de los costos de todas las unidades de análisis. Esto último debido a las economías de escala que presentan los costos de operación y mantenimiento.

⁷ *Subestación primaria de distribución* corresponde a la subestación de transmisión que recibe energía eléctrica de un alimentador de alta tensión y entrega energía eléctrica en alta o baja tensión de distribución.

⁸ Alta tensión en distribución eléctrica corresponde a tensiones mayores a 400 V y menores a 66 kV. Baja tensión en distribución corresponde a tensiones menores a 400 V.

de distribución en BT que es aproximadamente equivalente al VADAT más el VADBT por unidad de potencia.

Estos cálculos nos permitirán establecer las tarifas libres de subsidios en la distribución eléctrica del área típica. Comparando estas tarifas con las tarifas actuales, determinaremos la existencia y el monto de los subsidios. Si realmente existen subsidios cruzados parece importante el siguiente análisis. Quiénes son los que subsidian y quiénes se benefician del subsidio. Para responder esta interrogante distribuiremos los costos de cada unidad básica de análisis entre las comunas que son alimentadas por la subestación primaria de distribución correspondiente a esta unidad. De esta forma podremos ligar las diferencias de costos a características socioeconómicas, tipo de clientes (residenciales o industriales), densidad, edificación, y mediremos el monto actual de los subsidios cruzados involucrados.

Como el centro de nuestro trabajo es la distribución eléctrica, sólo consideraremos las instalaciones que se encuentran aguas abajo de las subestaciones primarias de distribución. De esta manera, dejamos fuera de nuestro análisis las redes de sub transmisión, éstas debieran ser abordadas en trabajos futuros. Además nos centraremos sólo en los costos de la distribución que varían con la potencia máxima coincidente demandada, dejando fuera los costos fijos de medición y facturación. Por último, elegimos acotar nuestro análisis al área típica N°1 por ser el área de concesión más relevante tanto por ventas de energía como por número de clientes y por tener una de las áreas de concesión más homogéneas. Los resultados que encontraremos debieran ser extrapolables a las áreas típicas menos homogéneas.

A continuación, se explica brevemente la composición de la red eléctrica para familiarizar al lector con los términos que se usarán a lo largo de éste trabajo. El resto del trabajo se estructura como sigue. En el capítulo 2 se explica como funciona actualmente la tarificación de la energía eléctrica, con un énfasis especial en la distribución. Luego en el capítulo 3 se describirá la metodología utilizada para obtener los costos separados por unidad básica de análisis que componen las tarifas. En el

capítulo 4 se obtendrán las tarifas por unidad básica de análisis y las tarifas actuales, obteniendo así, el monto de los subsidios cruzados. Luego en el capítulo 5 se analizarán las causas que están detrás de estos subsidios cruzados, proponiendo además soluciones concretas para solucionar esta irregularidad. Y finalmente el capítulo 6 concluye.

Composición de la red eléctrica.

La red eléctrica a la que nos referimos en este trabajo, corresponde al conjunto de elementos encargados de transportar la energía, que se origina en las centrales generadoras, hasta los consumos finales.

En la figura 1, se muestra un diagrama simplificado de la red eléctrica que abastece a Santiago. La red empieza en las plantas generadoras, donde se transforma energía de la naturaleza (hidráulica, térmica, eólica, oceánica, etc) en energía eléctrica. Luego esta energía, que sale de la planta generadora a tensiones medias (10 a 25 kV), se transforma en la subestación de transmisión a 220kV de forma de minimizar las pérdidas, pues éstas son proporcionales al cuadrado de la corriente. A continuación, esta energía es transportada en alta tensión a través de las redes de transmisión hasta las subestaciones de transformación (por ejemplo: Alto Jahuel, Cerro Navia, Polpaico, etc.). En esta última, se reduce la tensión a 110kV y se lleva a través de las redes de sub-transmisión a las distintas subestaciones primarias de distribución.

En Santiago, la red de sub-transmisión forma un anillo, que se alimenta desde las subestaciones de transformación y entrega energía a todas las subestaciones primarias de distribución. Luego, en estas subestaciones se reduce la tensión a 23kV o 12kV dependiendo de la longitud de las redes de media tensión (alta tensión de distribución) que se requiere alimentar. De estas redes, se alimentan directamente los clientes de media tensión e indirectamente los clientes de baja tensión a través de los centros de transformación. Estos centros de transformación, corresponden a los transformadores comunes que se observan en los postes y transforman la energía desde

los 23kV o 12kV a los 380V trifásicos (220V fase-neutro) que requieren los clientes de baja tensión.

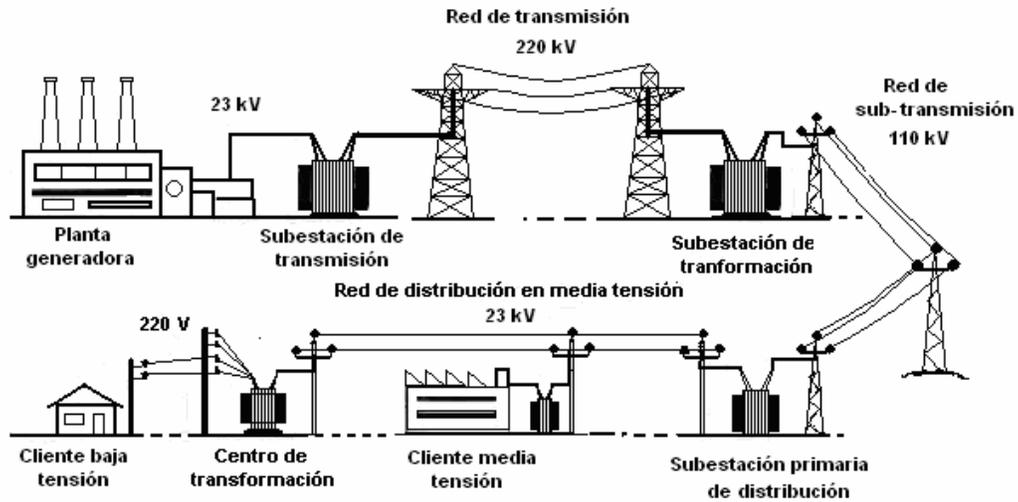


Figura N°1: Diagrama simplificado de la red eléctrica que abastece a Santiago.

Capítulo 2

Marco regulatorio del sector eléctrico.

2.1 Introducción.

La promulgación en 1982 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el DFL-1 del Ministerio de Minería, estableció el actual marco regulatorio que rige al sector eléctrico nacional. En este marco se supuso que el mercado de la generación eléctrica era potencialmente competitivo y, por lo tanto, no sujeto a fijación de precios. A su vez, la ley admitió que el segmento de distribución eléctrica tiene características de monopolio natural. La condición de monopolio natural se da cuando existen en un sector economías de escala en todo el rango de producción o cuando existen economías de densidad, de manera que es eficiente que exista una sola firma (en la distribución existen ambas). Queda determinado entonces que, tanto los precios de suministro como los de distribución de energía a los consumidores con potencia instalada menor a 2000 kW, serían regulados mientras que clientes con consumos mayores podrían optar a contratos directos con las empresas distribuidoras.

Como el interés se centra en el Valor Agregado de Distribución el análisis se concentra en las tarifas finales cobradas a clientes regulados. Estas tarifas se componen de cinco precios básicos:

- ***Cargo fijo mensual:*** incorpora los costos fijos de administración, facturación y atención al cliente en que incurre la distribuidora, prorrateados, para cada empresa y opción tarifaria, por partes iguales entre todos los usuarios regulados.

- ***Cargo fijo por uso del sistema troncal***⁹: contempla los costos en los cuáles la empresa de transmisión debe incurrir al ampliar sus instalaciones en el sistema troncal de transmisión en alta tensión, para abastecer un kW de demanda adicional en horario punta (Se entiende por horario punta el periodo comprendido entre las 18 y 23 horas de cada día de los meses entre mayo y septiembre, inclusive).

- ***Cargo variable por energía consumida***: incluye el costo marginal de generación-transmisión a nivel de alta tensión (precio nudo de la energía) asociado al nudo de alimentación de la empresa distribuidora. (Nudo de alimentación es la subestación desde donde se alimenta la red de distribución). El *precio nudo de la energía* corresponde al precio máximo al cuál las distribuidoras compran energía a las generadoras. Es determinado por la CNE usando el criterio de costo marginal de corto plazo y los promedios de los precios de los contratos. Se calcula como un promedio ponderado de la esperanza de los costos marginales de corto plazo de las generadoras.

- ***Cargo variable por potencia consumida en punta***: correspondiente a la suma del precio de nudo de la potencia, más las pérdidas por distribución, los costos de operación y el costo del capital que la empresa distribuidora debe incurrir en ampliar sus instalaciones en baja y media tensión para abastecer un kW de demanda adicional en horario punta (Recordar que se considera BT cuando se opera con tensiones inferiores a 1000V y media tensión voltajes entre 23kV y 1000V). El *precio nudo de la potencia* corresponde al precio máximo al cual las distribuidoras compran potencia a las generadoras. Es determinado por la CNE usando el criterio de costo marginal a largo plazo y se calcula como el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico en una unidad de potencia en las horas de demanda máxima.

⁹ Sistema troncal corresponde al conjunto de líneas de transmisión y subestaciones de transmisión definidos como esenciales para la operación interconectada y coordinada del sistema eléctrico.

- *Cargo variable por potencia consumida fuera de punta*: contempla los costos de desarrollo de la red de media y baja tensión.

Como el objetivo de este trabajo es encontrar los subsidios cruzados presentes en la tarificación de la distribución, nos centraremos solo en los precios que corresponden a ésta. Específicamente en los costos de operación y mantenimiento y en los costos de capital en los que la distribuidora debe incurrir para ampliar sus instalaciones de baja y media tensión para abastecer un kW de demanda adicional en horario punta. Esto corresponde al valor agregado de distribución, el cual abreviaremos como VAD en adelante.

2.2 Tarificación de la distribución.

Debido a las economías de escala y de densidad presentes en el mercado de la distribución de la energía eléctrica a los clientes finales (los costos de proveer el servicio a dos consumidores simultáneamente es menor que hacerlo por separado), el regulador consideró que lo socialmente conveniente es que esta actividad se desarrolle a través de monopolios geográficos. Para desincentivar la sobre-inversión de estos monopolios, se ideó un novedoso proceso de regulación tarifaria, donde se busca que el monopolio “compita” con una empresa eficiente de referencia.

Detalladamente, las tarifas se obtienen clasificando las empresas concesionarias en áreas típicas y eligiendo para cada área típica el área de concesión de una empresa de referencia donde operará la empresa modelo (EM). La EM corresponde a la empresa que entrega el servicio de distribución de un área típica determinada, al menor costo técnicamente posible (con la tecnología disponible actualmente). Para cada empresa modelo la *Comisión Nacional de Energía*¹⁰ (CNE) contrata a un consultor para

¹⁰ Organismo regulatorio encargado del estudio y proposición de leyes, reglamentos y normas. Además es responsable de: la planificación indicativa y coordinación de grandes proyectos de inversión, de la

realizar un estudio de costos de la empresa en cuestión. Por su parte las empresas concesionarias interesadas pueden contratar uno o más consultores para que cada uno realice un estudio de costos de la misma empresa. Luego, los resultados de los estudios, que se deben ceñir estrictamente a las bases proporcionadas por la CNE, son ponderados -un tercio el estudio de la CNE y dos tercios el promedio simple de los estudios realizados por las empresas- para obtener las tarifas finales.

En este estudio el consultor debe entregar un informe con la metodología y resultados de los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada, expresados en pesos del 31 de diciembre del 2003. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual. Los valores agregados de distribución deberán calcularse para una empresa modelo eficiente, cuyo diseño permita satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio que establece la normativa vigente, considerando que las instalaciones se encuentren económicamente adaptadas a la demanda en el año base y teniendo presente un horizonte de estudio de quince años y las indivisibilidades técnicas. Además, el consultor tiene que considerar que la empresa es eficiente en su política de inversión y en la gestión, y que la empresa opera en el país.

Se diseñará entonces, la empresa modelo operando en la zona de concesión de una empresa real definida como referencia para el área típica, estando sujeta a:

- Las restricciones geográficas y demográficas de la zona.
- El marco legal, reglamentario y normativo vigente.
- Los mismos clientes y consumos de la empresa de referencia. Sean éstos regulados, otras distribuidoras, libres propios o de terceros que hacen uso de

formulación de la política de precios y la fijación de estos mismos y de arbitrar divergencias entre miembros del CDEC.

las instalaciones de distribución de la empresa de referencia a través de la imposición de servidumbres de paso en dichas instalaciones.

- Una organización eficientemente dimensionada para la prestación de servicios a los clientes, cuyo suministro se efectúa a través de las instalaciones de distribución. Incurre en costos óptimos acordes con una gestión eficiente del servicio y de la infraestructura determinada bajo el criterio de mínimo costo total presente.
- Dispone de una organización e instrumentación mínima que permite verificar los estándares de calidad y continuidad de servicio, y que permite modelar y caracterizar la forma de consumo por grupo de clientes.

De la metodología anterior, se obtienen las tarifas preliminares, con las que se realiza luego un chequeo de rentabilidad de la industria. Si la rentabilidad global de la industria con las nuevas tarifas preliminares es inferior a 6% o superior a 14%, se deben ajustar las tarifas finales hasta llegar al límite inferior o superior de la banda según corresponda.

Se obtienen entonces, como resultado para la zona de concesión de Chilectra S.A (área típica N°1) seis tarifas que son uniformes para toda la zona¹¹. Estas tarifas son:

- AT aérea: correspondiente a los clientes que están conectados con su empalme (lugar donde se conecta un consumo a la red de distribución) a líneas cuya tensión es superior a 400 volts y que el alimentador¹² de alta tensión de distribución que lo abastece esta canalizado subterráneamente en menos del 50% de su longitud total. (Los componentes de la red eléctrica están canalizados subterráneamente cuando se ubican en cámaras especiales bajo la tierra).

¹¹ Exceptuando las seis comunas que tienen un factor de ruralidad distinto al resto.

¹² Alimentador es el cable que provee de energía eléctrica a un componente de la red eléctrica.

- AT subterránea: correspondiente a los clientes que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es superior a 400 volts y que el alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece está canalizado subterráneamente en más del 50% de su longitud total.
- BT aérea: correspondiente a los clientes que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es inferior a 400 volts; el transformador de distribución¹³ asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en menos del 50% de su longitud total y cumple con las siguientes condiciones:
 - El transformador de distribución asociado al cliente es aéreo.
 - La red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es aérea en el punto de conexión con el empalme del cliente, o no está completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.
- BT subterránea caso 1: correspondiente a los clientes que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es inferior a 400 volts; el transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en más del 50% de su longitud total y cumple con las condiciones anteriores.
- BT subterránea caso 2: correspondiente a los clientes que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es inferior a 400 volts, el transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra

¹³ El *transformador de distribución* corresponde al transformador que recibe energía eléctrica de un alimentador de media tensión y entrega energía eléctrica a baja tensión.

canalizado subterráneamente en menos del 50% de su longitud total y cumple con alguna de las siguientes condiciones:

- El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo.
- La red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.
- BT subterránea caso 3: correspondiente a los clientes que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es inferior a 400 volts, el transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en más del 50% de su longitud total y cumple con alguna de las condiciones anteriores.

Capítulo 3

Metodología para el cálculo de las componentes de las tarifas libres de subsidios¹⁴.

3.1 Introducción.

En el capítulo anterior realizamos una breve revisión al marco regulatorio del sector eléctrico destacando los ítems más ligados a nuestro trabajo. En este capítulo y el siguiente buscaremos determinar las tarifas libres de subsidio para el área típica N°1. Se denomina tarifa libre de subsidio en la entrega de un servicio público regulado, a la tarifa que le cobra a cada consumidor el costo medio de proveerle el servicio.

Una tarifa libre de subsidios en la distribución se daría en el caso puntual en que: cada consumidor pague exactamente el costo de llevar la electricidad desde las subestaciones primarias de distribución, hasta su punto de empalme con la red de distribución (ver diagrama en la figura 1). Esto es muy difícil de lograr pues requeriría una tarifa especial para cada cliente, además significaría un alto grado de complejidad en el cálculo de las tarifas. Entonces, es necesario encontrar una unidad básica de análisis que nos lleve a una buena aproximación de las tarifas libres de subsidio.

En nuestro análisis queremos encontrar si hay subsidios entre las distintas unidades básicas de análisis con la legislación actual. Como no queremos incluir nada que pueda sesgar nuestros estudios, nos basaremos en el estudio del VAD para el área típica N°1 encargado por la CNE (Ref [14]). Usaremos los mismos supuestos para la obtención de los costos de las instalaciones eléctricas (crecimiento de la demanda, pérdidas, etc.) y tomaremos como ciertos los costos de la empresa de gestión. Con esto

¹⁴ El dimensionamiento de la empresa de gestión de este capítulo está basado en el estudio del VAD de Synex Ingenieros Consultores, Jadresic y Consultores Asociados, Mercados Energéticos. Ref [14].

podremos reasignar los mismos costos del VAD de toda el área típica en las distintas unidades básicas de análisis. Posteriormente, escalaremos las tarifas obtenidas de manera de igualar el monto total recaudado por la empresa concesionaria con las tarifas actuales. Esto lo hacemos para simular la ponderación con el estudio del VAD encargado por la empresa concesionaria, pues no tenemos acceso a esos resultados.

En la siguiente sección se describe la elección de la unidad básica de análisis. Luego en la sección 3.3 se hará una breve descripción del área típica N°1. En la 3.4 se exponen los supuestos de demanda, generados por el estudio del VAD, que usaremos para diseñar las redes necesarias para distribuir en el área típica. Con esto calcularemos los costos de las instalaciones eléctricas necesarias para la distribución para cada unidad básica de análisis. En la 3.5 se muestra el diseño de la empresa de gestión para la explotación técnica y comercial. Obtendremos los costos de las instalaciones muebles e inmuebles y los costos de operación y mantenimiento y luego los descompondremos en las distintas unidades básicas de análisis. Finalmente en la sección 3.6 se dimensionaran las demandas de potencia coincidentes con las máximas del sistema de distribución, tanto para alta como para baja tensión.

3.2 Elección de la unidad básica de análisis.

El costo de la distribución se divide en:

- una anualidad, descontada a una tasa del 10% y un horizonte de 30 años, de los costos de las instalaciones (eléctricas y de bienes muebles e inmuebles);
- los costos de operación y mantenimiento.

Los primeros corresponden en el caso de AT aproximadamente el 70% de los costos anuales y en el caso de BT más del 55%.

Elegimos como unidad básica de análisis todo lo que se encuentra aguas abajo de las subestaciones primarias de distribución (ver diagrama en la figura 1). Así podremos identificar con gran exactitud los costos de las instalaciones, pues las redes que abastecen a los clientes que pertenecen a estas unidades básicas de análisis son radiales. Esto implica que toda la energía de estos clientes proviene de la misma subestación primaria de distribución y los clientes de una unidad de análisis solo utilizan las redes de su propia unidad de análisis. Los costos de operación y mantenimiento no se pueden identificar con exactitud, pues se calculan para toda la empresa de forma de aprovechar las economías de escala. Sin embargo, se pueden reasignar a cada tipo de cliente dentro de una unidad básica de análisis. Los criterios de reasignación y la metodología para encontrar ambos componentes del costo de la distribución se describen a lo largo de este capítulo.

En la figura siguiente se pueden ver las distintas unidades básicas de análisis graficadas sobre el mapa político de la región metropolitana. En el anexo N°2 se puede ver con mayor claridad a que zona corresponde el nombre de cada unidad básica de análisis.

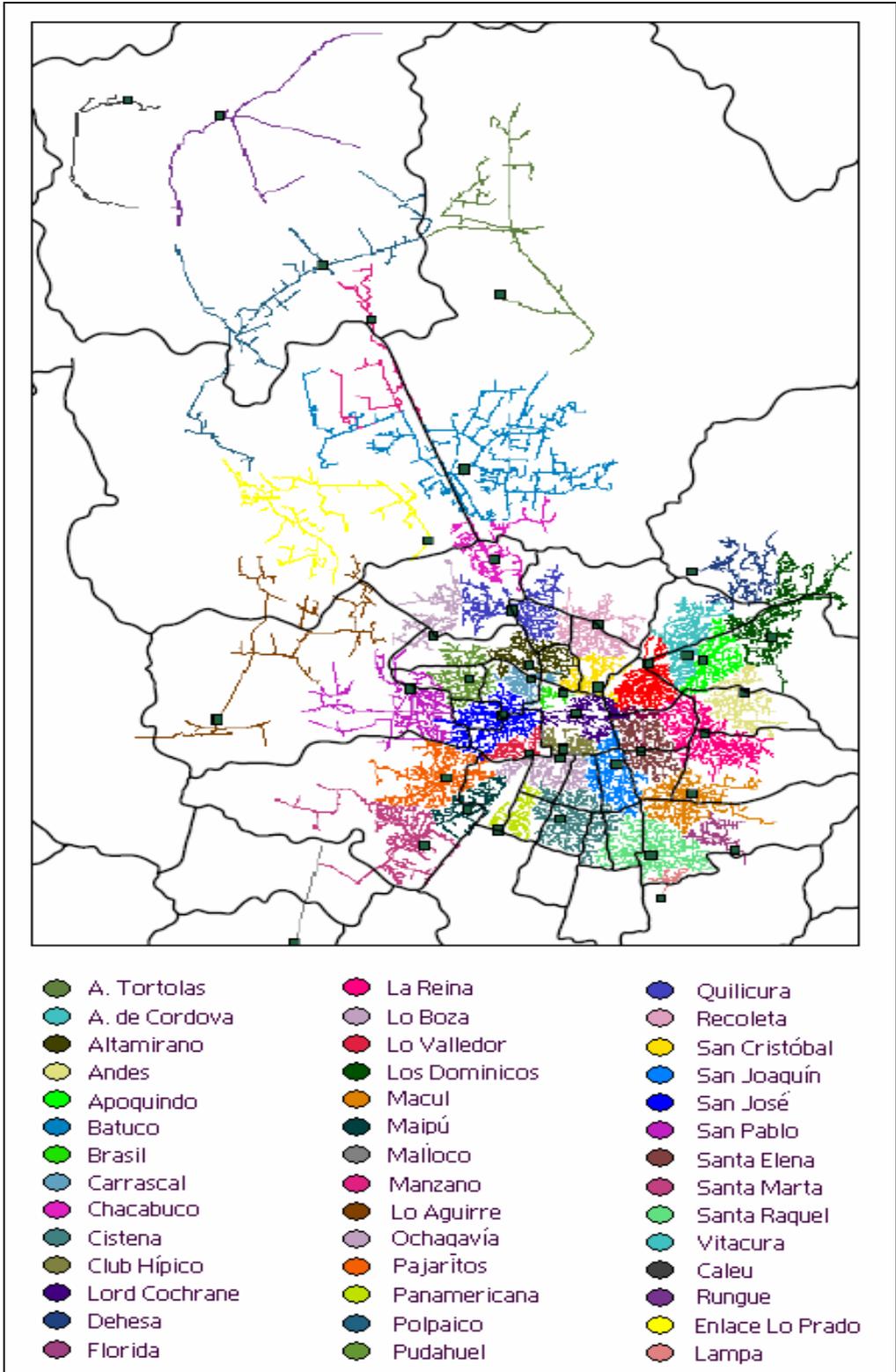


Figura N°2: Unidades básicas de análisis sobre mapa político de Santiago.

A continuación se muestran las ubicaciones de las subestaciones primarias de distribución y además las comunas que abarcan las unidades básicas de análisis que generan.

Nombre S/E Primaria de distribución	Ubicación	Comunas que abarcan las UA	
		Nombre	%
ALIM. LAS TORTOLAS	Colina	Colina	100%
ALONSO DE CORDOVA	Las Condes	Vitacura	75%
		Las Condes	25%
ALTAMIRANO	Renca	Renca	55%
		Independencia	35%
		Conchalí	10%
ANDES	La Reina	La Reina	68%
		Las Condes	30%
		Peñalolen	2%
APOQUINDO	Las Condes	Las Condes	85%
		Vitacura	10%
		Providencia	3%
		La Reina	2%
BATUCO	Colina	Colina	70%
		Lampa	30%
BRASIL	Santiago	Santiago	80%
		Quinta Normal	20%
CARRASCAL	Quinta Normal	Quinta Normal	80%
		Independencia	10%
		Renca	6%
		Santiago	4%
CHACABUCO	Quilicura	Quilicura	40%
		Lampa	30%
		Colina	30%
CISTERNA	Las Cisternas	Las Cisternas	50%
		San Ramón	15%
		San Miguel	15%
		Lo Espejo	10%
		Pedro Aguirre C.	4%
		La Granja	4%
		San Joaquín	2%
CLUB HIPICO	Santiago	Santiago	100%
LORD COCHRANE	Santiago	Santiago	100%
DEHESA	Lo Barnechea	Lo Barnechea	100%
FLORIDA	La Florida	La Florida	100%
LA REINA	Peñalolen	Peñalolen	45%
		Nuñoa	30%
		La Reina	15%
		Macul	7%
		Providencia	3%
LO BOZA	Renca	Quilicura	65%
		Pudahuel	20%
		Renca	15%
LO VALLEDOR	Estación Central	Estación Central	98%
		Cerrillos	2%
LOS DOMINICOS	Las Condes	Las Condes	55%
		Lo Barnechea	35%
		Vitacura	10%
MACUL	Peñalolen	La Florida	45%
		Peñalolen	35%
		Macul	20%
MAIPU	Maipú	Maipú	55%
		Cerrillos	45%
MALLOCO	Peñaflor	Padre Hurtado	100%
MANZANO	Til Til	Lampa	55%
		Til Til	35%
		Colina	10%

Nombre S/E Primaria de distribución	Ubicación	Comunas que abarcan las UA	
		Nombre	%
LO AGUIRRE	Pudahuel	Pudahuel	65%
		Lampa	35%
OCHAGAVIA	Pedro Aguirre Cerda	Pedro Aguirre Cerda	60%
		Cerrillos	20%
		San Miguel	20%
PAJARITOS	Maipú	Maipú	85%
		Cerrillos	15%
PANAMERICANA	Cerrillos	Lo Espejo	75%
		Cerrillos	15%
		Pedro Aguirre C.	10%
POLPAICO	Til Til	Til Til	85%
		Lampa	15%
PUDAHUEL	Cerro Navia	Cerro Navia	50%
		Renca	30%
		Quinta Normal	10%
		Pudahuel	8%
LO PRADO	Lo Prado	Lo Prado	2%
QUILICURA	Quilicura	Quilicura	50%
		Conchalí	30%
		Huechuraba	20%
RECOLETA	Huechuraba	Huechuraba	50%
		Recoleta	35%
		Conchalí	15%
SAN CRISTOBAL	Recoleta	Recoleta	60%
		Independencia	30%
		Providencia	9%
		Santiago	1%
SAN JOAQUIN	San Joaquín	San Joaquín	65%
		San Miguel	15%
		Santiago	10%
		Macul	5%
		La Granja	5%
SAN JOSE	Lo Prado	Estación Central	35%
		Lo Prado	27%
		Quinta Normal	16%
		Pudahuel	16%
MAIPU	Maipú	Maipú	6%
SAN PABLO	Pudahuel	Pudahuel	90%
		Maipú	5%
		Cerro Navia	3%
		Renca	2%
SANTA ELENA	Nuñoa	Nuñoa	62%
		Macul	30%
		Providencia	8%
SANTA MARTA	Maipú	Maipú	100%
SANTA RAQUEL	La Florida	La Florida	60%
		La Granja	30%
		San Ramón	10%
VITACURA	Vitacura	Providencia	80%
		Las Condes	12%
		Vitacura	8%
CALEU	Til Til	Til Til	100%
RUNGUE	Til Til	Til Til	100%
ENLACE LO PRADO	Lampa	Lampa	100%
LAMPA	Puente Alto	La Florida	100%

Tabla N°1: Localización de las unidades básicas de análisis y comunas que abarcan.

3.3 Descripción área típica N°1.

El área típica N°1 es el área de concesión de Chilectra S.A. Ésta se ubica mayoritariamente en la Región Metropolitana, abarcando 40 comunas de esta región. El sistema de distribución de Chilectra es alimentado por un conjunto de subestaciones primarias de la propia distribuidora. Estas subestaciones se alimentan mediante un sistema de sub-transmisión en 110 kV y 220 kV que se conecta al Sistema Interconectado Central (ver diagrama en la figura 1).

Al 31 de Diciembre de 2003 la empresa atendía a 1.306.895 clientes, transitando por sus redes de distribución 8.880 GWH en un año. Del total de este consumo, un 29.1% es residencial, un 21.5% es de tipo comercial, un 26.9% industrial, y un 22.5% de otros consumos; con una demanda máxima de distribución (DMD)¹⁵ de 1611 MW. Para esto la empresa cuenta con una potencia instalada en subestaciones de distribución de 2389,8 MVA, 4.469 km de redes de media tensión y 9.118 km de redes baja tensión.

3.4 Dimensionamiento de las instalaciones eléctricas.

Se diseñó una red óptima que parte desde cero considerando como fijas las subestaciones primarias de entrada a la red de distribución de la empresa de referencia y la demanda referenciada al punto físico desde donde se conecta el cliente. La red se construye para respetar las restricciones de carácter físico así como las normas, especialmente las de calidad de servicio.

El diseño de los sistemas se realiza en base a la realidad de la demanda que la empresa debe atender en su zona de concesión, a los costos unitarios de las unidades constructivas con que la empresa puede contar para construir sus redes, y a los criterios económicos (vida útil y costo de capital y tasas de crecimiento de la demanda) definidos según las bases de los estudios de VAD.

¹⁵ DMD corresponde al máximo de los promedios, en periodos de 15 minutos de la suma de toda la potencia instantánea demandada por los consumidores.

La modelación de las redes se llevó a cabo con la herramienta de planificación de redes de distribución de energía eléctrica denominada Modelo PECO¹⁶ (Planificación Eléctrica de Cobertura Óptima), la cual es una herramienta de planificación muy aceptada por los consultores y fue la herramienta más utilizada en el último estudio de VAD. Su característica fundamental es que optimiza las redes de AT y BT de distribución, partiendo de la información de coordenadas GPS (Global Positioning System) de los clientes y de las subestaciones de entrada a distribución. Determina:

- el diseño y trazado de las redes de AT.
- la localización de las subestaciones de distribución (AT/BT).
- el diseño y trazado de las redes de BT.

En el proceso del diseño de la red eléctrica óptima se siguieron las siguientes etapas:

3.4.1 Demanda de dimensionamiento.

Para determinar la demanda de dimensionamiento, se calculó, para cada hora del año base, la potencia ingresada a distribución, restando a la demanda horaria, controlada por el CDEC, neta de entregas a terceros comercializadores, las pérdidas de sub-transmisión iguales a 1,8% y a este valor se restó las demandas extraídas por Chilectra para clientes propios, que no utilizan instalaciones de distribución. Obtenidos los valores de potencia media horaria ingresada a las instalaciones de distribución se buscó el valor máximo de ellos; este valor se incrementó en un 1% para llevarlo de demanda máxima media horaria¹⁷ a demanda máxima integrada en 15 minutos (factor obtenido según una modelación ad-hoc). A esta potencia se le denomina *demanda máxima de distribución*, DMD, que resultó igual a 1611 (MW). Con la información de ventas

¹⁶ En el anexo 1 se explica más a fondo como funciona la herramienta de modelamiento de PECO.

¹⁷ Demanda máxima media horaria corresponde a la demanda integrada cuando se toman los promedios de una hora.

facturadas de potencia de la distribuidora en la unidad básica de análisis (que incluyen las ventas de potencia correspondientes a la tarifa BT1, dadas las energías y los factores NHU), con un set de factores de coincidencia teóricos dados por las bases y considerando pérdidas estimadas, se estableció la composición de DMD en términos de ventas a clientes AT y BT. Con esta información se determinó las demandas de clientes BT coincidentes a nivel de subestaciones de distribución, para ser consideradas en el dimensionamiento de la red de BT, mediante la aplicación de un factor de diversidad. La demanda de diseño para la red de AT se obtuvo de aplicar a la demanda máxima de distribución, un factor de diversidad entre alimentadores. Los resultados obtenidos para esta descomposición son DMD AT 1.956 MW y DMD BT 1.552 MW.

3.4.2 Proyección de la demanda.

Para la proyección de la demanda se utilizaron las estadísticas de ventas a nivel de distribución. De acuerdo con lo que establecen las bases, se proyectó la demanda para un período de 15 años, considerando en el diseño de las instalaciones una capacidad inicial con la holgura compatible con un programa de expansión que abastezca la demanda en dicho período. Para proyectar la demanda de BT se consideró el crecimiento del consumo por cliente. Este crecimiento corresponde al de los consumos existentes en BT en el año base y no considera *crecimiento horizontal* ni *crecimiento vertical* asociado a nuevos clientes.¹⁸

Este enfoque es el conceptualmente correcto, considerando que la atención en BT de nuevos consumos en la zona cubierta por las redes que satisfacen a los clientes en el año base, se efectúa incorporando nueva capacidad de transformación cuando ello es requerido, sin necesidad de que dicha capacidad esté instalada en el año base. Asimismo, las instalaciones de BT necesarias de desarrollar para atender el crecimiento horizontal se deberán desarrollar cuando ese crecimiento se produzca, no siendo

¹⁸ En una red de distribución eléctrica se habla de *crecimiento horizontal* cuando se agregan nuevos consumos en el interior del núcleo de esta red, por lo que no es necesario ampliar la red. Se habla de *crecimiento vertical* cuando se agregan nuevos consumos fuera del núcleo por lo que es necesario ampliar la red.

necesario que ellas se realicen en el año base. El resultado fue una tasa de crecimiento de 2.6% para las redes de BT.

Para el dimensionamiento de las redes de AT, en cambio se requiere considerar el crecimiento de la demanda tanto vertical como horizontal de la distribuidora de referencia, por cuanto dicha red debe tener la holgura óptima para poder conectar nuevos transformadores para el crecimiento vertical, así como para poder derivar desde ella extensiones de líneas de AT de distribución necesarias para el crecimiento horizontal. El resultado fue una tasa de crecimiento de 5.43% para las redes de AT.

3.4.3 Modelación usando PECO.

Para alimentar el modelo PECO se le entregaron, el mapa de calles de la zona de concesión, localización geográfica de las subestaciones primarias de distribución y de los clientes con sus características de consumo. Además, se preparó un conjunto de costos de unidades constructivas considerando los módulos de instalaciones de distribución que utilizan tecnologías económicamente eficientes, y se definieron los costos de suministro, costos de falla y otros parámetros necesarios.

Se corrió el modelo de optimización de redes PECO y se determinaron los costos de inversión asociados a las instalaciones requeridas en el año base. El diseño óptimo de la red considera como parte de los costos el valor de la energía no suministrada por fallas en la red de distribución. De este modo, el diseño que resulta, es óptimo en cuanto a calidad de servicio. Para estos efectos, el modelo PECO hace uso de recursos de inversión, en elementos de seccionamiento y maniobra, y de operación y mantenimiento.

Los resultados que entrega el modelo PECO (redes AT y BT y subestaciones de distribución óptimamente dimensionados) deben ser complementados con las siguientes situaciones que el modelo no simula:

- Ajuste por extremos de redes BT. Como se sabe, el modelo PECO diseña las redes BT para minimizar el valor presente de los costos de inversiones y pérdidas. Esto significa que en el diseño de las redes de BT el modelo tiende las líneas mínimas necesarias para abastecer las cargas (en AT el modelo podría tender redes adicionales a las mínimas, por respaldo). El modelo deja entonces espacios vacíos entre los extremos de dos redes contiguas o entre dos ramas de una misma red. Por esta razón, se procedió a expandir las redes de BT para cerrar estos espacios.
- Holguras en transformadores de distribución por respaldos. Si bien el modelo PECO toma en cuenta las fallas en transformadores de distribución, lo hace sólo para determinar los costos de falla (y dimensionar los equipamientos de aislamiento y reparación de fallas en consecuencia), pero no para asegurar respaldo entre redes BT en caso de falla. Para definir la holgura se tomó en consideración el hecho que en zonas urbanas los transformadores deben ser capaces de tomar hasta el 20% de la carga de la red aledaña en caso de emergencia. Como no se sabe a priori la magnitud de la carga de la red aledaña (es resultado del modelo), se considera el 20% de la carga de la propia red.

3.4.4 Obtención de los costos de las instalaciones eléctricas finales por unidad básica de análisis.

Con los resultados de la modelación usando PECO y los precios de las unidades constructivas, podemos obtener los costos totales para cada unidad básica de análisis. Para obtener los costos de las instalaciones eléctricas de las redes tanto de baja como de alta tensión aéreas para cada unidad básica de análisis, se sumaron los costos de los conductores, postes, estructuras, puestas a tierra y otros (compuestos a su vez por costos en el origen, flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje). Además se consideraron costos de ingeniería, servidumbres, derechos municipales, intereses intercalarios y gastos generales. Para la obtención de los costos de las instalaciones eléctricas de las redes tanto de baja como de alta tensión subterráneas se utilizó el mismo procedimiento

anterior, pero en vez de postes y estructuras se consideraron las cámaras y canalizaciones. Al mismo tiempo para el costo de las instalaciones eléctricas de los centros de transformación, se utilizó el mismo procedimiento, considerando ahora el costo de los transformadores, las estructuras y equipos eléctricos.

3.4.5 Resultados de los costos de las instalaciones eléctricas.

En la siguiente tabla se muestran los costos expresados en millones de pesos del 31 de diciembre del año 2003, de las instalaciones eléctricas para cada una de las unidades básicas de análisis. Estos están separados en: costos de la red de alta tensión, costos de la red de baja tensión y costos de los centros de transformación. A su vez, cada uno de éstos, está separado en costos asignables a los clientes aéreos y costos asignables a los clientes subterráneos.

Obtenemos que los costos totales de las instalaciones eléctricas de las distintas unidades básicas de análisis, no son muy uniformes. Las zonas de baja ruralidad y altos ingresos tienen costo de las instalaciones bastante superiores al resto. Además, es posible observar que los costos asignables a los clientes subterráneos son en general bastante altos, incluso en zonas donde no existen demasiados clientes subterráneos.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Red AT Costo Instalaciones Eléctricas MM\$			Red BT Costo Instalaciones Eléctricas MM\$			CCTT Costo Instalaciones Eléctricas MM\$		
		Aerea	Subt	Total	Aerea	Subt	Total	Aerea	Subt	Total
0	ALIM. LAS TORTOLAS	1,383	-	1,383	281	-	281	37	-	37
1	ALONSO DE CORDOVA	2,078	5,008	7,086	644	6,583	7,227	1,448	2,879	4,327
2	ALTAMIRANO	1,345	418	1,763	896	715	1,611	965	153	1,119
3	ANDES	1,225	1,407	2,631	817	1,922	2,739	1,146	431	1,577
4	APOQUINDO	2,853	1,926	4,779	1,053	2,186	3,238	1,953	1,275	3,228
5	BATUCO	1,481	1,771	3,252	1,103	17,334	18,436	369	489	859
6	BRASIL	243	26	269	111	179	290	215	33	247
7	CARRASCAL	645	89	734	360	248	608	494	36	530
8	CHACABUCO	1,926	2,368	4,294	417	1,295	1,712	131	79	210
9	CISTERNA	2,070	250	2,320	2,119	318	2,437	2,462	68	2,530
10	CLUB HIPICO	621	120	742	490	454	944	826	102	928
11	LORD COCHRANE	1,010	567	1,577	349	1,487	1,836	686	567	1,253
12	DEHESA	1,054	7,088	8,141	257	13,460	13,717	350	1,428	1,779
13	FLORIDA	546	533	1,080	309	1,023	1,332	264	102	366
14	LA REINA	2,518	2,061	4,580	2,128	3,535	5,663	2,695	562	3,257
15	LO BOZA	1,251	186	1,437	569	432	1,001	407	43	451
16	LO VALLEDOR	575	-	575	607	220	828	718	44	762
17	LOS DOMINICOS	2,416	5,440	7,855	776	10,442	11,218	1,242	1,326	2,568
18	MACUL	1,934	1,623	3,558	1,538	2,772	4,310	1,554	243	1,797
19	MAIPU	1,171	138	1,309	737	314	1,051	637	45	682
20	MALLOCO	160	-	160	-	-	-	-	-	-
21	MANZANO	1,288	-	1,288	596	-	596	67	-	67
22	LO AGUIRRE	1,370	-	1,370	558	-	558	64	-	64
23	OCHAGAVIA	1,494	97	1,591	777	263	1,040	997	73	1,070
24	PAJARITOS	2,213	918	3,131	1,658	1,469	3,127	1,569	155	1,725
25	PANAMERICANA	464	-	464	277	164	441	276	12	289
26	POLPAICO	1,478	-	1,478	412	-	412	43	-	43
27	PUDAHUEL	1,187	50	1,237	1,795	160	1,955	1,805	23	1,828
28	QUILICURA	1,810	2,084	3,894	1,374	7,178	8,552	1,162	616	1,777
29	RECOLETA	1,816	677	2,492	1,390	1,329	2,720	1,512	226	1,739
30	SAN CRISTOBAL	1,193	2,243	3,437	482	3,411	3,893	796	997	1,793
31	SAN JOAQUIN	2,107	92	2,199	1,026	438	1,464	1,511	76	1,587
22	SAN JOSE	1,998	756	2,754	1,616	904	2,519	1,801	257	2,058
22	SAN PABLO	2,238	603	2,841	1,153	1,645	2,798	958	65	1,023
22	SANTA ELENA	1,999	1,337	3,336	1,152	1,498	2,650	1,865	794	2,659
35	SANTA MARTA	2,286	154	2,439	1,609	500	2,109	1,505	18	1,523
36	SANTA RAQUEL	2,348	43	2,391	2,528	264	2,792	2,644	65	2,709
37	VITACURA	2,982	7,563	10,545	686	6,885	7,571	2,315	5,147	7,463
38	CALEU	266	-	266	85	-	85	10	-	10
39	RUNGUE	629	-	629	116	-	116	10	-	10
41	ENLACE LO PRADO	1,351	219	1,570	522	227	749	164	9	173
42	LAMPA	172	-	172	-	-	-	-	-	-
Totales		61,196	47,854	109,049	35,374	91,254	126,627	30,459	15,766	46,225

Tabla N°2: Costos de las instalaciones eléctricas en millones de pesos del 31 de diciembre del 2003, por unidad básica de análisis.

3.5 Modelamiento de la empresa de gestión para la Explotación técnica y comercial.

La determinación de los gastos de la explotación se realiza identificando los procesos y actividades que se definen en las bases, para luego dimensionar los recursos necesarios para el desarrollo de los mismos y realizar su valorización. Definiendo estos aspectos se determina la remuneración anual, requerida por las empresas, para una prestación eficiente de la actividad de distribución y comercialización de energía por redes, en el contexto de la realidad del país.

Dimensionaremos la empresa de forma que incluya, además de los costos necesarios para la operación y mantenimiento de la red, los costos de la comercialización y de los servicios directos de atención a los clientes. Separaremos estos costos para asignarlos a los costos fijos, de manera de ganar todas las economías de escala¹⁹ posibles.

3.5.1 Concepción del modelo.

Para la determinación de los gastos de explotación se concibe un modelo que se articula en la unidad mínima de trabajo a realizar conocida como “tarea”, que es la célula o unidad funcional básica que realiza una empresa distribuidora para operar, mantener y atender a sus redes y clientes, cumpliendo en un todo con la calidad que le exigen las normas respectivas. De esta manera se desarrollan todas las tareas para las actividades relacionadas con los 4 procesos principales (operación y mantenimiento; comercialización; ingeniería y desarrollo; regulación) y los 8 procesos de apoyo definidos (administración y finanzas; asesoría legal; auditoría interna; relaciones públicas y gestión social; control de gestión; calidad de servicio; control de pérdidas;

¹⁹ Se dice que existen economías de escala en la entrega de un servicio cuando los costos, por cliente, de proveer este servicio disminuyen cuando aumenta el número de clientes.

gestión ambiental), a éstos se les agrega un proceso de apoyo que es dirección, estrategia y control, por ser éste muy específico. Los procesos se desagregan en subprocesos y éstos, a su vez, en tareas. Estas tareas, definidas para cada uno de los subprocesos, son asignadas a las actividades técnicas y comerciales y a cada uno de los procesos principales y de apoyo. Cada tarea está compuesta por costos directos e indirectos, por lo que el modelo goza de la suficiente flexibilidad como para cumplir los requisitos solicitados en las bases técnicas. Definimos estos costos como sigue:

- o *Costos directos* a los emergentes de las actividades que son directamente asignables al concepto que se calcula (OYM y/o comercialización).
- o *Costos indirectos* a aquellos que “indirectamente” afectan a los primeros tal como los costos de administración.

Para cada tarea o actividad se define la dotación de recursos y productividades anuales eficientes, que se valorizan a precios de mercado utilizando la información recogida respecto a salarios y costos de bienes muebles, inmuebles y servicios. Además se obtienen los bienes muebles e inmuebles que deben ser incorporados en el Valor Nuevo de Reemplazo, VNR, que corresponde al costo actual de renovar todas las instalaciones.

3.5.2 Clasificación de componentes y costos.

Los costos en que debe incurrir una empresa prestadora del servicio eléctrico de distribución y de la actividad de comercialización pueden clasificarse en: costos de operación y mantenimiento, costos de comercialización, costos de administración y otros costos. A continuación se detalla a que corresponden cada uno de ellos.

a) Operación y mantenimiento de las instalaciones

La estructura para los procesos y actividades de operación y mantenimiento incluyen los siguientes grupos de trabajo:

- **Operación:** incluye la operación de las instalaciones en forma programada o intempestiva, con la participación de operadores en campo, supervisores y centros de control.
- **Mantenimiento:** incluye todas las tareas de reparación programadas y las no programadas, inspección, revisión y adecuación de instalaciones.
- **Ingeniería y desarrollo:** referida a la planificación de las actividades de OYM, control y supervisión de las mismas, manejo de los sistemas de apoyo, previsiones de materiales y herramientas, seguimiento de calidad de servicio y producto técnico, seguimiento de pérdidas técnicas, cartografía y seguridad. Se excluyen de ingeniería y desarrollo las tareas asociadas a las obras y proyectos de inversiones nuevas, así como toda la estructura de supervisión existente con el mismo fin.
- **Control de calidad de servicio:** incluye las tareas necesarias para el control del cumplimiento de los niveles de calidad fijados.

b) Comercial

Las tareas de tipo comercial de la Empresa Modelo, incluyen los siguientes ítems:

- **Atención al cliente:** incluye la atención personalizada y telefónica a los clientes. Esta tarea será desarrollada en los distintos niveles de acuerdo al tipo de clientes.
- **Ciclo comercial regular:** incluye la ejecución específica de las tareas de lectura y facturación de consumos, envío de facturas y otros documentos, cobranza.

- **Servicio técnico comercial:** incluye conexiones de nuevos servicios, cortes y reconexiones, control de pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas corresponden a las ocasionadas por hurtos y mal uso de la energía eléctrica.
- **Gestión comercial:** entendida como la planificación, el seguimiento y control de la ejecución de los procesos comerciales y la atención a los clientes; seguimiento de las pérdidas no técnicas, laboratorio de medidores, previsiones de recursos. Las tareas de ventas no tienen en una empresa distribuidora de energía eléctrica, por lo que quedan incluidas dentro de la capacidad de la red de atención a los clientes en todos sus niveles.

c) Administración

c.1) Dirección, estrategia y control

Las tareas de dirección, estrategia y control incluyen las siguientes actividades:

- **Dirección y gerencia general:** incluye la representación de los intereses de los socios, elaboración y seguimiento de las estrategias globales de la empresa, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y las relaciones institucionales.
- **Control de gestión:** referidas al seguimiento y control del desempeño de la gestión global de la empresa tanto en aspectos económicos como en parámetros de gestión, elaboración de los reportes de gestión para la dirección y reportes de comunicación institucional.
- **Asesoramiento legal:** incluye el asesoramiento en materia de contratos y conflictos, en asuntos de tipo laboral, accidentes, relaciones con los clientes e institucionales.

- **Informática y comunicaciones:** vinculadas con el desarrollo, la implantación y el mantenimiento de los procesos informáticos de gestión y las comunicaciones de soporte de estos sistemas y de las comunicaciones que soportan la operación.

c.2) Administración y finanzas

Las tareas asociadas con la administración y finanzas contemplan las siguientes actividades:

- **Contabilidad y finanzas:** se refieren a la gestión financiera y contable de corto y largo plazo. Incluye, entre otros, la actividad de registro y cierres contables, la planificación y obtención de los recursos financieros, control del endeudamiento de la empresa, pagos a proveedores, pagos de sueldos, liquidación y pago de impuestos.
- **Gestión de recursos humanos:** incluye el reclutamiento, la capacitación y la administración de los integrantes permanentes y eventuales (si corresponde) de la organización. Liquidación de sueldos, liquidación de aportes a la seguridad social y otros.
- **Compras y contratos:** se refieren a la gestión de procesos de compra, aprovisionamiento y logística (almacenes, transporte) de los productos y servicios necesarios para el funcionamiento de la empresa.
- **Sistemas informáticos:** se refieren al soporte y administración de los sistemas informáticos corporativos, sistemas operativos, mantenimiento de los computadores centrales, etc.

d) Otros costos

Dentro de este rubro se consideran aquellos no explícitamente mencionados anteriormente, entre los cuales destaca el costo del capital de trabajo relacionado con los gastos de explotación, sin incluir las compras de energía.

3.5.3 Estructura de administración

Una vez avanzadas estas tareas se desarrolla la estructura de la organización, que resultan a grandes rasgos representada en la figura 3.

Se adoptan criterios para definir, además del costo de la dotación de personal, los bienes muebles, inmuebles y servicios para cada uno de los funcionarios. Las actividades de explotación comercial y técnica tienen instancias de supervisión y apoyo en las gerencias regionales y en las oficinas comerciales. Se considera razonable mantener la misma cantidad de gerencias regionales que posee la empresa de referencia. Esta cantidad de regionales se adapta adecuadamente a las particularidades del área de servicio de la empresa de referencia, en cuestiones geográficas y de agrupación de la demanda. El dimensionamiento de las mismas depende de la demanda en instalaciones bajo su tutela. La dotación de esta gerencia será asignada directamente a las actividades de distribución, excepto la correspondiente a la calidad de suministro (se asigna al proceso de apoyo de calidad de servicio) y la correspondiente a pérdidas no técnicas (se asigna al proceso de apoyo de control de pérdidas).

De manera análoga, se han adoptado el número y localización de las oficinas comerciales, donde la dotación de personal resulta de una tipificación de las existentes en uno de los 6 tipos que se proponen, contemplando los siguientes rangos: más de 145.000, entre 115.000 y 145.000, entre 85.000 y 115.000, entre 55.000 y 85.000, entre 25.000 y 55.000 y menos de 25.000. Cada oficina comercial se ajusta en su dotación de personal a estándares de eficiencia; considerando las tareas propias asignadas, y también la cobranza en las mismas, con los parámetros asumidos por la empresa para esta forma

de pago. Basado en los recursos humanos resultantes, e incluyendo los cajeros, se asigna un espacio físico de funcionamiento y se prevé además el equipamiento, bienes y servicios para cada una de las oficinas comerciales. Análogo tratamiento se les da a las gerencias regionales. Como resultado de esto, se consideran 13 oficinas comerciales y 3 gerencias regionales.

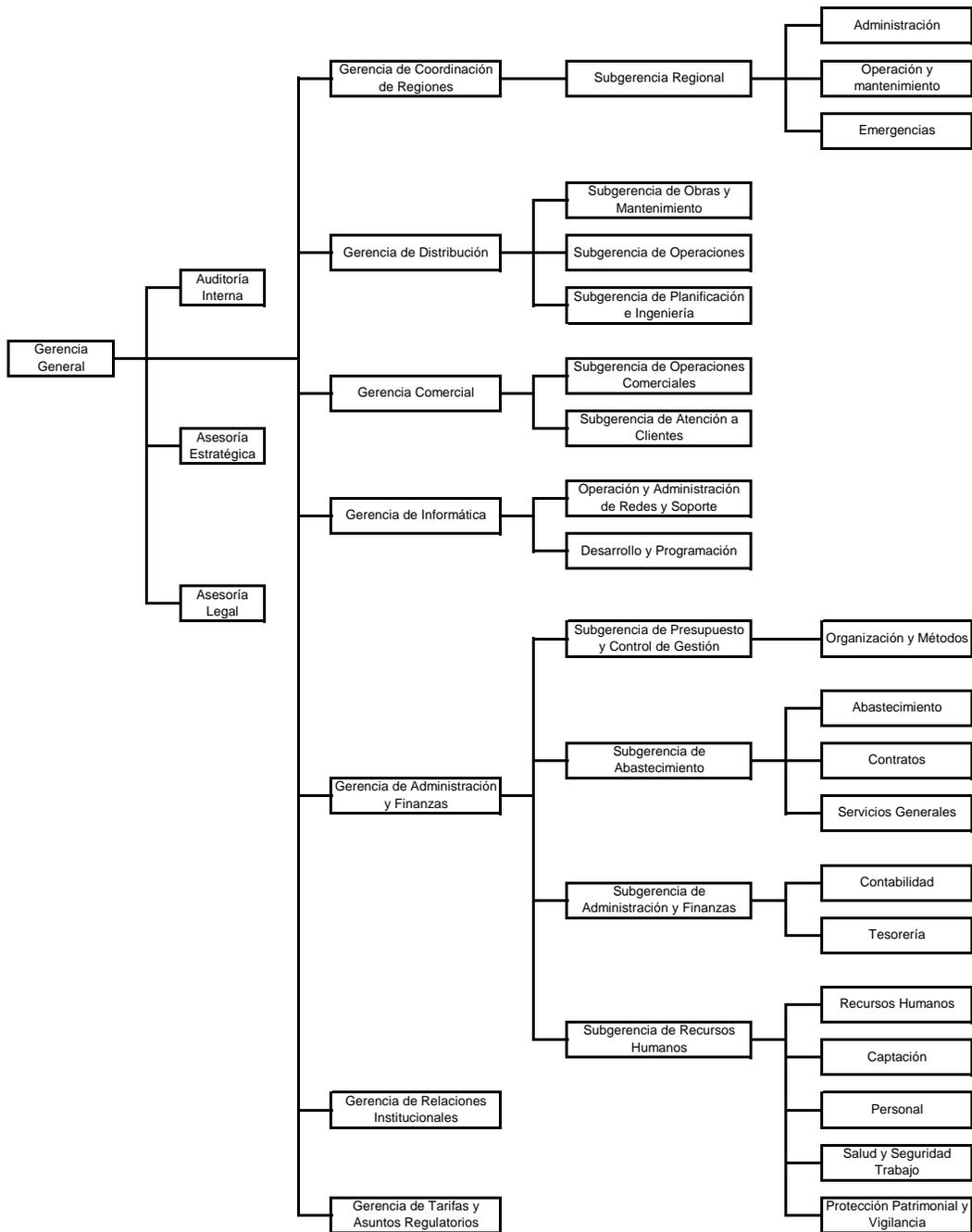


Figura N°3: Estructura de la organización de la empresa de gestión.

3.5.4 Explotación técnica.

Para la definición de los recursos necesarios para el diseño de la explotación técnica se realiza un análisis de procesos, contenido en un modelo, que aborda las siguientes etapas:

- Reconocer los segmentos del sistema de distribución (redes por nivel de tensión y equipos).
- Definir las tareas básicas en cada segmento del sistema de distribución.
- Asignar a cada tarea básica la cuadrilla típica necesaria en lo que a su composición se refiere (personal, movilidad y herramientas) y los materiales necesarios para su ejecución.
- Definir los tiempos necesarios para la ejecución de las tareas y los tiempos medios de traslado.
- Determinar la frecuencia media anual de cada una de las tareas.
- Obtener la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y las instalaciones resultantes del proceso de adaptación de las redes a la demanda.
- Valorizar las tareas, contemplando los costos de mano de obra, transporte y materiales a precios de mercado.
- Agregar los costos incurridos en cada uno de los distintos segmentos del sistema. Para la determinación de los gastos de explotación se han considerado el volumen de instalaciones obtenidas en la etapa de definición de las redes adaptadas a la demanda.

Los resultados del modelamiento de la red que ingresan para el diseño de los Gastos de Explotación fueron agrupados en los siguientes conceptos:

- Km de red por unidad de análisis (BT/AT).
- Cantidad de CCTT (por nivel de tensión y nivel de soterramiento).
- Equipos de red.

La topología, los tipos constructivos característicos de la empresa y los tiempos necesarios para la ejecución de las distintas tareas y el traslado de cuadrillas, son distinciones que dan sustento al cálculo final de los gastos de explotación, en condiciones de rutinas eficientes y vinculadas a la empresa de referencia real. Este dato final es iterado en el modelo PECO para ajustar los óptimos de infraestructura operativa vinculados a la calidad.

Se puede afirmar que las frecuencias anuales de ejecución se definen por tipo de instalación considerando los componentes del sistema de distribución que intervienen. Estas frecuencias aplicadas al total de activos de la empresa, dimensionan el volumen anual de actividades. Cuando se incorpora al análisis de los costos eficientes la dimensión de la calidad, asociada a la función de penalización que le es propia (teóricamente, el marginal de la función de penalización no puede ser menor al marginal de la calidad) se incorpora un nuevo significativo a la determinación de la frecuencia de ejecución de tareas.

Este modelo tiene como principales datos de entrada la cantidad de instalaciones por segmento del sistema de distribución, el costo de cuadrillas, tiempos de traslado de las cuadrillas entre el desarrollo de distintas actividades para las diferentes zonas, y el costos de los materiales necesarios para el desarrollo de las actividades.

En función de la información recogida se dimensionan las tareas que se entienden necesarias para la fiscalización la calidad de servicio que realiza la CNE y el control de pérdidas de la gestión de la propia empresa. Los resultados que se obtienen son los gastos anuales de explotación por cada uno de los segmentos del sistema de distribución de energía eléctrica.

3.5.5 Explotación comercial.

Para la definición de los recursos necesarios para el diseño de la explotación comercial se realiza un análisis de procesos, contenido en un modelo, que aborda las siguientes etapas:

- Reconocer el mercado atendido por la empresa, en lo que respecta a número de clientes, discriminado por tipo de medida, ubicación, cantidad de oficinas comerciales y clientes atendidos. También se considera la información de la empresa relacionada con los medios de pago a los que acceden sus clientes.
- Definir las tareas básicas de la actividad de comercialización (lectura, cobranza, remisión de facturas y otros documentos, atención de clientes, etc.).
- Asignar a cada tarea básica el personal adecuado y los bienes y servicios necesarios para su ejecución.
- Definir los tiempos necesarios para la ejecución de las tareas y/o productividades eficientes.
- Determinar la frecuencia media anual de cada una de las tareas.
- Obtener la cantidad de tareas a realizar anualmente.

- Valorizar las tareas, contemplando los costos de mano de obra, más los de los bienes y servicios a precios de mercado.
- Agregar los costos incurridos según la discriminación de clientes adoptada.

Los resultados que se obtienen son: los costos directos de atención a clientes; lectura de medidores y remisión de facturas; los costos de facturación y cobranza; y los costos fijos de atención comercial.

3.5.6 Distribución de costos indirectos.

Obtenidos cada uno de los costos directos de las tareas asignables al concepto de operación y mantenimiento y comercialización, y los costos indirectos de administración provenientes de la estructura central, éstos últimos se deben asignar a los primeros de tal manera de obtener los valores totales por tarea.

Sumados los costos directos de cada tarea con los costos indirectos que resulten de la asignación antes descrita, se obtienen los costos totales de administración, operación y mantenimiento. Se procede luego a agrupar las tareas en cada una de las distintas actividades y en los procesos principales y de apoyo. Agrupados los costos por tareas, se pueden totalizar los gastos de explotación por actividad o por procesos.

3.5.7 Instalaciones muebles e inmuebles y servicios.

Una vez desarrolladas las etapas anteriores, se está en condiciones de equipar a la dotación de personal con los recursos necesarios para el desarrollo de sus actividades. Todos los costos utilizados son fruto de precios de mercado Los precios unitarios de las

instalaciones muebles e inmuebles consideraron la ubicación de los inmuebles y la calidad que corresponda a cada área típica.

Se consideraron costos de arriendo según rangos por comunas. Cuando se compara la posibilidad de compra o arriendo de instalaciones, resulta económicamente más conveniente el arriendo. Este gasto se asoció al centro de costos en concepto de gasto de arriendo. Se adoptaron parámetros generales por tipo de empleado, para el dimensionamiento en metros cuadrados del espacio físico necesario.

Al igual que en el caso de los inmuebles, se consideró el arriendo de los vehículos de acuerdo a precios de mercado. Dichos valores de arriendo incluyen además los siguientes costos: impuestos, seguros y capital, mantenimiento y reemplazo en caso de desperfecto mayor o choque. Los valores constatados no demostraron depender de la región, por lo que se supuso el mismo valor de arriendo para cada área típica.

Los equipos de oficina, es decir el mobiliario, se dimensionaron según un tipo base o kit de moblaje a asignar a cada gerencia, subgerencia o sector de la empresa de acuerdo al área de incumbencia de cada empleado. El equipamiento de laboratorios, comunicaciones, bodegas y maestranza; se ha considerado como arrendado a un valor equivalente de aplicarle al valor de mercado una tasa del 10% con una vida útil de 5 años.

En computación se incluyó tanto el hardware como el software, es decir engloba a todos los sistemas informáticos y de tecnología de información necesarios para el correcto desenvolvimiento de la empresa. Dichos sistemas le permiten disponer de información administrativa, financiera y operativa en tiempo y forma, a fin de cumplir satisfactoriamente con los requerimientos operacionales, legales y normativos. A grandes rasgos las inversiones en sistemas de información incluyen los siguientes ítems, hardware de sistemas centrales, hardware de sistemas empresariales, software de sistemas centrales, software de sistemas empresariales, red de comunicaciones, computadoras personales y kits de impresión.

Debido al tamaño de la empresa, se han considerado sistemas de back office y de utilities como los proporcionados por IBM, Oracle o SAP. Cabe mencionar que específicamente se incluye un sistema de utilities: que incluye sistema de reparación y emergencia, sistema de información georeferenciada (*GIS*), sistema de mantenimiento, sistema de clientes y call center (este último se considera como totalmente tercerizado).

Los gastos administrativos o indirectos o generales son los gastos anuales necesarios para llevar a cabo las actividades de una empresa de distribución de energía eléctrica, estos corresponden a: patentes municipales, seguros, teléfonos y transmisión de datos, auditorías externas y clasificación de riesgos, gastos legales, consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc, planificación e ingeniería, ambientales, asesoría tributaria y selección de personal, encuesta de calidad de servicio, vigilancia y seguridad, mantenimiento de equipos de oficina, aseo, mantenimiento y áreas verdes, correo y valija, mantenimiento de edificios, capacitación, agua, calefacción y electricidad, formularios, útiles y otros materiales, mantenimiento de PC, publicaciones y avisos – confección memoria anual, insumos computacionales y consumo de fotocopias.

Se calcula e incorpora como tal el costo del capital de trabajo, considerando como capital de trabajo la doceava parte de los gastos de explotación (excluidas las compras de energía) considerando una tasa del 10% anual.

También se definen kits de herramientas para cada cuadrilla típica.

3.5.8 Obtención de los costos de operación y mantenimiento; y bienes muebles e inmuebles finales por unidad básica de análisis.

Después de obtener los costos totales para la empresa es necesario separarlos para poder identificar a quien corresponde cada costo. En una primera instancia es fácil separar los costos en los siguientes, de acuerdo a la estructura de tareas que usamos para construir nuestra empresa.

- Red AT aérea y subterránea, directos e indirectos.
- Red BT aérea y subterránea, directos e indirectos.
- CCTT aéreos y subterráneos, directos e indirectos.
- Atención a clientes BT y AT, directos e indirectos.

Los costos directos se asignan prorrateando los costos directos correspondientes a las redes de AT aéreas (subterránea) en función de los kilómetros de red AT aérea (subterránea) de cada unidad básica de análisis. La misma metodología se utiliza para los costos directos correspondientes a las redes de BT, pero en este caso se prorratea en función de los kilómetros de red BT. En el caso de los *centros de transformación*²⁰ se sigue el mismo procedimiento, pero en este caso se prorratean en función del número de centros de transformación. Esta asignación se debe a que estos costos aumentan directamente proporcionales a estas variables.

Los costos indirectos al estar íntimamente relacionados con los anteriores se prorratean en función de los costos directos que corresponden a cada unidad básica de análisis respecto del total de los costos directos. Se intentó como análisis de fiabilidad, una alternativa a esta asignación; ésta fue el prorratear los costos indirectos en función de los kWAT²¹ y kWBT²² de cada unidad básica de análisis en un intento por conservar el espíritu de la legislación actual. La diferencia resulto poco significativa, menor al 6% de los montos subsidiados.

Para los costos de las instalaciones muebles e inmuebles se siguió el mismo procedimiento anterior, pues estos costos están asociados en general a bodegaje,

²⁰ Transformador que recibe energía de las redes de alta tensión de distribución y entrega energía eléctrica a las redes de baja tensión de distribución.

²¹ KWAT corresponde a la demanda máxima integrada coincidente y cobrable, de los usuarios de alta tensión, junto con las transferencias a baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución.

²² KWBT corresponde a la demanda máxima integrada coincidente y cobrable, de los usuarios en baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución.

oficinas de atención e instalaciones para la empresa, lo que se puede asociar directamente a costos directos e indirectos.

3.5.9 Resultados de los costos de operación y mantenimiento; y bienes muebles e inmuebles.

En la siguiente tabla se muestran los costos de operación y mantenimiento directos, indirectos al año y los costos de las instalaciones muebles e inmuebles, expresados en millones de pesos del 31 de diciembre del año 2003, asignados a la red AT para cada una de las unidad básicas de análisis.

En los resultados se ve que los costos operación y mantenimiento directos e indirectos son bastante similares. Los costos directos son en general proporcionales al tamaño de las instalaciones eléctricas. Los costos de operación y mantenimiento son bajos en las redes subterráneas en comparación con las redes aéreas. Esto se debe a que las redes subterráneas están más protegidas que las aéreas, por lo que fallan menos. Finalmente, se observa que los costos de las instalaciones muebles e inmuebles son significativamente menores a las de las instalaciones eléctricas.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Red AT COyM Directos MM\$/año			Red AT COyM Indirectos MM\$/año			Red AT Costos Inst. Muebles e Inmuebles MM\$		
		Aerea	Subt	Total	Aerea	Subt	Total	Aerea	Subt	Total
0	ALIM. LAS TORTOLAS	86,10	-	86,10	16,97	-	16,97	7,10	-	7,10
1	ALONSO DE CORDOVA	118,06	32,70	150,76	154,10	57,69	211,79	64,46	65,66	130,12
2	ALTAMIRANO	87,06	2,70	89,76	102,11	2,19	104,29	42,71	2,49	45,20
3	ANDES	81,27	9,20	90,47	90,97	7,05	98,02	38,05	8,02	46,07
4	APOQUINDO	95,49	12,59	108,07	170,95	24,22	195,17	71,51	27,56	99,07
5	BATUCO	193,96	53,48	247,44	58,99	6,99	65,97	24,67	7,95	32,62
6	BRASIL	15,63	0,17	15,80	28,59	0,47	29,06	11,96	0,53	12,49
7	CARRASCAL	42,81	0,58	43,40	53,91	0,52	54,43	22,55	0,59	23,14
8	CHACABUCO	113,75	15,50	129,24	81,74	1,33	83,08	34,19	1,51	35,71
9	CISTERNA	138,64	1,64	140,28	186,47	0,98	187,45	78,00	1,11	79,11
10	CLUB HIPICO	40,35	0,79	41,14	75,47	1,46	76,93	31,57	1,66	33,23
11	LORD COCHRANE	60,55	3,70	64,26	95,18	8,38	103,55	39,81	9,54	49,35
12	DEHESA	61,00	46,27	107,27	27,96	20,39	48,35	11,70	23,20	34,90
13	FLORIDA	36,80	3,49	40,29	19,53	1,46	20,99	8,17	1,66	9,83
14	LA REINA	164,75	13,45	178,21	202,73	8,44	211,17	84,80	9,61	94,40
15	LO BOZA	78,18	1,22	79,40	82,85	0,80	83,65	34,66	0,91	35,57
16	LO VALLEDOR	37,23	-	37,23	60,54	0,63	61,17	25,32	0,72	26,04
17	LOS DOMINICOS	148,11	35,58	183,69	112,31	22,07	134,37	46,98	25,11	72,09
18	MACUL	125,02	10,62	135,64	138,79	4,05	142,84	58,05	4,61	62,66
19	MAIPU	69,93	0,89	70,83	99,61	0,64	100,26	41,67	0,73	42,40
20	MALLOCO	7,45	-	7,45	5,87	-	5,87	2,45	-	2,45
21	MANZANO	56,19	-	56,19	24,11	-	24,11	10,19	-	10,19
22	LO AGUIRRE	93,32	-	93,32	14,87	-	14,87	6,28	-	6,28
23	OCHAGAVIA	90,62	0,63	91,25	104,17	1,04	105,21	43,57	1,19	44,76
24	PAJARITOS	141,39	5,98	147,37	132,13	3,50	135,64	55,27	3,99	59,26
25	PANAMERICANA	40,40	0,48	40,88	29,13	0,18	29,31	12,19	0,20	12,39
26	POLPAICO	104,90	-	104,90	9,77	-	9,77	4,09	-	4,09
27	PUDAHUEL	82,50	0,33	82,83	129,97	0,33	130,29	54,36	0,37	54,73
28	QUILICURA	115,04	13,64	128,68	122,84	9,38	132,22	51,38	10,67	62,06
29	RECOLETA	118,05	4,40	122,45	130,11	6,74	136,84	54,42	7,67	62,09
30	SAN CRISTOBAL	69,67	14,66	84,33	82,65	15,10	97,75	34,57	17,19	51,76
31	SAN JOAQUIN	130,61	0,60	131,21	190,00	1,09	191,09	79,47	1,24	80,71
22	SAN JOSE	130,32	4,94	135,26	148,17	4,96	153,13	61,98	5,64	67,62
22	SAN PABLO	142,94	3,95	146,88	103,35	1,38	104,73	43,23	1,57	44,80
22	SANTA ELENA	126,49	8,73	135,21	179,47	12,96	192,43	75,07	14,75	89,82
35	SANTA MARTA	146,15	1,01	147,15	144,17	0,26	144,43	60,30	0,30	60,60
36	SANTA RAQUEL	144,96	0,28	145,24	193,72	0,93	194,65	81,03	1,06	82,09
37	VITACURA	161,59	49,02	210,61	258,77	125,78	384,55	108,24	143,15	251,39
38	CALEU	21,34	-	21,34	0,92	-	0,92	0,39	-	0,39
39	RUNGUE	43,78	-	43,78	4,86	-	4,86	2,03	-	2,03
41	ENLACE LO PRADO	95,84	1,43	97,27	14,08	0,13	14,21	5,89	0,15	6,04
42	LAMPA	11,65	-	11,65	2,92	-	2,92	1,22	-	1,22
Totales		3.870	355	4.225	3.886	353	4.239	1.276	353	1.629

Tabla N°3: Costos de operación y mantenimiento al año y costos de las instalaciones muebles e inmueble asociados a AT en millones de pesos del 31 de diciembre del 2003, por unidad básica de análisis.

En la siguiente tabla se muestran los costos de operación y mantenimiento directos asignados a la red BT y a los centros de transformación expresados en millones de pesos del 31 de diciembre del año 2003. Además se muestran los costos de operación y mantenimiento indirectos y los costos de las instalaciones muebles e inmuebles expresados en millones de pesos del 31 de diciembre del año 2003, asignados a la red BT para cada una de las unidades básicas de análisis. Por último, al igual que para las redes aéreas el costo de las instalaciones muebles e inmuebles son significativamente menores a los de las instalaciones eléctricas.

Se observa en los resultados que los costos de operación y mantenimiento de las redes de baja tensión, resultan menores a los asociados a las redes de alta tensión. Pero a su vez se observa que los costos asociados a las redes subterráneas aumentan cambiando la proporción con respecto a las redes de alta tensión.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Red BT CoYM Directos MMS/año			CCTT CoYM Directos MMS/año			Red BT CoYM Indirectos MMS/año			Red BT Costo Inst. Muebles e Inmuebles MMS		
		Aerea		Total	Aerea		Total	Aerea		Total	Aerea		Total
			Subt			Subt			Subt			Subt	
0	ALIM. LAS TORTOLAS	19,81	-	19,81	4,95	-	4,95	2,44	-	2,44	2,59	-	2,59
1	ALONSO DE CORDOVA	46,41	52,56	98,97	11,59	18,61	30,19	95,65	116,89	212,54	101,91	100,44	202,35
2	ALTAMIRANO	64,54	5,71	70,25	16,11	2,02	18,13	63,78	6,22	70,00	67,96	5,34	73,30
3	ANDES	58,85	15,34	74,19	14,69	5,43	20,12	75,73	17,50	93,22	80,68	15,04	95,72
4	APOQUINDO	75,86	17,45	93,31	18,94	6,18	25,12	129,04	51,74	180,79	137,49	44,46	181,95
5	BATUCO	79,45	138,39	217,84	19,84	48,99	68,82	24,41	19,87	44,28	26,01	17,07	43,08
6	BRASIL	8,00	1,43	9,43	2,00	0,51	2,50	14,18	1,33	15,51	15,11	1,14	16,25
7	CARRASCAL	25,96	1,98	27,94	6,48	0,70	7,18	32,62	1,47	34,09	34,75	1,27	36,02
8	CHACABUCO	30,04	10,34	40,39	7,50	3,66	11,16	8,68	3,19	11,87	9,24	2,74	11,99
9	CISTERNA	152,68	2,54	155,22	38,12	0,90	39,02	162,63	2,77	165,40	173,27	2,38	175,65
10	CLUB HIPICO	35,32	3,63	38,95	8,82	1,28	10,10	54,59	4,15	58,73	58,16	3,56	61,72
11	LORD COCHRANE	25,17	11,87	37,04	6,28	4,20	10,49	45,32	23,01	68,34	48,29	19,77	68,06
12	DEHESA	18,49	107,47	125,95	4,62	38,04	42,66	23,14	57,99	81,12	24,65	49,82	74,47
13	FLORIDA	22,28	8,16	30,44	5,56	2,89	8,45	17,42	4,16	21,58	18,56	3,57	22,13
14	LA REINA	153,36	28,22	181,58	38,29	9,99	48,28	178,07	22,81	200,88	189,73	19,60	209,32
15	LO BOZA	41,03	3,45	44,48	10,24	1,22	11,46	26,91	1,76	28,67	28,67	1,51	30,18
16	LO VALLEDOR	43,77	1,76	45,53	10,93	0,62	11,55	47,41	1,79	49,21	50,52	1,54	52,06
17	LOS DOMINICOS	55,92	83,37	139,29	13,96	29,51	43,47	82,07	53,84	135,90	87,44	46,26	133,69
18	MACUL	110,80	22,13	132,93	27,66	7,83	35,50	102,64	9,88	112,52	109,36	8,49	117,85
19	MAIPU	53,07	2,51	55,58	13,25	0,89	14,14	42,06	1,83	43,89	44,81	1,57	46,38
20	MALLOCO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	MANZANO	18,98	-	18,98	5,05	-	5,05	4,16	-	4,16	4,35	-	4,35
22	LO AGUIRRE	26,76	-	26,76	6,86	-	6,86	4,06	-	4,06	4,29	-	4,29
23	OCHAGAVIA	55,98	2,10	58,08	13,98	0,74	14,72	65,87	2,97	68,83	70,18	2,55	72,73
24	PAJARITOS	119,47	11,73	131,20	29,83	4,15	33,98	103,68	6,31	109,98	110,46	5,42	115,88
25	PANAMERICANA	19,94	1,31	21,25	4,98	0,46	5,44	18,26	0,50	18,77	19,46	0,43	19,89
26	POLPAICO	28,19	-	28,19	7,06	-	7,06	2,82	-	2,82	3,00	-	3,00
27	PUDAHUEL	129,37	1,27	130,64	32,30	0,45	32,75	119,23	0,93	120,16	127,03	0,80	127,83
28	QUILICURA	99,01	57,31	156,32	24,72	20,29	45,01	76,76	24,99	101,75	81,79	21,47	103,26
29	RECOLETA	100,18	10,61	110,79	25,01	3,76	28,77	99,93	9,18	109,11	106,47	7,89	114,36
30	SAN CRISTOBAL	34,75	27,23	61,98	8,68	9,64	18,31	52,59	40,46	93,05	56,03	34,77	90,79
31	SAN JOAQUIN	73,94	3,50	77,44	18,46	1,24	19,70	99,84	3,09	102,93	106,37	2,66	109,03
22	SAN JOSE	116,42	7,21	123,64	29,07	2,55	31,62	118,99	10,43	129,41	126,78	8,96	135,73
22	SAN PABLO	83,10	13,13	96,23	20,75	4,65	25,39	63,29	2,65	65,94	67,43	2,28	69,71
22	SANTA ELENA	82,99	11,96	94,96	20,72	4,23	24,95	123,21	32,24	155,45	131,27	27,71	158,98
35	SANTA MARTA	115,98	3,99	119,97	28,96	1,41	30,37	99,44	0,74	100,18	105,95	0,64	106,59
36	SANTA RAQUEL	182,15	2,11	184,26	45,48	0,75	46,22	174,68	2,64	177,32	186,11	2,27	188,38
37	VITACURA	49,45	54,97	104,41	12,35	19,46	31,80	152,96	208,96	361,92	162,97	179,55	342,52
38	CALEU	6,14	-	6,14	1,53	-	1,53	0,68	-	0,68	0,73	-	0,73
39	RUNGUE	8,39	-	8,39	2,10	-	2,10	0,69	-	0,69	0,73	-	0,73
41	ENLACE LO PRADO	37,59	1,81	39,41	9,39	0,64	10,03	10,84	0,37	11,21	11,55	0,32	11,87
42	LAMPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales		2.510	729	3.238	627	258	885	2.621	749	3.369	2.144	550	2.694

Tabla N°4: Costos de operación y mantenimiento al año y costos de las instalaciones muebles e inmueble asociados a BT en millones de pesos del 31 de diciembre del 2003, por unidad básica de análisis.

3.6 Obtención de los valores kWAT y kWBT finales por unidad básica de análisis.

Los valores kWAT corresponden a las demandas máximas integradas coincidentes y cobrables, de los usuarios en alta tensión, junto con las transferencias a baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución, expresadas en kilowatts, para cada una de las unidades básicas de análisis. Los valores kWBT corresponden a las demandas máximas integradas, coincidentes, cobrables, de los usuarios en baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución, expresadas en kilowatts, para cada una de las unidades básicas de análisis.

3.6.1 Metodología empleada.

La metodología que se empleó, para obtener estas demandas a nivel unidad básica de análisis, fue:

Para los kWAT aéreos (subterráneos), prorratear la demanda máxima de distribución en alta tensión aérea (subterránea) en función de la suma de la potencia instalada de los clientes de AT aéreos (subterráneos) y los centros de transformación por unidad básica de análisis. Para los kWBT aéreos, prorratear la demanda máxima de distribución en baja tensión aérea en función de la potencia instalada de los clientes de baja tensión que no cumplen con al menos uno de los puntos señalados a continuación. Para los kWBT subterráneos, prorratear la demanda máxima de distribución subterránea en función de la potencia instalada de los clientes de baja tensión que cumplen con los dos puntos siguientes:

- El *transformador de distribución*²³ asociado al cliente es subterráneo.

²³ El transformador de distribución es el nombre común de los centros de transformación

- o La red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.

3.6.2 Resultados obtenidos.

En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos para las demandas máximas integradas, tanto para alta como para baja tensión por unidad de análisis. Los valores están expresados en kilowatts y estos nos serán útiles para obtener los resultados finales.

De los resultados se observa que los principales demandantes de redes subterráneas son las unidades básicas de análisis de alto ingreso per-cápita como Alonso De Cordova, La Dehesa, Los Domínicos, San Cristóbal y Vitacura. Además, se observa que en las zonas más rurales la demanda es muy baja por lo que los costos por kW debieran ser muy altos.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Demanda máxima integrada AT [kW]			Demanda máxima integrada BT [kW]		
		Aerea	Subt	Total	Aerea	Subt	Total
		0	ALIM. LAS TORTOLAS	5,631	-	5,631	967
1	ALONSO DE CORDOVA	51,127	52,079	103,205	20,302	15,776	36,078
2	ALTAMIRANO	33,876	1,973	35,849	23,707	1,107	24,814
3	ANDES	30,182	6,361	36,544	20,945	3,724	24,668
4	APOQUINDO	56,717	21,863	78,580	28,040	5,064	33,103
5	BATUCO	19,570	6,306	25,877	12,643	21,808	34,451
6	BRASIL	9,485	422	9,907	2,698	119	2,817
7	CARRASCAL	17,885	468	18,353	9,012	269	9,281
8	CHACABUCO	27,121	1,202	28,322	4,984	1,225	6,210
9	CISTERNA	61,866	880	62,746	50,501	190	50,691
10	CLUB HIPICO	25,039	1,317	26,356	12,803	190	12,993
11	LORD COCHRANE	31,577	7,563	39,140	8,152	3,921	12,074
12	DEHESA	9,278	18,404	27,682	7,197	28,298	35,496
13	FLORIDA	6,480	1,319	7,799	8,512	2,127	10,639
14	LA REINA	67,259	7,619	74,878	54,285	8,222	62,507
15	LO BOZA	27,488	723	28,211	12,409	182	12,591
16	LO VALLEDOR	20,085	569	20,654	15,190	466	15,657
17	LOS DOMINICOS	37,261	19,920	57,180	20,154	24,452	44,606
18	MACUL	46,045	3,656	49,701	39,999	5,969	45,968
19	MAIPU	33,049	579	33,628	17,751	522	18,273
20	MALLOCO	1,946	-	1,946	-	-	-
21	MANZANO	8,079	-	8,079	2,295	-	2,295
22	LO AGUIRRE	4,978	-	4,978	1,420	-	1,420
23	OCHAGAVIA	34,560	941	35,502	19,310	182	19,492
24	PAJARITOS	43,838	3,162	47,000	44,437	3,182	47,619
25	PANAMERICANA	9,666	160	9,826	6,183	293	6,475
26	POLPAICO	3,245	-	3,245	1,125	-	1,125
27	PUDAHUEL	43,119	295	43,414	46,343	32	46,375
28	QUILICURA	40,755	8,466	49,222	34,796	20,958	55,754
29	RECOLETA	43,166	6,080	49,246	34,622	2,210	36,832
30	SAN CRISTOBAL	27,419	13,633	41,052	13,350	11,309	24,659
31	SAN JOAQUIN	63,037	981	64,018	26,103	103	26,206
22	SAN JOSE	49,157	4,477	53,635	41,677	1,383	43,061
22	SAN PABLO	34,289	1,248	35,537	26,696	1,304	28,000
22	SANTA ELENA	59,542	11,702	71,245	30,155	3,056	33,210
35	SANTA MARTA	47,832	235	48,067	41,962	1,289	43,251
36	SANTA RAQUEL	64,272	837	65,109	66,503	364	66,867
37	VITACURA	85,853	113,541	199,394	25,849	24,144	49,993
38	CALEU	306	-	306	235	-	235
39	RUNGUE	1,611	-	1,611	210	-	210
41	ENLACE LO PRADO	4,671	117	4,788	5,476	237	5,713
42	LAMPA	970	-	970	-	-	-
Totales		1,289,135	319,297	1,608,432	839,000	193,673	1,032,674

Tabla N°5: Demandas máximas integradas coincidentes con la máxima del sistema de distribución en kilowatts, por unidad básica de análisis.

Capítulo 4

Obtención de las tarifas libres de subsidios y los montos de los subsidios.

4.1 Introducción.

En el capítulo anterior, obtuvimos los valores correspondientes a las componentes de los costos que incurriría la empresa modelo para desarrollar la actividad de distribución de la energía. Además fuimos capaces de asignar, una porción de cada costo a cada unidad básica de análisis, separando estos a su vez en cuatro componentes: alta tensión aérea, alta tensión subterránea, baja tensión aérea y baja tensión subterránea.

El objetivo, a continuación, será encontrar si existen diferencias significativas en las tarifas libres de subsidio. Para este objetivo en la siguiente sección se explicará la metodología de cálculo de las tarifas. Luego en la sección 4.3 se calcularán los valores agregados de distribución para nuestras cuatro categorías (alta tensión aérea, alta tensión subterránea, baja tensión aérea y baja tensión subterránea), incluyendo sólo los costos de las instalaciones eléctricas y los costos de mantenimiento y operación directos, por ser estos directamente asignables a una unidad básica de análisis. En los costos de operación y mantenimiento indirectos, la metodología de reasignación de costos puede ser discutible. Si bien estos costos están asociados a costos directos, es válido pensar que la gerencia probablemente no use su tiempo en función de los kilómetros de red AT que tenga esa área. Por esta razón, dejaremos fuera en esta primera instancia los costos de operación y mantenimiento indirectos, sin embargo, el resultado que obtendremos será significativo puesto que los costos que incluiremos representan más del 85% de las tarifas.

En la sección 4.4 simularemos el proceso de fijación de los valores agregados de distribución finales para nuestras cuatro categorías²⁴, para compararlos con los valores que actualmente se pagan en cada una de estas categorías. En la sección 4.5 calcularemos los montos de los subsidios. Luego en la sección 4.6 calcularemos los precios libres de subsidio para las seis tarifas descritas en el final del capítulo 2. Y finalmente en la sección 4.7 obtendremos para cada unidad básica de análisis una aproximación del ingreso por hogar promedio y de la *densidad promedio*²⁵, que nos serán útiles en el capítulo siguiente cuando analicemos las distintas hipótesis.

4.2 Metodología del cálculo de las tarifas.

Para obtener los valores agregados de distribución (en \$ por kW al año), se suman los costos de operación y mantenimiento anuales con la anualidad descontada de los costos de las instalaciones. Todo esto se divide por los kW de potencia coincidentes con la máxima del sistema de distribución, para obtener los valores por kW anuales. Para obtener los costos de las instalaciones se suman los costos de las instalaciones tanto eléctricas como muebles e inmuebles. Para obtener los costos de operación y mantenimiento se suman los costos de operación y mantenimiento directos e indirectos.

Esto se realiza para cada una de las cuatro categorías, realizando previamente una pequeña redistribución de los costos entre aéreos y subterráneos. En alta tensión se tiene que la mayoría de las subestaciones primarias de distribución son subterráneas por lo que las redes de alta tensión aéreas tienen sólo un pequeño tramo subterráneo. Esto conlleva a que aproximadamente el 3% de los costos de redes AT subterráneas deben ser asignados a los costos AT aéreos. En el caso de baja tensión la distorsión es mayor, pues para que un consumo sea considerado subterráneo es necesario que el empalme con la red sea subterráneo, al igual que el CT asociado al consumo. Por lo tanto, los

²⁴ Las cuatro categorías son VAD aéreo de AT, VAD subterráneo de AT, VAD aéreo de BT y VAD subterráneo de BT.

²⁵ En este trabajo utilizaremos como definición de densidad promedio a la población total dividida por el área urbanizada.

clientes que tienen empalme subterráneo, pero CT aéreo, usan un porcentaje de las redes subterráneas. Los clientes que tienen empalme aéreo, pero CT subterráneo, usan un porcentaje de las redes subterráneas (para conectarse con el CT) y además usan el CT subterráneo. Ambos problemas se solucionaron redistribuyendo los costos de las redes en función de los porcentajes de estos tipos de clientes en cada unidad básica de análisis.

El concentrar nuestros esfuerzos en calcular las tarifas para estas cuatro categorías (alta tensión aérea, alta tensión subterránea, baja tensión aérea y baja tensión subterránea) tiene una razón especial, pues éstas determinarán los precios libres de subsidio para las seis tarifas descritas en el final del capítulo 2. Cada una de estas seis tarifas es aproximadamente la suma de una o dos de las cuatro anteriores. Por lo tanto, aunque las tarifas que actualmente se usan son seis, es más simple analizar sólo éstas cuatro.

4.3 Valores agregados de distribución sólo con costos directos.

Para obtener los valores agregados de distribución sólo consideraremos los costos de las instalaciones eléctricas. Estos costos se multiplican por 0.10608 (anualidad a 30 años a una tasa del 10% anual), al resultado se le suman los costos de mantenimiento y operación directos, y luego se divide por los kW de potencia máxima coincidente con el máximo del sistema de distribución.

Los resultados se muestran a continuación en la tabla 6 en pesos del 31 de diciembre del año 2003 y corresponden a \$ *por kW al año*. Se grafican luego los resultados aéreos para AT y BT (figura 4) y los resultados subterráneos para AT y BT (figura 5). En estos gráficos se han ordenado las unidades básicas de análisis en función de sus densidades medias en forma creciente de manera que a la izquierda se ubiquen las menos densas y a la derecha las más densas. Las estimaciones de las densidades están descritas más adelante en la sección 4.7.

En estos gráficos se advierte que existe una marcada diferencia en las tarifas libres de subsidio entre distintas unidades básicas de análisis. Mas aún, es claro, al menos en las tarifas aéreas, que las comunas menos densas son bastante más caras de abastecer que las comunas más densas. En algunos casos puede ser diez veces más caro o incluso más. Esto comenzaría a confirmar nuestra hipótesis de subsidios cruzados, puesto que las diferencias de tarifas actuales es bastante menor. En la siguiente sección obtendremos tarifas libres de subsidio que sean comparables a las tarifas actuales, para estimar el monto actual de los subsidios cruzados, si es que realmente existen.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	VADAT		VADBT	
		\$/kW/año		\$/kW/año	
		Aerea	Subt	Aerea	Subt
0	ALIM. LAS TORTOLAS	44,491	n.a.	82,505	n.a.
1	ALONSO DE CORDOVA	10,142	11,857	19,604	29,620
2	ALTAMIRANO	9,930	28,971	19,613	56,474
3	ANDES	10,632	21,235	19,600	43,129
4	APOQUINDO	10,369	10,609	17,295	27,685
5	BATUCO	21,478	38,855	74,233	285,758
6	BRASIL	7,547	7,106	16,610	58,372
7	CARRASCAL	9,430	17,322	18,242	94,106
8	CHACABUCO	15,364	198,880	57,320	137,650
9	CISTERNA	8,948	35,725	17,808	69,741
10	CLUB HIPICO	7,397	11,974	16,933	68,910
11	LORD COCHRANE	8,634	8,726	17,119	30,089
12	DEHESA	25,536	43,050	30,510	82,193
13	FLORIDA	18,278	43,278	27,891	90,173
14	LA REINA	9,718	30,814	19,106	62,233
15	LO BOZA	10,783	49,012	24,145	145,689
16	LO VALLEDOR	8,081	930	17,631	42,420
17	LOS DOMINICOS	14,837	30,190	24,012	70,918
18	MACUL	10,539	45,741	21,157	95,930
19	MAIPU	9,022	34,027	21,470	82,295
20	MALLOCO	15,681	n.a.	n.a.	n.a.
21	MANZANO	27,149	n.a.	81,580	n.a.
22	LO AGUIRRE	51,324	n.a.	86,127	n.a.
23	OCHAGAVIA	10,288	23,156	17,627	104,031
24	PAJARITOS	11,934	27,270	21,635	79,288
25	PANAMERICANA	12,813	1,047	20,177	71,618
26	POLPAICO	83,833	n.a.	101,092	n.a.
27	PUDAHUEL	7,990	16,766	19,043	221,811
28	QUILICURA	11,023	26,321	25,497	97,063
29	RECOLETA	10,415	13,352	18,366	55,740
30	SAN CRISTOBAL	10,798	18,583	18,757	36,302
31	SAN JOAQUIN	8,749	15,325	16,741	98,495
32	SAN JOSE	10,107	22,722	18,886	48,360
33	SAN PABLO	14,372	46,950	25,333	203,905
34	SANTA ELENA	8,761	16,522	16,649	32,516
35	SANTA MARTA	11,300	50,340	20,167	200,181
36	SANTA RAQUEL	9,325	4,155	18,593	40,950
37	VITACURA	9,278	8,294	16,827	21,375
38	CALEU	164,928	n.a.	89,156	n.a.
39	RUNGUE	71,749	n.a.	118,295	n.a.
41	ENLACE LO PRADO	54,161	418,709	42,418	330,038
42	LAMPA	33,933	n.a.	n.a.	n.a.
Totales		11,318	17,584	19,763	49,223

Tabla N°6: Tarifas libres de subsidio, incluyendo solo los costos de las instalaciones eléctricas y los costos de operación y mantenimiento directos en pesos por kW al año, por unidad básica de análisis.



Figura N°4: Tarifas libres de subsidio aéreas, incluyendo solo los costos de las instalaciones eléctricas y los costos de operación y mantenimiento directos en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kilowatts al año, por unidad básica de análisis ordenados de menor a mayor densidad de las unidades básicas de análisis.

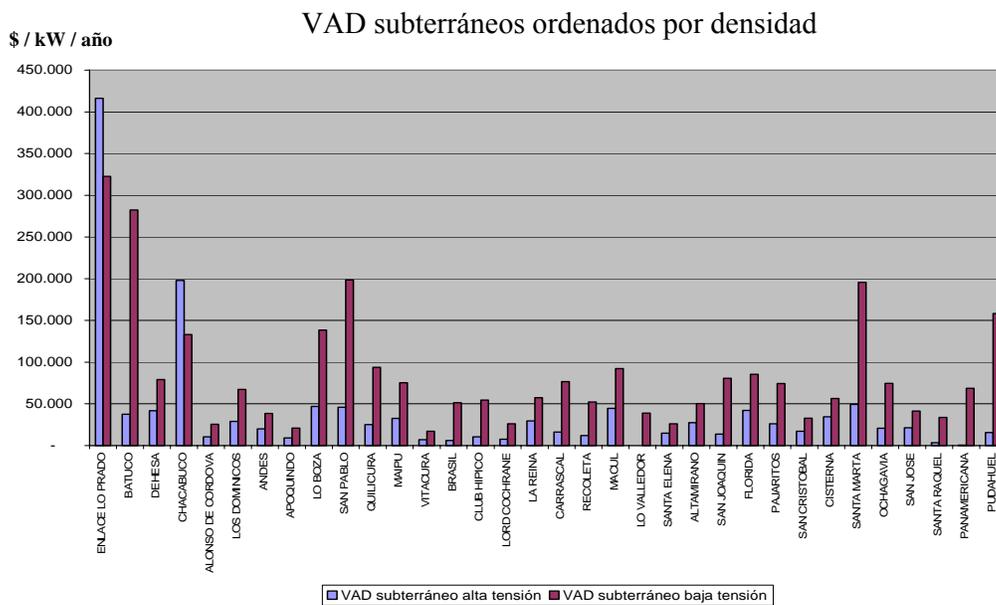


Figura N°5: Tarifas libres de subsidio subterráneas, incluyendo solo los costos de las instalaciones eléctricas y los costos de operación y mantenimiento directos en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kilowatts al año, por unidad básica de análisis ordenados de menor a mayor densidad de las unidades básicas de análisis.

4.4 Valores agregados de distribución comparables con tarifas actuales.

En el cálculo de las tarifas finales del *valor agregado de distribución* se ponderan: el estudio contratado por la comisión nacional de energía, con el estudio contratado por la empresa. Usando una ponderación de un tercio para el de la CNE y dos tercios el encargado por la empresa. Como en nuestro estudio no tenemos contraparte, no podemos saber con total certeza cuál es la tarifa final a la que se llegaría. Pero como nuestro afán no es estudiar si la rentabilidad que recibe la empresa en cuestión es la adecuada, sino estudiar subsidios cruzados, no nos interesa particularmente el nivel de los precios sino que nos interesan los precios relativos.

Con lo anterior en mente, para obtener las tarifas comparables a las actuales escalamos todas las tarifas calculadas, (que incluyen los costos de todas las instalaciones y todos los costos de operación y mantenimiento prorrateados de la forma indicada en el capítulo 3), de manera que usando las demandas de potencia de la sección 3.5 obtengamos la misma recaudación que obtendríamos con los precios actuales, usando esas mismas demandas.

En la tabla 7 se muestran los precios actuales y luego en la tabla 8 se muestran los valores de las tarifas libres de subsidios después de ser escaladas para lograr tarifas comparables a las actuales. Ambas tablas están en pesos del 31 de diciembre del año 2003 y corresponden a \$ *por kW al año*. En la sección siguiente mostraremos los montos de los subsidios que se pagan actualmente.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	VADAT actual \$/kW/año		VADBT actual \$/kW/año	
		Aerea	Subt	Aerea	Subt
0	ALIMENTADOR LAS TORTOLAS	15,195	n.a.	41,331	n.a.
1	ALONSO DE CORDOVA	13,139	22,100	35,739	45,838
2	ALTAMIRANO	13,139	22,100	35,739	45,838
4	ANDES	13,139	22,100	35,739	45,838
4	APOQUINDO	13,139	22,100	35,739	45,838
5	BATUCO	15,195	25,558	41,331	53,009
6	BRASIL	13,139	22,100	35,739	45,838
7	CARRASCAL	13,139	22,100	35,739	45,838
8	CHACABUCO	15,091	25,384	41,050	52,648
9	CISTERNA	13,139	22,100	35,739	45,838
10	CLUB HIPICO	13,139	22,100	35,739	45,838
12	LORD COCHRANE	13,139	22,100	35,739	45,838
12	DEHESA	15,195	25,558	41,331	53,009
13	FLORIDA	13,139	22,100	35,739	45,838
15	LA REINA	13,139	22,100	35,739	45,838
15	LO BOZA	14,307	24,065	38,917	49,913
16	LO VALLEDOR	13,139	22,100	35,739	45,838
17	LOS DOMINICOS	13,859	23,310	37,697	48,348
18	MACUL	13,139	22,100	35,739	45,838
19	MAIPU	13,139	22,100	35,739	45,838
20	MALLOCO	13,139	n.a.	n.a.	n.a.
21	MANZANO	15,195	n.a.	41,331	n.a.
23	LO AGUIRRE	13,859	n.a.	37,697	n.a.
23	OCHAGAVIA	13,139	22,100	35,739	45,838
24	PAJARITOS	13,139	22,100	35,739	45,838
25	PANAMERICANA	13,139	22,100	35,739	45,838
26	POLPAICO	15,195	n.a.	41,331	n.a.
27	PUDAHUEL	13,139	22,100	35,739	45,838
28	QUILICURA	14,397	24,216	39,161	50,226
29	RECOLETA	13,858	23,309	37,695	48,345
30	SAN CRISTOBAL	13,139	22,100	35,739	45,838
31	SAN JOAQUIN	13,139	22,100	35,739	45,838
33	SAN JOSE	13,139	22,100	35,739	45,838
34	SAN PABLO	13,139	22,100	35,739	45,838
35	SANTA ELENA	13,139	22,100	35,739	45,838
35	SANTA MARTA	13,139	22,100	35,739	45,838
36	SANTA RAQUEL	13,139	22,100	35,739	45,838
37	VITACURA	13,139	22,100	35,739	45,838
38	CALEU	15,195	n.a.	41,331	n.a.
39	RUNGUE	15,195	n.a.	41,331	n.a.
41	ENLACE LO PRADO	15,195	25,558	41,331	53,009
42	LAMPA	13,139	n.a.	35,739	n.a.
Totales		14,376	24,180	39,102	50,151

Tabla N°7: Estimación de las tarifas actuales en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año, por unidad básica de análisis.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	VADAT libre de subsidio \$/kW/año		VADBT libre de subsidio \$/kW/año	
		Aerea	Subt	Aerea	Subt
		0	ALIM. LAS TORTOLAS	59,659	n.a.
1	ALONSO DE CORDOVA	13,599	15,899	26,287	39,718
2	ALTAMIRANO	13,316	38,847	26,299	75,727
3	ANDES	14,256	28,475	26,282	57,832
4	APOQUINDO	13,904	14,226	23,192	37,123
5	BATUCO	28,800	52,102	99,540	383,175
6	BRASIL	10,120	9,529	22,273	78,272
7	CARRASCAL	12,645	23,227	24,461	126,187
8	CHACABUCO	20,602	266,679	76,861	184,576
9	CISTERNA	11,998	47,905	23,878	93,517
10	CLUB HIPICO	9,918	16,056	22,706	92,402
11	LORD COCHRANE	11,578	11,701	22,955	40,347
12	DEHESA	34,242	57,727	40,911	110,213
13	FLORIDA	24,510	58,032	37,399	120,914
14	LA REINA	13,032	41,319	25,619	83,448
15	LO BOZA	14,459	65,721	32,377	195,355
16	LO VALLEDOR	10,836	1,247	23,642	56,881
17	LOS DOMINICOS	19,895	40,482	32,198	95,094
18	MACUL	14,132	61,335	28,369	128,634
19	MAIPU	12,098	45,627	28,790	110,350
20	MALLOCO	21,027	n.a.	n.a.	n.a.
21	MANZANO	36,404	n.a.	109,391	n.a.
22	LO AGUIRRE	68,821	n.a.	115,488	n.a.
23	OCHAGAVIA	13,795	31,050	23,637	139,495
24	PAJARITOS	16,003	36,566	29,011	106,318
25	PANAMERICANA	17,181	1,404	27,056	96,033
26	POLPAICO	112,412	n.a.	135,554	n.a.
27	PUDAHUEL	10,714	22,481	25,535	297,428
28	QUILICURA	14,781	35,294	34,189	130,152
29	RECOLETA	13,966	17,904	24,627	74,742
30	SAN CRISTOBAL	14,480	24,918	25,151	48,677
31	SAN JOAQUIN	11,732	20,549	22,448	132,073
32	SAN JOSE	13,552	30,468	25,324	64,846
33	SAN PABLO	19,271	62,956	33,969	273,418
34	SANTA ELENA	11,748	22,155	22,325	43,602
35	SANTA MARTA	15,152	67,501	27,042	268,425
36	SANTA RAQUEL	12,503	5,571	24,932	54,910
37	VITACURA	12,441	11,121	22,564	28,662
38	CALEU	221,153	n.a.	89,156	n.a.
39	RUNGUE	96,209	n.a.	118,295	n.a.
41	ENLACE LO PRADO	72,624	561,450	56,878	442,550
42	LAMPA	45,501	n.a.	n.a.	n.a.
Totales		15,176	23,579	26,501	66,003

Tabla N°8: Tarifas libres de subsidio comparables a las tarifas actuales en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año, por unidad básica de análisis.

4.5 Monto de los subsidios cruzados.

Existen dos formas de ver los montos de los subsidios cruzados. Una es el subsidio en el precio que se está pagando; éste se calcula como la diferencia entre la tarifa que se está pagando actualmente y las tarifas libres de subsidio. La segunda es el monto en \$ que cada unidad de análisis está pagando por sobre el monto que le corresponde pagar, de acuerdo con las tarifas libres de subsidio. Éste último, se calcula multiplicando las tarifas actuales por sus respectivas demandas de potencia y luego restándoles las tarifas libres de subsidio multiplicadas por las mismas demandas.

Los resultados de los dos tipos de visiones se muestran en las tablas siguientes, en pesos del 31 de diciembre del año 2003 expresados en \$ *por kW al año* en el caso de la tabla 9 y en \$ *al año* en el caso de la tabla 10. Para facilitar la comprensión del lector se han pintado, en la tabla 9 el tamaño del subsidio de las tarifas en dos colores: los valores en azul son los que están subsidiando y los valores en rojo son los que están siendo subsidiados. En la tabla 10 se sigue el mismo principio anterior; los valores en azul son los montos de los subsidios que se están pagando y los rojos el monto de el subsidio que se está recibiendo. Hay que notar en la tabla 10 que éste es un *juego de suma cero* y es lógico que sea así para que los resultados sean correctos.

De estos resultados es posible leer en un primer análisis que los clientes que componen la red de baja tensión aérea están financiando al resto de los clientes. Estos clientes son en su mayoría pequeños consumidores y están financiando a los clientes de alta tensión que son clientes industriales o pymes y a clientes subterráneos que son en general los de mayores ingresos.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Delta precios VADAT \$/kW/año		Delta precios VADAT \$/kW/año			
		Aerea	Subt	Aerea	Subt		
0	ALIM. LAS TORTOLAS	-	44,464	n.a.	-	69,300	n.a.
1	ALONSO DE CORDOVA	-	460	6,201	-	9,453	6,120
2	ALTAMIRANO	-	177	16,747	-	9,441	29,889
3	ANDES	-	1,117	6,374	-	9,458	11,994
4	APOQUINDO	-	765	7,874	-	12,548	8,715
5	BATUCO	-	13,606	26,544	-	58,209	330,166
6	BRASIL	-	3,020	12,571	-	13,466	32,434
7	CARRASCAL	-	494	1,126	-	11,279	80,350
8	CHACABUCO	-	5,510	241,295	-	35,812	131,928
9	CISTERNA	-	1,141	25,804	-	11,861	47,679
10	CLUB HIPICO	-	3,221	6,044	-	13,034	46,564
11	LORD COCHRANE	-	1,562	10,399	-	12,784	5,491
12	DEHESA	-	19,047	32,169	-	420	57,203
13	FLORIDA	-	11,370	35,932	-	1,659	75,076
14	LA REINA	-	108	19,219	-	10,120	37,611
15	LO BOZA	-	151	41,656	-	6,540	145,443
16	LO VALLEDOR	-	2,303	20,854	-	12,097	11,043
17	LOS DOMINICOS	-	6,036	17,172	-	5,499	46,746
18	MACUL	-	993	39,235	-	7,370	82,796
19	MAIPU	-	1,042	23,526	-	6,950	64,512
20	MALLOCO	-	7,888	n.a.	-	n.a.	n.a.
21	MANZANO	-	21,209	n.a.	-	68,060	n.a.
22	LO AGUIRRE	-	54,963	n.a.	-	77,792	n.a.
23	OCHAGAVIA	-	656	8,950	-	12,103	93,658
24	PAJARITOS	-	2,864	14,466	-	6,729	60,480
25	PANAMERICANA	-	4,041	20,696	-	8,684	50,196
26	POLPAICO	-	97,217	n.a.	-	94,223	n.a.
27	PUDAHUEL	-	2,425	381	-	10,205	251,590
28	QUILICURA	-	384	11,078	-	4,971	79,926
29	RECOLETA	-	108	5,405	-	13,067	26,397
30	SAN CRISTOBAL	-	1,341	2,818	-	10,588	2,839
31	SAN JOAQUIN	-	1,407	1,551	-	13,291	86,235
32	SAN JOSE	-	413	8,368	-	10,415	19,009
33	SAN PABLO	-	6,132	40,856	-	1,771	227,580
34	SANTA ELENA	-	1,392	55	-	13,414	2,236
35	SANTA MARTA	-	2,013	45,401	-	8,697	222,587
36	SANTA RAQUEL	-	636	16,529	-	10,808	9,072
37	VITACURA	-	698	10,979	-	13,176	17,176
38	CALEU	-	205,958	n.a.	-	47,825	n.a.
39	RUNGUE	-	81,014	n.a.	-	76,964	n.a.
41	ENLACE LO PRADO	-	57,429	535,892	-	15,547	389,541
42	LAMPA	-	32,362	n.a.	-	n.a.	n.a.
Totales		-	801	601	-	12,602	15,852

Tabla N°9: Montos de los subsidios en los precios en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año, por unidad básica de análisis. En rojo los que están siendo subsidiados en azul los que subsidian.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Monto Subsidiado VADAT \$/kW/año		Monto Subsidiado VADBT \$/kW/año		Total
		Aerea	Subt	Aerea	Subt	
0	ALIM. LAS TORTOLAS	- 250,421,298	n.a.	- 51,381,562	n.a.	- 301,802,860
1	ALONSO DE CORDOVA	- 23,838,723	314,871,006	335,487,353	184,520,832	811,040,468
2	ALTAMIRANO	- 6,020,960	27,343,694	188,674,436	33,730,923	121,578,860
3	ANDES	- 32,952,987	47,683,136	228,472,161	50,621,018	97,215,019
4	APOQUINDO	- 43,271,894	173,567,470	554,589,325	75,557,626	760,442,527
5	BATUCO	- 267,362,832	163,789,715	466,784,966	2,064,750,858	2,962,688,371
6	BRASIL	- 28,578,063	5,785,082	59,957,832	6,813,765	87,507,212
7	CARRASCAL	- 8,807,361	659,641	114,462,004	7,413,459	115,196,266
8	CHACABUCO	- 149,199,764	310,141,122	101,758,992	101,309,073	662,408,951
9	CISTERNA	- 70,680,199	20,177,853	592,205,622	10,936,179	631,771,790
10	CLUB HIPICO	- 80,872,206	7,337,435	224,092,333	14,769,069	297,532,904
11	LORD COCHRANE	- 48,844,192	83,739,123	188,957,695	36,089,667	357,630,678
12	DEHESA	- 178,709,196	585,364,393	3,308,143	1,155,959,586	1,916,725,033
13	FLORIDA	- 73,397,577	48,860,088	9,260,618	72,651,854	204,170,138
14	LA REINA	- 7,252,072	143,840,962	564,024,121	202,045,086	225,390,145
15	LO BOZA	- 4,190,726	17,722,711	54,782,488	39,513,358	6,644,307
16	LO VALLEDOR	- 46,005,785	15,847,670	175,313,573	6,488,214	230,678,813
17	LOS DOMINICOS	- 223,970,024	346,114,837	147,971,090	757,501,873	1,179,615,645
18	MACUL	- 45,566,485	153,326,993	233,627,413	233,569,148	198,835,213
19	MAIPU	- 34,513,955	10,704,277	90,356,773	18,136,096	96,030,355
20	MALLOCO	- 15,353,765	n.a.	n.a.	n.a.	15,353,765
21	MANZANO	- 170,340,099	n.a.	82,589,860	n.a.	252,929,959
22	LO AGUIRRE	- 272,169,980	n.a.	94,018,209	n.a.	366,188,190
23	OCHAGAVIA	- 22,849,182	4,458,916	248,398,788	10,280,265	210,810,425
24	PAJARITOS	- 124,542,857	54,309,970	215,669,521	82,893,453	46,076,759
25	PANAMERICANA	- 37,879,359	13,394,839	48,392,802	8,794,848	15,113,434
26	POLPAICO	- 315,299,304	n.a.	80,779,925	n.a.	396,079,229
27	PUDAHUEL	- 104,544,987	130,436	372,328,889	4,017,420	472,726,021
28	QUILICURA	- 15,550,087	98,569,377	119,137,108	657,719,743	652,702,100
29	RECOLETA	- 4,647,009	32,440,752	400,440,400	80,941,241	347,292,902
30	SAN CRISTOBAL	- 36,553,330	39,073,409	182,029,482	36,263,285	70,139,458
31	SAN JOAQUIN	- 88,953,266	1,122,111	410,205,808	16,354,432	483,926,754
32	SAN JOSE	- 20,460,866	31,919,590	388,289,868	31,652,109	304,257,303
33	SAN PABLO	- 209,707,377	57,664,272	34,539,263	118,518,980	351,351,367
34	SANTA ELENA	- 84,671,622	524,839	543,459,312	12,439,129	640,045,224
35	SANTA MARTA	- 96,181,101	15,143,551	263,997,301	38,931,628	113,741,022
36	SANTA RAQUEL	- 40,683,643	22,402,686	578,244,183	3,654,546	637,675,965
37	VITACURA	- 59,299,589	1,260,443,317	762,786,514	928,128,751	3,010,658,170
38	CALEU	- 63,029,146	n.a.	9,966,605	n.a.	72,995,751
39	RUNGUE	- 130,556,937	n.a.	16,073,239	n.a.	146,630,176
41	ENLACE LO PRADO	- 270,456,882	30,210,136	51,968,521	21,165,815	373,801,354
42	LAMPA	- 31,402,550	n.a.	n.a.	n.a.	31,402,550
Totales		- 2,432,175,357	- 276,782,428	7,359,619,105	- 4,650,661,319	0

Tabla N°10: Monto de los subsidios en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año, por unidad básica de análisis. En rojo los que están siendo subsidiados en azul los que subsidian.

4.6 Valores agregados de distribución para las seis tarifas reales.

Como señalamos al principio de este capítulo, los valores de las seis tarifas (alta tensión aérea, alta tensión subterránea, baja tensión aérea, baja tensión subterránea caso a, baja tensión subterránea caso b y baja tensión subterránea caso c) son básicamente una composición de los cuatro VAD calculados en la sección anterior (VAD aéreo de AT, VAD subterráneo de AT, VAD aéreo de BT y VAD subterráneo de BT).

En efecto, la tarifa de alta tensión aérea es equivalente al VAD aéreo de AT, lo mismo para las tarifas subterráneas. Las tarifas de baja tensión son, aproximadamente, la suma de un VAD de alta tensión (aéreo o subterráneo) más un VAD de baja tensión. De esta manera tenemos cuatro tarifas de baja tensión si combinamos todas las opciones: *tarifa BT aérea* que corresponde a VAD aéreo de AT y VAD aéreo de BT; *tarifa BT subterránea caso a* que corresponde a VAD subterráneo de AT y VAD aéreo de BT; *tarifa BT subterránea caso b* que corresponde a VAD aéreo de AT y VAD subterráneo de BT; *tarifa BT subterránea caso c* que corresponde a VAD subterráneo de AT y VAD subterráneo de BT.

En la tabla 11 se muestran los precios actuales estimados, luego en la tabla 12 las tarifas libres de subsidio y en la tabla 13 los subsidios subyacentes en estas tarifas para cada unidad de análisis. Esto en pesos del 31 de diciembre del año 2003 y expresados en \$ *por kW al año*. Al igual que en la sección anterior en la tabla 13 se han pintado las tarifas en dos colores para facilitar la comprensión del lector: los valores en azul son los que están subsidiando y los valores en rojo son los que están siendo subsidiados

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	VADAT libre de subsidio \$/kW/año		VADBT libre de subsidio \$/kW/año			
		AT		Aerea	Subt		
		Aerea	Subt		Caso a	Caso b	Caso c
0	ALIM. LAS TORTOLAS	15,195	n.a.	56,526	n.a.	n.a.	n.a.
1	ALONSO DE CORDOVA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
2	ALTAMIRANO	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
3	ANDES	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
4	APOQUINDO	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
5	BATUCO	15,195	25,558	56,526	66,889	68,204	78,567
6	BRASIL	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
7	CARRASCAL	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
8	CHACABUCO	15,091	25,384	56,141	66,433	67,740	78,032
9	CISTERNA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
10	CLUB HIPICO	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
11	LORD COCHRANE	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
12	DEHESA	15,195	25,558	56,526	66,889	68,204	78,567
13	FLORIDA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
14	LA REINA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
15	LO BOZA	14,307	24,065	53,224	62,981	64,220	73,977
16	LO VALLEDOR	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
17	LOS DOMINICOS	13,859	23,310	51,555	61,007	62,207	71,658
18	MACUL	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
19	MAIPU	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
20	MALLOCO	13,139	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
21	MANZANO	15,195	n.a.	56,526	n.a.	n.a.	n.a.
22	LO AGUIRRE	13,859	n.a.	51,555	n.a.	n.a.	n.a.
23	OCHAGAVIA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
24	PAJARITOS	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
25	PANAMERICANA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
26	POLPAICO	15,195	n.a.	56,526	n.a.	n.a.	n.a.
27	PUDAHUEL	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
28	QUILICURA	14,397	24,216	53,558	63,377	64,623	74,442
29	RECOLETA	13,858	23,309	51,553	61,004	62,203	71,654
30	SAN CRISTOBAL	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
31	SAN JOAQUIN	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
32	SAN JOSE	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
33	SAN PABLO	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
34	SANTA ELENA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
35	SANTA MARTA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
36	SANTA RAQUEL	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
37	VITACURA	13,139	22,100	48,879	57,840	58,977	67,938
38	CALEU	15,195	n.a.	56,526	n.a.	n.a.	n.a.
39	RUNGUE	15,195	n.a.	56,526	n.a.	n.a.	n.a.
41	ENLACE LO PRADO	15,195	25,558	56,526	66,889	68,204	78,567
42	LAMPA	13,139	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Totales		14,376	24,180	53,478	63,282	64,526	74,330

Tabla N°11: Estimación de las tarifas actuales para los seis tipos de tarifas en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año, por unidad básica de análisis.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	VADAT libre de subsidio \$/kW/año		VADBT libre de subsidio \$/kW/año			
		AT		Aerea	Subt		
		Aerea	Subt		Caso a	Caso b	Caso c
0	ALIM. LAS TORTOLAS	59,659	n.a.	170,290	n.a.	n.a.	n.a.
1	ALONSO DE CORDOVA	13,599	15,899	39,886	42,186	53,317	55,617
2	ALTAMIRANO	13,316	38,847	39,615	65,146	89,043	114,575
3	ANDES	14,256	28,475	40,538	54,756	72,088	86,307
4	APOQUINDO	13,904	14,226	37,095	37,418	51,026	51,349
5	BATUCO	28,800	52,102	128,341	151,642	411,976	435,277
6	BRASIL	10,120	9,529	32,393	31,802	88,392	87,801
7	CARRASCAL	12,645	23,227	37,106	47,687	138,832	149,414
8	CHACABUCO	20,602	266,679	97,463	343,540	205,178	451,255
9	CISTERNA	11,998	47,905	35,877	71,783	105,515	141,421
10	CLUB HIPICO	9,918	16,056	32,624	38,762	102,321	108,458
11	LORD COCHRANE	11,578	11,701	34,533	34,657	51,925	52,048
12	DEHESA	34,242	57,727	75,153	98,638	144,455	167,939
13	FLORIDA	24,510	58,032	61,908	95,431	145,423	178,946
14	LA REINA	13,032	41,319	38,651	66,938	96,480	124,767
15	LO BOZA	14,459	65,721	46,835	98,097	209,814	261,076
16	LO VALLEDOR	10,836	1,247	34,478	24,889	67,717	58,127
17	LOS DOMINICOS	19,895	40,482	52,093	72,679	114,989	135,576
18	MACUL	14,132	61,335	42,501	89,704	142,766	189,969
19	MAIPU	12,098	45,627	40,887	74,416	122,448	155,977
20	MALLOCO	21,027	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
21	MANZANO	36,404	n.a.	145,795	n.a.	n.a.	n.a.
22	LO AGUIRRE	68,821	n.a.	184,310	n.a.	n.a.	n.a.
23	OCHAGAVIA	13,795	31,050	37,432	54,687	153,290	170,546
24	PAJARITOS	16,003	36,566	45,014	65,577	122,321	142,884
25	PANAMERICANA	17,181	1,404	44,237	28,460	113,214	97,437
26	POLPAICO	112,412	n.a.	247,966	n.a.	n.a.	n.a.
27	PUDAHUEL	10,714	22,481	36,249	48,016	308,142	319,909
28	QUILICURA	14,781	35,294	48,971	69,483	144,933	165,446
29	RECOLETA	13,966	17,904	38,593	42,531	88,707	92,646
30	SAN CRISTOBAL	14,480	24,918	39,631	50,069	63,157	73,595
31	SAN JOAQUIN	11,732	20,549	34,180	42,998	143,805	152,623
32	SAN JOSE	13,552	30,468	38,876	55,792	78,398	95,314
33	SAN PABLO	19,271	62,956	53,240	96,924	292,689	336,374
34	SANTA ELENA	11,748	22,155	34,073	44,480	55,349	65,757
35	SANTA MARTA	15,152	67,501	42,194	94,543	283,576	335,926
36	SANTA RAQUEL	12,503	5,571	37,435	30,503	67,413	60,481
37	VITACURA	12,441	11,121	35,005	33,685	41,103	39,783
38	CALEU	221,153	n.a.	310,309	n.a.	n.a.	n.a.
39	RUNGUE	96,209	n.a.	214,504	n.a.	n.a.	n.a.
41	ENLACE LO PRADO	72,624	561,450	129,503	618,328	515,174	1,004,000
42	LAMPA	45,501	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Tabla N°12: Tarifas libres de subsidio comparables a las tarifas actuales para los seis tipos de tarifa en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año, por unidad básica de análisis.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	VADAT sin sub		VADBT sin sub			
		AT		Aerea	Subt		
		Aerea	Subt		Caso a	Caso b	Caso c
0	ALIM. LAS TORTOLAS	44.464	n.a.	113.764	n.a.	n.a.	n.a.
1	ALONSO DE CORDOVA	460	6.201	8.993	15.654	5.660	12.321
2	ALTAMIRANO	177	16.747	9.264	7.307	30.066	46.637
3	ANDES	1.117	6.374	8.341	3.083	13.111	18.369
4	APOQUINDO	765	7.874	11.783	20.422	7.951	16.589
5	BATUCO	13.606	26.544	71.815	84.753	343.771	356.709
6	BRASIL	3.020	12.571	16.486	26.037	29.415	19.863
7	CARRASCAL	494	1.126	11.773	10.152	79.855	81.476
8	CHACABUCO	5.510	241.295	41.322	277.107	137.438	373.223
9	CISTERNA	1.141	25.804	13.002	13.943	46.538	73.483
10	CLUB HIPICO	3.221	6.044	16.255	19.078	43.344	40.520
11	LORD COCHRANE	1.562	10.399	14.346	23.183	7.052	15.890
12	DEHESA	19.047	32.169	18.627	31.749	76.251	89.372
13	FLORIDA	11.370	35.932	13.030	37.591	86.446	111.008
14	LA REINA	108	19.219	10.228	9.099	37.503	56.829
15	LO BOZA	151	41.656	6.389	35.116	145.594	187.098
16	LO VALLEDOR	2.303	20.854	14.401	32.951	8.740	9.810
17	LOS DOMINICOS	6.036	17.172	538	11.673	52.783	63.918
18	MACUL	993	39.235	6.378	31.864	83.789	122.031
19	MAIPU	1.042	23.526	7.991	16.577	63.471	88.039
20	MALLOCO	7.888	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
21	MANZANO	21.209	n.a.	89.269	n.a.	n.a.	n.a.
22	LO AGUIRRE	54.963	n.a.	132.754	n.a.	n.a.	n.a.
23	OCHAGAVIA	656	8.950	11.447	3.153	94.313	102.608
24	PAJARITOS	2.864	14.466	3.865	7.737	63.344	74.946
25	PANAMERICANA	4.041	20.696	4.642	29.380	54.237	29.499
26	POLPAICO	97.217	n.a.	191.440	n.a.	n.a.	n.a.
27	PUDAHUEL	2.425	381	12.630	9.824	249.165	251.971
28	QUILICURA	384	11.078	4.587	6.107	80.310	91.004
29	RECOLETA	108	5.405	12.960	18.473	26.504	20.991
30	SAN CRISTOBAL	1.341	2.818	9.248	7.770	4.180	5.657
31	SAN JOAQUIN	1.407	1.551	14.698	14.842	84.828	84.685
32	SAN JOSE	413	8.368	10.002	2.047	19.421	27.376
33	SAN PABLO	6.132	40.856	4.361	39.085	233.712	268.436
34	SANTA ELENA	1.392	55	14.806	13.359	3.628	2.181
35	SANTA MARTA	2.013	45.401	6.685	36.704	224.599	267.988
36	SANTA RAQUEL	636	16.529	11.444	27.337	8.436	7.457
37	VITACURA	698	10.979	13.874	24.155	17.874	28.155
38	CALEU	205.958	n.a.	253.783	n.a.	n.a.	n.a.
39	RUNGUE	81.014	n.a.	157.978	n.a.	n.a.	n.a.
41	ENLACE LO PRADO	57.429	535.892	72.977	551.439	446.970	925.433
42	LAMPA	32.362	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Totales		801	601	11.801	13.203	16.653	15.251

Tabla N°13: Montos de los subsidios en los precios en \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año para los seis tipos de tarifa, por unidad básica de análisis. En rojo los que están siendo subsidiados en azul los que subsidian.

4.7 Densidades promedio e ingresos por hogar promedio.

Para poder analizar más a fondo las causas de estas diferencias es necesario tener una noción de la densidad promedio y de los ingresos por las áreas típicas. En este trabajo usaremos como medida de densidad comunal promedio a la población total de la comuna dividida por el área urbanizada. Para encontrar estos valores supusimos que tanto estas densidades comunales promedio como los ingresos por hogar promedios eran uniformes al interior de cada comuna. Los resultados se obtienen de ponderar las densidades y los ingresos por hogar promedios de las comunas que abarcan las unidades básicas de análisis, en función de los porcentajes de la tabla 1.

A continuación en la tabla 14 se muestran las densidades promedios en habitantes por hectárea para cada unidad de análisis y los ingresos por hogar promedios en \$ para cada unidad de análisis.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Ingreso por hogar \$/mes	Densidad háb / ha
0	ALIM. LAS TORTOLAS	470,242	17
1	ALONSO DE CORDOVA	3,011,491	47
2	ALTAMIRANO	481,076	95.7
3	ANDES	1,838,753	58.7
4	APOQUINDO	2,305,275	63.3
5	BATUCO	452,291	15.8
6	BRASIL	678,378	87
7	CARRASCAL	505,692	87.6
8	CHACABUCO	454,884	31.8
9	CISTERNA	590,744	103.5
10	CLUB HIPICO	725,258	87
11	LORD COCHRANE	725,258	87
12	DEHESA	2,890,783	29
13	FLORIDA	592,487	97
14	LA REINA	912,073	87.3
15	LO BOZA	476,217	65.1
16	LO VALLEDOR	561,617	93.2
17	LOS DOMINICOS	2,565,171	50
18	MACUL	608,546	93.1
19	MAIPU	536,905	81.6
20	MALLOCO (*)	378,934	n.d.
21	MANZANO	386,775	16.6
22	LO AGUIRRE	434,193	48.8
23	OCHAGAVIA	556,334	106.2
24	PAJARITOS	527,318	97.2
25	PANAMERICANA	391,473	123.9
26	POLPAICO	377,165	20.7
27	PUDAHUEL	426,119	128.1
28	QUILICURA	498,355	77.6
29	RECOLETA	523,260	88.3
30	SAN CRISTOBAL	586,664	102
31	SAN JOAQUIN	540,721	95.7
32	SAN JOSE	511,641	106.7
33	SAN PABLO	466,403	73.3
34	SANTA ELENA	1,029,180	94.1
35	SANTA MARTA	522,525	105
36	SANTA RAQUEL	496,071	112.8
37	VITACURA	1,834,589	86.3
38	CALEU	377,609	22
39	RUNGUE	377,609	22
41	ENLACE LO PRADO	374,646	13
42	LAMPA (*)	592,487	n.d.

(*) Estas redes se ubican fuera del area de la empresa solo sirven de alimentación a terceras

Tabla N°14: Estimación de las densidades promedios en habitantes por hectárea y los ingresos por hogar promedios en \$ para cada unidad de análisis.

Capítulo 5

Análisis de los resultados y soluciones propuestas.

5.1 Introducción.

En el capítulo anterior calculamos los montos de los subsidios en las tarifas que pagaba cada consumidor en una unidad básica de análisis determinada y los montos totales que paga cada una de las unidades básicas de análisis. Ahora en este capítulo se pretende analizar a qué se deben estas grandes diferencias entre las tarifas, relacionando las tarifas con características socio-económicas y geográficas. Además nos interesa discutir que tipo de distorsiones económicas genera la existencia de estos subsidios. Propondremos una solución concreta para acercar las tarifas a las tarifas libres de subsidio.

En la sección siguiente analizaremos algunas explicaciones a las grandes diferencias encontradas entre las tarifas libres de subsidio calculadas para las diferentes unidades básicas de análisis. Luego en la sección 5.3 analizaremos el impacto que genera la existencia de estos subsidios cruzados. A continuación, en la sección 5.4, estudiaremos el impacto de tener una tarifa BT1 monómica. Finalmente en la sección 5.5 se propondrá una solución concreta para disminuir estos subsidios.

5.2 Análisis de la causa de la diferencias en las tarifas entre unidades básicas de análisis.

Es muy difícil encontrar cuáles son las causas exactas de las diferencias en las tarifas, pues son muchos los factores que se entremezclan, pero trataremos de mostrar

con los datos que tenemos cuales son las causas principales. Nos basaremos en las tablas 15 y 16; y en las figuras 6 a la figura 15.

En los análisis y en las tablas se dejarán de lado las unidades básicas de análisis de Malloco y de Lampa porque éstas no se encuentran en el área de concesión y sirven sólo para alimentar a otras unidades básicas de análisis. No tiene sentido usar la densidad promedio de las comunas donde pertenecen y además es muy difícil determinar cuál es la verdadera densidad que le deberíamos asignar.

La tabla 15 muestra los montos, expresados en \$ del 31 de diciembre del 2003 al año, de los subsidios cruzados para nuestras cuatro categorías: alta tensión aérea, alta tensión subterránea, baja tensión aérea y baja tensión subterránea. Además muestra, la densidad promedio y los ingresos por hogar promedio para cada unidad básica de análisis. Para un análisis más simple estos datos están ordenados de menor a mayor densidad promedio. La tabla 16 es bastante similar a la 15, pero ésta muestra los valores de los subsidios *implícitos en los precios*, de los seis tipos de tarifas. A su vez, las figuras 6, 7, 8 y 9 corresponden a una forma gráfica de ver los montos de los subsidios para cada una de las cuatro categorías de la tabla 15, donde se han pintado las líneas de AT de una unidad básica de análisis, del color que corresponda según el monto del subsidio. En las figuras 10, 11, 12, 13, 14 y 15 se muestran, de la misma forma anterior, los valores de los subsidios *implícitos en los precios*, para cada uno de los seis tipos de tarifas de la tabla 16.

Lo primero que se observa al mirar los totales para cada uno de los cuatro tipos de redes en la tabla 15, es que las redes de baja tensión aéreas están subsidiando a los otros tipos de redes.

Podemos observar también que las zonas menos densas están siendo subsidiadas. Es más, si observamos en la tabla 15 la columna de los montos totales podemos ver que todas las unidades básicas de análisis con densidad promedio menor a 80 habitantes por hectárea, (excepto Andes, Apoquindo y Alonso de Cordova) están siendo subsidiadas.

Por otra parte, las unidades básicas de análisis con densidad promedio por sobre 80 habitantes por hectárea, (a excepción de Macul, Florida y Pajaritos) están subsidiando.

Lo anterior muestra la gran correlación que existe entre la densidad y el costo de la distribución. Además, lo que es muy positivo es que las excepciones confirman la regla. Lo que genera que Andes, Apoquindo y Alonso de Cordova tengan costos bastante menores que otras unidades básicas de análisis con densidades ajustadas similares, es la gran cantidad de edificios que existen en estas zonas, pues estos generan un ahorro en costos muy grande. Esto se debe a que la distribución, en estos casos, tiene que llegar a un solo lugar para abastecer a muchos hogares. Este ahorro es tan importante que, aunque existen claros indicios de que los clientes aéreos están financiando a los subterráneos, las unidades de análisis con un gran porcentaje de edificios (Vitacura, Lord Cochrane, Apoquindo, Alonso de Cordova y Santa Elena) son las únicas que subsidian tanto en alta como en baja tensión subterránea.

El caso de las unidades de básicas de análisis: Florida, Macul y Pajaritos es diferente. El problema aquí es que la densidad promedio (número de habitantes dividido por el área de la mancha urbana en hectáreas) no refleja la verdadera densidad de estas unidades básicas de análisis. Esto se da, pues estas unidades se ubican en zonas en los sectores menos densos de comunas que son en general bastante densas. Por estar en los límites de la mancha urbana. En estos casos el supuesto de que la densidad promedio es uniforme dentro de las comunas ya no es válido, lo que distorsiona nuestro análisis.

Si miramos ahora los subsidios implícitos en los precios y, para tener una visión gráfica, miramos los mapas notaremos que se siguen dando los mismos resultados. Los clientes de baja tensión aérea de la zona más urbanizada (que son la mayoría de los clientes) están subsidiando a los clientes rurales, a los clientes subterráneos que por lo general son de mayores ingresos y a los clientes de alta tensión que por lo general corresponden a industrias.

Se observa también, que el ingreso por hogar promedio no es muy determinante a la hora de ver los subsidios en precio, pero es muy importante a la hora de ver los montos de los subsidios. El costo por kilowatt no depende directamente del ingreso, pero el costo total es muy dependiente del ingreso por hogar. Esto se debe a que el ingreso por hogar es una variable muy determinante en el consumo de potencia.

De estos análisis se puede concluir que los factores más determinantes en las diferencias de costos entre las redes son la densidad, el tipo de red (aérea o subterránea) y el porcentaje consumos que están en edificios. Además, se infiere de los resultados anteriores que las tarifas actuales fallan en reflejar las diferencias de costos entre las zonas con distintas densidades, las redes de AT y las de BT, y las diferencias entre las redes aéreas y subterráneas.

Nombre S/E Primaria de origen	Densidad Ajustada háb/ha	Monto Subsidiado VADAT		Monto Subsidiado VADBT		Monto Sub.	Ingreso por hogar \$/mes
		\$/año		\$/año		\$/año	
		Aerea	Subt	Aerea	Subt	Total	
ENLACE LO PRADO	13	270,456,882	30,210,136	51,968,521	21,165,815	373,801,354	374,646
BATUCO	15.8	267,362,832	163,789,715	466,784,966	2,064,750,858	2,962,688,371	452,291
MANZANO	16.6	170,340,099	n.a.	82,589,860	n.a.	252,929,959	386,775
ALIM. LAS TORTOLAS	17	250,421,298	n.a.	51,381,562	n.a.	301,802,860	470,242
POLPAICO	20.7	315,299,304	n.a.	80,779,925	n.a.	396,079,229	377,165
CALEU	22	63,029,146	n.a.	9,966,605	n.a.	72,995,751	377,609
RUNGUE	22	130,556,937	n.a.	16,073,239	n.a.	146,630,176	377,609
DEHESA	29	178,709,196	585,364,393	3,308,143	1,155,959,586	1,916,725,033	2,890,783
CHACABUCO	31.8	149,199,764	310,141,122	101,758,992	101,309,073	662,408,951	454,884
ALONSO DE CORDOVA	47	23,838,723	314,871,006	335,487,353	184,520,832	811,040,468	3,011,491
LO AGUIRRE	48.8	272,169,980	n.a.	94,018,209	n.a.	366,188,190	434,193
LOS DOMINICOS	50	223,970,024	346,114,837	147,971,090	757,501,873	1,179,615,645	2,565,171
ANDES	58.7	32,952,987	47,683,136	228,472,161	50,621,018	97,215,019	1,838,753
APOQUINDO	63.3	43,271,894	173,567,470	554,589,325	75,557,626	760,442,527	2,305,275
LO BOZA	65.1	4,190,726	17,722,711	54,782,488	39,513,358	6,644,307	476,217
SAN PABLO	73.3	209,707,377	57,664,272	34,539,263	118,518,980	351,351,367	466,403
QUILICURA	77.6	15,550,087	98,569,377	119,137,108	657,719,743	652,702,100	498,355
MAIPU	81.6	34,513,955	10,704,277	90,356,773	18,136,096	96,030,355	536,905
VITACURA	86.3	59,299,589	1,260,443,317	762,786,514	928,128,751	3,010,658,170	1,834,589
BRASIL	87	28,578,063	5,785,082	59,957,832	6,813,765	87,507,212	678,378
CLUB HIPICO	87	80,872,206	7,337,435	224,092,333	14,769,069	297,532,904	725,258
LORD COCHRANE	87	48,844,192	83,739,123	188,957,695	36,089,667	357,630,678	725,258
LA REINA	87.3	7,252,072	143,840,962	564,024,121	202,045,086	225,390,145	912,073
CARRASCAL	87.6	8,807,361	659,641	114,462,004	7,413,459	115,196,266	505,692
RECOLETA	88.3	4,647,009	32,440,752	400,440,400	80,941,241	347,292,902	523,260
MACUL	93.1	45,566,485	153,326,993	233,627,413	233,569,148	198,835,213	608,546
LO VALLEDOR	93.2	46,005,785	15,847,670	175,313,573	6,488,214	230,678,813	561,617
SANTA ELENA	94.1	84,671,622	524,839	543,459,312	12,439,129	640,045,224	1,029,180
ALTAMIRANO	95.7	6,020,960	27,343,694	188,674,436	33,730,923	121,578,860	481,076
SAN JOAQUIN	95.7	88,953,266	1,122,111	410,205,808	16,354,432	483,926,754	540,721
FLORIDA	97	73,397,577	48,860,088	9,260,618	72,651,854	204,170,138	592,487
PAJARITOS	97.2	124,542,857	54,309,970	215,669,521	82,893,453	46,076,759	527,318
SAN CRISTOBAL	102	36,553,330	39,073,409	182,029,482	36,263,285	70,139,458	586,664
CISTERNA	103.5	70,680,199	20,177,853	592,205,622	10,936,179	631,771,790	590,744
SANTA MARTA	105	96,181,101	15,143,551	263,997,301	38,931,628	113,741,022	522,525
OCHAGAVIA	106.2	22,849,182	4,458,916	248,398,788	10,280,265	210,810,425	556,334
SAN JOSE	106.7	20,460,866	31,919,590	388,289,868	31,652,109	304,257,303	511,641
SANTA RAQUEL	112.8	40,683,643	22,402,686	578,244,183	3,654,546	637,675,965	496,071
PANAMERICANA	123.9	37,879,359	13,394,839	48,392,802	8,794,848	15,113,434	391,473
PUDAHUEL	128.1	104,544,987	130,436	372,328,889	4,017,420	472,726,021	426,119
MALLOCO		15,353,765	n.a.	n.a.	n.a.	15,353,765	378,934
LAMPA		31,402,550	n.a.	n.a.	n.a.	31,402,550	592,487
Totales		2,432,175,357	276,782,428	7,359,619,105	4,650,661,319	0	

Tabla N°15: Monto de los subsidios en \$ del 31 de diciembre del 2003 al año, por unidad básica de análisis y los ingresos por hogar promedios en \$ al mes para cada unidad de análisis, ordenados en función de la densidad promedio de las unidades básicas de análisis.

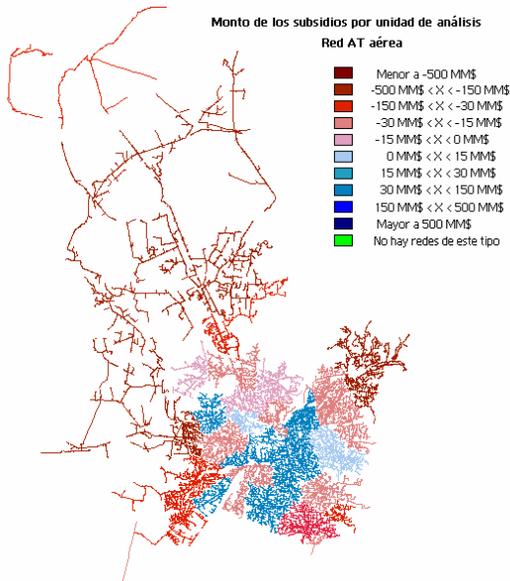


Figura N°6: Mapa de los montos de los subsidios (\$/año) de la red AT aérea.

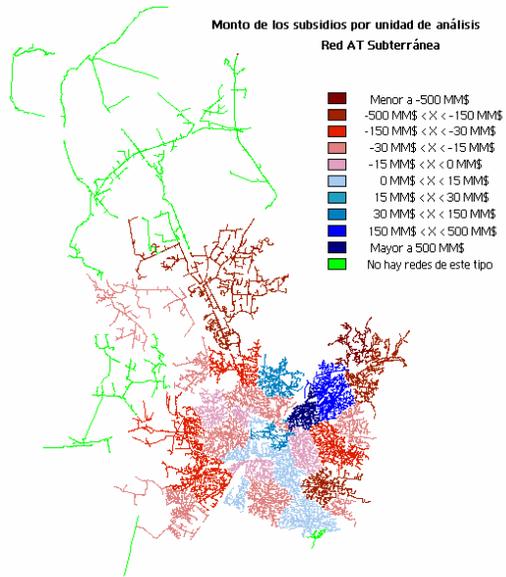


Figura N°7: Mapa de los montos de los subsidios (\$/año) de la red AT subterránea.

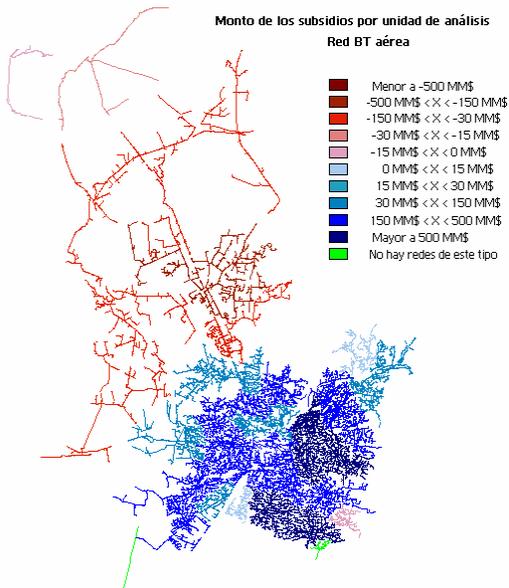


Figura N°8: Mapa de los montos de los subsidios (\$/año) de la red BT aérea.

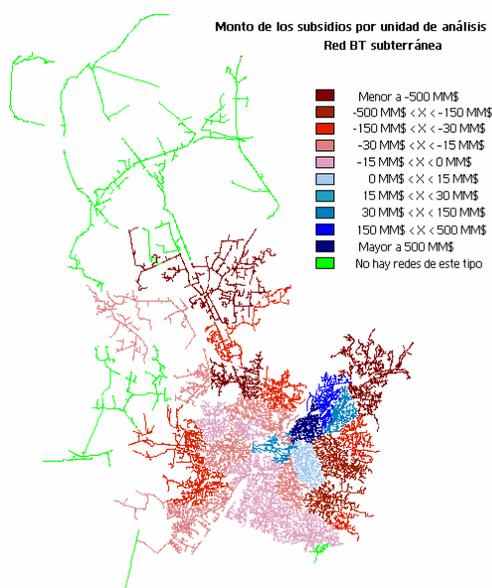


Figura N°9: Mapa de los montos de los subsidios (\$/año) de la red BT subterránea.

Nº	Nombre S/E Primaria de origen	Densidad ajustada háb / ha	VADAT libre de subsidio \$/kW/año		VADBT libre de subsidio \$/kW/año			Ingreso por hogar \$/mes	
			AT		Aerea	Subt			
			Aerea	Subt		Caso a	Caso b		Caso c
41	ENLACE LO PRADO	13	- 57,429	- 535,892	- 72,977	- 551,439	- 446,970	- 925,433	374,646
5	BATUCO	15.8	- 13,606	- 26,544	- 71,815	- 84,753	- 343,771	- 356,709	452,291
21	MANZANO	16.6	- 21,209	n.a.	- 89,269	n.a.	n.a.	n.a.	386,775
0	ALIM. LAS TORTOLAS	17	- 44,464	n.a.	- 113,764	n.a.	n.a.	n.a.	470,242
26	POLPAICO	20.7	- 97,217	n.a.	- 191,440	n.a.	n.a.	n.a.	377,165
38	CALEU	22	- 205,958	n.a.	- 253,783	n.a.	n.a.	n.a.	377,609
39	RUNGUE	22	- 81,014	n.a.	- 157,978	n.a.	n.a.	n.a.	377,609
12	DEHESA	29	- 19,047	- 32,169	- 18,627	- 31,749	- 76,251	- 89,372	2,890,783
8	CHACABUCO	31.8	- 5,510	- 241,295	- 41,322	- 277,107	- 137,438	- 373,223	454,884
1	ALONSO DE CORDOVA	47	- 460	6,201	8,993	15,654	5,660	12,321	3,011,491
22	LO AGUIRRE	48.8	- 54,963	n.a.	- 132,754	n.a.	n.a.	n.a.	434,193
17	LOS DOMINICOS	50	- 6,036	- 17,172	- 538	- 11,673	- 52,783	- 63,918	2,565,171
3	ANDES	58.7	- 1,117	- 6,374	8,341	3,083	- 13,111	- 18,369	1,838,753
4	APOQUINDO	63.3	- 765	7,874	11,783	20,422	7,951	16,589	2,305,275
15	LO BOZA	65.1	- 151	- 41,656	6,389	- 35,116	- 145,594	- 187,098	476,217
33	SAN PABLO	73.3	- 6,132	- 40,856	- 4,361	- 39,085	- 233,712	- 268,436	466,403
28	QUILICURA	77.6	- 384	- 11,078	4,587	- 6,107	- 80,310	- 91,004	498,355
19	MAIPU	81.6	- 1,042	- 23,526	7,991	- 16,577	- 63,471	- 88,039	536,905
37	VITACURA	86.3	- 698	10,979	13,874	24,155	17,874	28,155	1,834,589
6	BRASIL	87	- 3,020	12,571	16,486	26,037	- 29,415	- 19,863	678,378
10	CLUB HIPICO	87	- 3,221	6,044	16,255	19,078	- 43,344	- 40,520	725,258
11	LORD COCHRANE	87	- 1,562	10,399	14,346	23,183	7,052	15,890	725,258
14	LA REINA	87.3	- 108	- 19,219	10,228	- 9,099	- 37,503	- 56,829	912,073
7	CARRASCAL	87.6	- 494	- 1,126	11,773	10,152	- 79,855	- 81,476	505,692
29	RECOLETA	88.3	- 108	5,405	12,960	18,473	- 26,504	- 20,991	523,260
18	MACUL	93.1	- 993	- 39,235	6,378	- 31,864	- 83,789	- 122,031	608,546
16	LO VALLEDOR	93.2	- 2,303	20,854	14,401	32,951	- 8,740	9,810	561,617
34	SANTA ELENA	94.1	- 1,392	- 55	14,806	13,359	3,628	2,181	1,029,180
2	ALTAMIRANO	95.7	- 177	- 16,747	9,264	- 7,307	- 30,066	- 46,637	481,076
31	SAN JOAQUIN	95.7	- 1,407	1,551	14,698	14,842	- 84,828	- 84,685	540,721
13	FLORIDA	97	- 11,370	- 35,932	- 13,030	- 37,591	- 86,446	- 111,008	592,487
24	PAJARITOS	97.2	- 2,864	- 14,466	3,865	- 7,737	- 63,344	- 74,946	527,318
30	SAN CRISTOBAL	102	- 1,341	- 2,818	9,248	7,770	- 4,180	- 5,657	586,664
9	CISTERNA	103.5	- 1,141	- 25,804	13,002	- 13,943	- 46,538	- 73,483	590,744
35	SANTA MARTA	105	- 2,013	- 45,401	6,685	- 36,704	- 224,599	- 267,988	522,525
23	OCHAGAVIA	106.2	- 656	- 8,950	11,447	3,153	- 94,313	- 102,608	556,334
32	SAN JOSE	106.7	- 413	- 8,368	10,002	2,047	- 19,421	- 27,376	511,641
36	SANTA RAQUEL	112.8	- 636	16,529	11,444	27,337	- 8,436	7,457	496,071
25	PANAMERICANA	123.9	- 4,041	20,696	4,642	29,380	- 54,237	- 29,499	391,473
27	PUDAHUEL	128.1	- 2,425	- 381	12,630	9,824	- 249,165	- 251,971	426,119
20	MALLOCO		- 7,888	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	378,934
42	LAMPA		- 32,362	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	592,487
Totales			- 801	601	11,801	13,203	- 16,653	- 15,251	

Tabla N°16: Monto de los subsidios en los precios \$ del 31 de diciembre del 2003 por kW al año, para los seis tipos de tarifa por unidad básica de análisis y los ingresos por hogar promedios en \$ para cada unidad de análisis, ordenados en función de la densidad promedio de las unidades básicas de análisis.

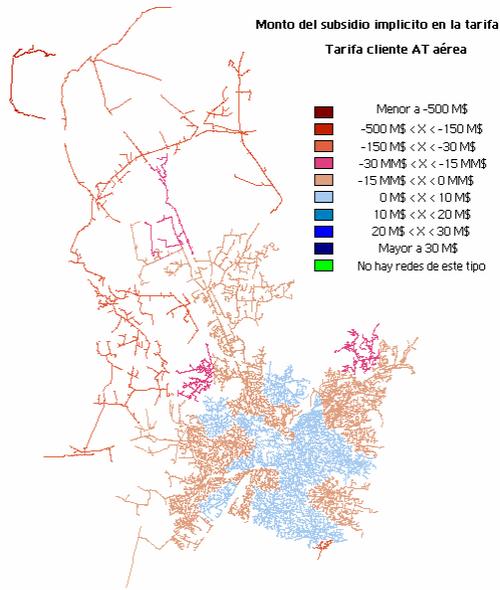


Figura N°10: Mapa de los subsidios en precios (\$/kW/año) de un cliente AT aéreo.

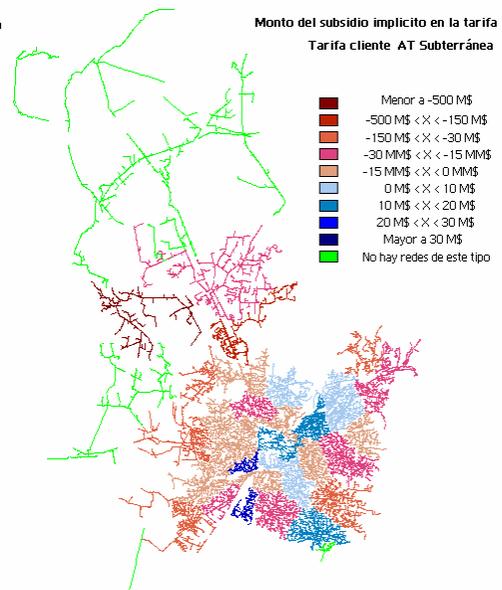


Figura N°11: Mapa de los subsidios en precios (\$/kW/año) de un cliente AT subterráneo.

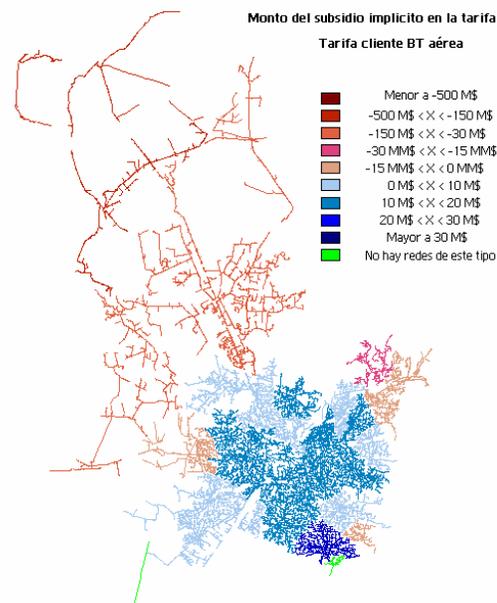


Figura N°12: Mapa de los subsidios en precios (\$/kW/año) de un cliente BT aéreo.

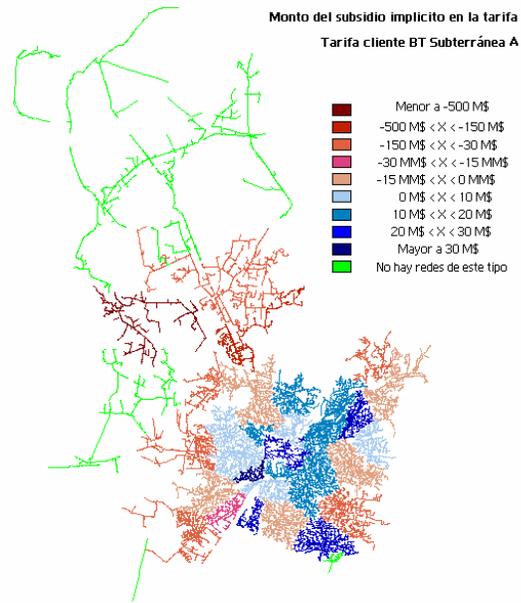


Figura N°13: Mapa de los subsidios en precios (\$/kW/año) de un cliente BT subterráneo caso A.

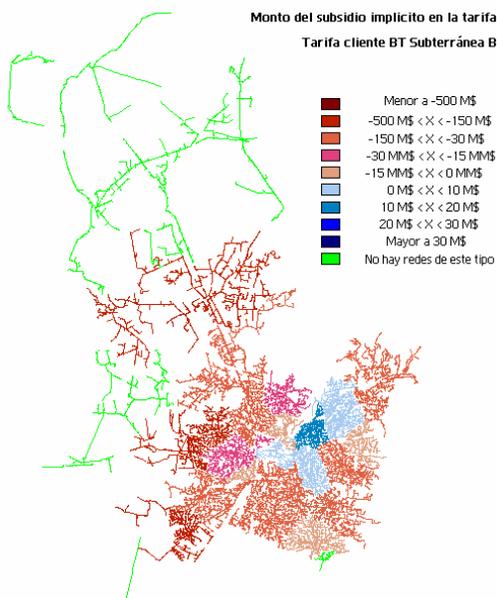


Figura N°14: Mapa de los subsidios en precios (\$/kW/año) de un cliente BT subterráneo caso B.

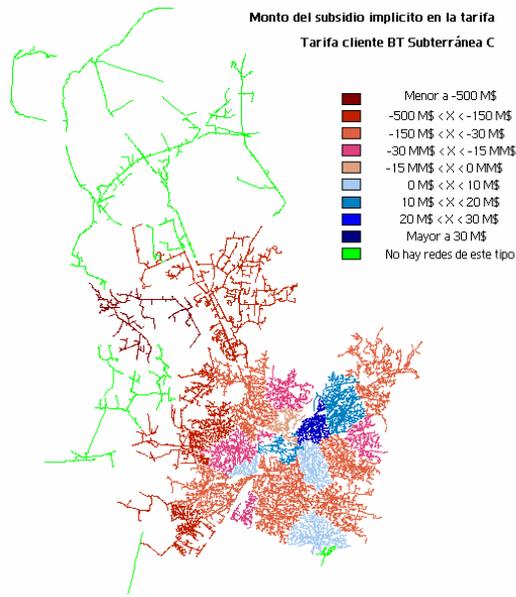


Figura N°15: Mapa de los subsidios en precios (\$/kW/año) de un cliente BT subterráneo caso C.

5.3 Impacto de la existencia de subsidios cruzados entre las unidades básicas de análisis.

La ineficiencia de no cobrar las tarifas libres de subsidio, usualmente se refleja en la entrada de firmas que aprovechan las zonas en las que los costos son menores para ganar el mercado cobrando precios menores al monopolio (*descrème*). En el caso de la distribución chilena no existe tal problema, pues la entrada está restringida. Luego, sólo nos quedan dos tipos de ineficiencias que son relevantes: las ineficiencias distributivas y las señales erróneas de costos.

Las *ineficiencias distributivas* se dan en este caso, porque los que están subsidiando son los pequeños consumidores que tienen tarifa BT, exceptuando las zonas

de muy baja densidad. Estas zonas que están pagando una tarifa mayor a la que les corresponde abarcan la mayor parte de la población de Santiago y un gran número de personas de bajos recursos.

Dejemos de lado por un momento las zonas de baja densidad. Tenemos que los pequeños consumidores, están pagando en promedio \$10.000 por kilowatt al año aproximadamente, por sobre las tarifas libres de subsidio; lo que equivale aproximadamente a un 25% extra. Si consideramos, que el valor agregado de distribución corresponde aproximadamente a un 28% de la tarifa final que paga un pequeño consumidor representativo²⁶, entonces este consumidor está pagando, en promedio, un 8% más de lo que le corresponde. En cambio, para los consumidores industriales que poseen mayormente tarifas AT3 o AT4, o las pequeñas y medianas empresas que poseen mayormente tarifa AT2; los valores agregados de distribución de consumidores representativos de cada tipo, corresponden solamente al 12% y 10% de las tarifas respectivamente. Por esto, las diferencias de las tarifas son para ellos menos relevantes.

Consideremos las dos zonas de baja densidad del nor-orient de Santiago (La Dehesa y Los Dominicos). Éstas corresponden a sectores de ingresos muy altos que también están siendo subsidiados. Todas éstas corresponden a grandes ineficiencias distributivas, pues son equivalentes a transferencias de dinero desde los pequeños consumidores a las empresas y a una porción de los consumidores de mayor poder adquisitivo. Esto sólo contribuye a aumentar la desigualdad en los ingresos.

Si consideramos las zonas con bajas densidades no mencionadas anteriormente, notaremos que tienen características en común. Estas zonas se caracterizan por tener muy bajos ingresos por hogar promedio y por tener muy altos costos para la red de distribución debido a las mayores distancias entre consumos. En este caso, el que existan tarifas libres de subsidio para los pequeños consumidores puede ser prohibitivo. Aumentar en promedio \$6.000 mensuales, a hogares que tienen un ingreso promedio

²⁶ El consumo de los consumidores representativo se llevó a cabo tomando como base el estudio de la CNE para la fijación tarifaria de 1996 y proyectándola en función del crecimiento de la demanda en el periodo 1996-2004. Y para las tarifas los precios actuales.

cercano a los \$400.000 es una gran diferencia (actualmente un consumidor representativo gasta aproximadamente \$10.000 mensualmente).

Las señales erróneas de costo se dan en el caso de los consumidores industriales y PYMES donde los VAD deberían aumentar en promedio un 80% y en algunos casos más de 200%. Esto determina que, al estar estas zonas subsidiadas, las empresas no vean los verdaderos costos de localización. Aunque para algunas empresas este subsidio no es significativo, existen otras (las empresas que son muy intensivas en el uso de potencia) en las que el conocer el verdadero costo podría cambiar su decisión de localización. Esta ineficiencia genera que a las empresas les sea más barato instalar industrias en estas zonas, que el costo extra que generan. Lo que se traduce en mayores incentivos a las empresas para instalarse en estas zonas, aumentando ineficientemente los costos de la red de distribución.

La existencia de subsidios cruzados que financian a los consumidores subterráneos, genera también algunas ineficiencias al dar señales erróneas de precios. Notemos que las zonas con redes subterráneas por disposiciones municipales, están en su mayoría subsidiando. Por lo tanto, las ineficiencias se están produciendo en sectores donde las redes subterráneas no son una obligación. En estos casos, no cobrar la tarifa libre de subsidio genera incentivos a tener más redes subterráneas aumentando así el costo de la distribución. Esto se da principalmente en sectores de altos recursos, sobre todo en los nuevos loteos del sector nor-oriental de Santiago.

El eliminar los dos últimos tipos de subsidios generaría los incentivos correctos al hacer que el consumidor vea el verdadero costo de su red. Esto disminuiría el costo total de la red de distribución; puesto que disminuirían los incentivos a instalarse en zonas más caras y a instalarse en zonas con redes subterráneas caras (zonas de poca edificación en altura).

5.4 Análisis del impacto de tener una tarifa BT1 monómica.

Actualmente la tarifa BT1 consiste en un cargo monómico, proporcional a la energía consumida, ya que actualmente los clientes de esta tarifa sólo poseen medidor de energía. Para cobrar por el uso del sistema de distribución es necesario asignar un uso de potencia a la energía consumida por un cliente. Para esto, se divide la energía consumida por un factor llamado NHUDB (número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución). Este factor es único por empresa de distribución y se calcula multiplicando el factor de carga (potencia promedio dividida por la potencia máxima) del total de clientes con tarifa BT1, por el número de horas que posee el mes.

Esta metodología es una buena aproximación insesgada de lo que debieran pagar la totalidad de los clientes con tarifa BT1, y no genera subsidios que beneficien o perjudiquen sistemáticamente a éstos con respecto a las otras tarifas. En cambio, dentro de los clientes con tarifa BT1, los clientes con mayor factor de carga están subsidiando a los de menor factor de carga. Esto podría eventualmente distorsionar nuestros análisis, pero no existe en la actualidad ningún estudio que relacione ingreso por hogar con el factor de carga. Intuitivamente, un hogar de altos ingresos tiene una potencia máxima mucho mayor a uno de bajos ingresos (por el gran número de artefactos con alto consumo de potencia tales como: lavadora de ropa, lavadora de platos, secadora, microondas, televisor, computador, etc.), pero a su vez, tiene un nivel de consumo de energía²⁷ mucho mayor. Un hogar de bajos ingresos posee sólo algunos de los artefactos anteriores, pero tiene también un consumo de energía bastante menor. Por lo anterior, no es claro cuál factor de carga es mayor y no podemos concluir si esto distorsiona o no nuestros resultados.

Para obtener con certeza las distorsiones que genera el cobrar sólo en función de la energía consumida necesitaríamos tener las curvas de cargas diarias y poder asociarlas a características socioeconómicas, pero lamentablemente no podemos obtener

²⁷ El consumo de energía de un mes, determina la potencia promedio consumida. Esto debido a que la potencia promedio se calcula como energía consumida en el mes dividido en el número de horas del mes.

estos datos. La alternativa sería obtener estudios de comportamiento de los consumidores, lo que está fuera del alcance de este trabajo. Sin embargo, obtenemos una solución bastante razonable simplemente usando las curvas de carga diarias clasificadas como pertenecientes a consumidores residenciales²⁸. Estas curvas, escalando por la potencia promedio, son similares sin importar el nivel de demanda que posean los consumidores, lo que nos indica que la correlación de los factores de carga varía muy poco dentro de un mismo tipo de cliente.

5.5 Soluciones propuestas para disminuir la existencia de subsidios cruzados.

En los distintos tipos de legislaciones que se ven hoy en el mundo para la distribución, no se encuentran soluciones eficientes para la elección de grupos con la misma tarifa. En la mayoría de los casos nos encontramos que el grupo con las mismas tarifas corresponde a: una unidad política (comuna, región, etc), el área de concesión de una empresa distribuidora o algún tipo de agrupación en base a zonas con características similares. Esta última opción es en general la que se acerca a la opción óptima, pues se basa en que teóricamente estas características son las que determinan los costos de la distribución.

En la legislación chilena, se optó en un principio por la elección de un área típica que agrupaba zonas con características similares, basándose principalmente en la densidad. Pero luego tomó la decisión de dejar a toda una empresa en una misma área típica. Pues al separar una empresa en distintas áreas típicas, ésta aprovechaba en sus estudios del VAD de contabilizar los costos de una empresa de gestión independiente para cada área. A raíz de esto, los costos que ahorran las economías de escala no quedaban contabilizados en las tarifas, aumentando las rentas de las empresas distribuidoras. Por lo anterior, las áreas de distribución bajo la concesión de una misma empresa tenían las mismas tarifas. El regulador notó que además existían algunos problemas en tarifificar de forma similar a sectores urbanos y rurales, por lo que optó por

²⁸ Las curvas y la clasificación de estas se obtienen del método de clustering de Palma R., Flatow, F, 2001

incluir en las tarifas un factor de ruralidad llamado FSTCD (*Factor de asignación de los valores agregados de distribución sectorizados*). Lo que le permite cobrar distintas tarifas a sectores con niveles de ruralidad diferentes.

Nuestro estudio deja en claro que aún al incluir estos factores de sectorización, las tarifas del área típica N°1 no representan los verdaderos costos de las redes, generando subsidios cruzados. Para solucionar este problema, se plantea eliminar el concepto de área típica y pasar a tener las seis tarifas independientes para cada unidad básica de análisis (usaríamos la misma elección de unidad básica de análisis que se usó en este trabajo). Para calcular las nuevas tarifas, se plantea generar dos estudios para cada empresa de concesión; uno contratado por la CNE y otro por la empresa concesionaria. Estos estudios entregarían los costos de una empresa de gestión óptima operando en cada área de concesión, separados en alta y baja tensión, y en aérea y subterránea. Luego se ponderarían ambos estudios de la misma forma que se hace con los estudios del VAD actual para encontrar los costos finales de la empresa de gestión. Los costos de toda la empresa de concesión se asignarían a las distintas unidades básicas de análisis con la misma metodología usada en este trabajo.

Con un modelo estándar de planeación de redes de distribución se obtendrían los costos de las instalaciones eléctricas y las demandas máximas coincidentes de todas las unidades básicas de análisis del sistema de distribución, separados en alta y baja tensión, y en aérea y subterránea. El modelo y las entradas del modelo serían propuestas por la CNE, pero podrán ser apeladas por las empresas concesionarias ante el panel de expertos. Se obtendrían las tarifas en cada unidad básica de análisis sumando los costos de la empresa de gestión con los costos de las instalaciones eléctricas correspondientes, ponderando por el factor 0.10608 (anualidad a 30 años a una tasa del 10% anual) el costo de las instalaciones eléctricas y el costo de las instalaciones muebles e inmuebles y dividiendo el resultado por la potencia máxima coincidente.

La metodología que se plantea reduciría significativamente los subsidios cruzados entre distintas unidades básicas de análisis y los subsidios cruzados entre las distintas tarifas, pues las tarifas son independientes para cada unidad básica de análisis y se puede lograr una asignación de costos que es una buena aproximación de las tarifas

libres de subsidio. Además, la metodología propuesta delimita claramente las unidades básicas de análisis y pese a aumentar significativamente la precisión para tarificar, no aumenta significativamente la complejidad ni el costo de implementación. Por último, cabe señalar que esta metodología permite que existan varios grupos con tarifas individuales al interior de una misma área de concesión, sin dejar que la empresa concesionaria pueda duplicar costos en sus estudios.

Capítulo 6

Conclusión

En las bases para los primeros estudios de la determinación de los valores agregados de distribución, se estableció que las áreas típicas estarían determinadas por características similares de consumo y densidad. Sin embargo, los estudios de las empresas se aprovecharon de tener más de un área típica en sus zonas de concesión para duplicar los costos de la empresa de gestión, logrando así mayores rentabilidades. Con la intención de eliminar esta irregularidad, el regulador fue tendiendo a establecer áreas típicas que no dividieran las zonas de concesión de una misma empresa.

En la introducción de nuestro trabajo se planteó que la política llevada a cabo por el regulador genera subsidios cruzados al interior de una misma área típica, al incluir zonas con características geográficas y de consumo diferentes. A lo largo del trabajo, adaptamos la metodología que se usa actualmente para dimensionar las empresas modelo en los estudios del VAD, para obtener respuestas a las preguntas planteadas.

Los resultados obtenidos resultan categóricos, el VAD de baja tensión aéreo está subsidiando al resto en \$7.360 millones de pesos, del 31 de diciembre del 2003, al año. Estos se reparten: \$2.432 millones para el VAD de alta tensión aérea, \$277 millones para el VAD de alta tensión subterráneo y \$4.651 millones para el VAD de baja tensión subterráneo. Existen zonas de mayor densidad que están pagando más que las tarifas libres de subsidio²⁹, y existen zonas de menor densidad que están pagando bastante menos que las tarifas libres de subsidio. Por lo que la respuesta a nuestra primera pregunta es afirmativa, existen subsidios cruzados en el pago del VAD en el área típica N°1. Se puede pensar a priori que este resultado se debiera repetir en las otras áreas típicas, debido a la diversidad de ruralidades que encontramos al interior de cada una de

²⁹ Nos referimos a las tarifas encontradas en este trabajo, que son una estimación de las tarifas libres de subsidio.

éstas. Pensemos, por ejemplo, en el área típica N°2 específicamente en el área de concesión de CGE donde encontramos zonas con características tan distintas como Concepción y Curarrehue³⁰. Las diferencias de costos que debiéramos encontrar, debiesen ser bastante mayores que las encontradas en el área típica N°1.

Cuando buscamos quienes son los que subsidian y quienes los subsidiados, encontramos claras directrices a favor de la teoría que plantea que las zonas más densas subsidian a las zonas menos densas. Desafortunadamente, los resultados no son concluyentes en un primer análisis, pero cuando analizamos con detención las excepciones encontramos los factores que distorsionan los resultados. Estos son, que la proporción de los consumos que están en edificios generan un ahorro de costos muy grande y que el supuesto de que la densidad es uniforme al interior de las comunas no se cumplía en los límites de la mancha urbana. Cuando tomamos en cuenta estos factores, obtenemos que esta teoría es correcta. Se obtiene además que, como mencionábamos en el párrafo anterior, los consumidores con tarifas de baja tensión aérea están subsidiando a los consumidores con tarifas de alta tensión y a los consumidores con tarifas subterráneas.

Los subsidios que encontramos evidencian la existencia de grandes ganadores y grandes perdedores en la actual regulación. Los ganadores son los consumidores industriales que poseen mayormente tarifas AT3 o AT4, las pequeñas y medianas empresas (PYMEs) que poseen mayormente tarifa AT2, las zonas de baja densidad y los consumidores con tarifas subterráneas. Los grandes perdedores son los pequeños consumidores con tarifa BT1 aérea de las zonas de alta densidad y los consumos que se ubican en edificios.

Lo anterior nos indica que las tarifas actuales generan ineficiencias distributivas, pues los pequeños consumidores BT1 aérea abarcan la mayor parte de la población de Santiago y un gran número de personas de bajos recursos, están pagando en promedio \$10.000 por kilowatt por sobre las tarifas libres de subsidio al año. Los que reciben este subsidio son los consumidores con altos ingresos como los consumidores industriales, las PYMEs y algunas de las zonas con baja densidad como Los Domínicos y La

³⁰ Pequeña localidad rural en la Araucanía, cercana a la frontera con Argentina a unos 40 km de Pucón.

Dehesa. El único caso en que este subsidio es progresivo, es en el caso de los pequeños consumidores de las zonas rurales, que tienen en su mayoría muy bajos ingresos.

Por otro lado tenemos que las tarifas actuales generan también señales erróneas de costos, al no reflejar en las tarifas el verdadero costo de proveer este servicio. Esto se puede ver en el caso de los clientes subterráneos de zonas de baja edificación, que eligen tener una red subterránea por estética y no ven el verdadero costo de instalar redes subterráneas en vez de aéreas. Esto se da también en el caso de los consumidores industriales y las PYMEs que se instalan en zonas de baja densidad por el bajo costo del terreno, pero no ven los verdaderos costos de la distribución³¹ que son bastante mayores a las tarifas actuales. Por último tenemos el caso de los consumos ubicados en edificios, los cuales generan un ahorro importante de costos al concentrar varios consumos en un único punto de conexión con la red de distribución. En este caso las señales erróneas de costo son aún mayores, pues los consumidores además de no ver la disminución de costos por concentrar la red, tienen que pagar las redes desde el punto de empalme hasta los consumos.

Dado que existen las ineficiencias mencionadas anteriormente, consideramos necesario cambiar la metodología actual de tarificación de las redes de distribución por una en donde se minimicen estas distorsiones. En el trabajo se propone una metodología en donde se logra una tarifa que se acerca a los precios libres de subsidio, disminuyendo el tamaño de las zonas con tarifas similares. Esta metodología elimina el concepto de área típica, para pasar a tener las seis tarifas independientes para cada unidad básica de análisis (se usa la misma elección de unidad básica de análisis que se usó en este trabajo). Para calcular las nuevas tarifas, se plantea generar dos estudios para cada empresa de concesión (uno contratado por la CNE y otro por la empresa concesionaria) que entreguen los costos de una empresa de gestión óptima operando en cada área de concesión, separados por tipo de red (AT aérea, BT aérea, AT subterránea y BT subterránea). Luego, se ponderan ambos estudios de la misma forma que se hace con los estudios del VAD actual para encontrar los costos finales de la empresa de gestión. Los costos de toda la empresa de concesión se asignarían a las distintas unidades básicas de

³¹ Probablemente el efecto del costo de la distribución en las decisiones de localización es muy bajo, pero se menciona pues existe desde un punto de vista teórico.

análisis con la misma metodología usada en este trabajo. Para obtener los costos de las instalaciones eléctricas y las demandas máximas coincidentes de todas las unidades básicas de análisis del sistema de distribución de cada tipo de tarifa, se usará un modelo estándar de planificación de redes de distribución (puede ser PECOS u otro). Donde el modelo y las entradas del modelo serían propuestas por la CNE, pero podrán ser apeladas por las empresas concesionarias ante el panel de expertos

El principal aporte de este trabajo al estudio de la tarificación de empresas reguladas es mostrar las distorsiones que se pueden generar al tener tarifas únicas para una misma zona de concesión y mostrar una buena alternativa para la elección de zonas con tarifas iguales, donde ésta se base en costos comunes y características similares. El aporte a la tarificación de la redes de distribución eléctrica es mostrar la alta correlación que existe entre la densidad de las redes y los costos de la red, los subsidios que se generan cuando se les asigna una misma tarifa a zonas con distintas densidades de red y los importantes ahorros de costo que generan los consumos ubicados en edificios. Por último para tarificación de las redes de distribución chilena³², el aporte más importante es la demostración de los subsidios que se generan con la actual tarificación y el diagnóstico de las distorsiones generadas, la demostración que los factores de sectorización fallan en cumplir su propósito y la metodología de tarificación propuesta en este trabajo.

En nuestro trabajo existen algunos temas que quedaron sin tratar y que debieran ser abordados en trabajos posteriores. Estos son: realizar el mismo estudio para el resto de las áreas típicas para comprobar la existencia de estos subsidios, estudiar la existencia de subsidios en los costos fijos de medición y facturación que quedaron excluidos de este trabajo, estudiar elasticidades de las demandas de potencia coincidente con la máxima del sistema de distribución de manera de obtener una mejor estimación de las ineficiencias que generan estos subsidios y por último estudiar el impacto que tendrá en la actual metodología y en la metodología propuesta la introducción de generadores directamente a la red de distribución (generación distribuida).

³² En general para la tarificación de redes de distribución basadas en la regulación por comparación a una empresa eficiente.

Glosario

Aguas abajo: Se considera “aguas abajo” de un componente de la red eléctrica, todo lo que se alimenta directamente de la electricidad que proviene de este elemento eléctrico.

Alimentador: Es el cable que provee de energía eléctrica a un componente de la red eléctrica.

Alta tensión (AT): Se considera “alta tensión” cuando se opera con tensiones superiores a 66 kV. Nótese que cuando se habla de distribución, el termino “alta tensión” se refiere a “media tensión”.

Alta tensión aérea: Se refiere a los componentes de la red eléctrica que operan en “alta tensión” que no están “Canalizados subterráneamente”.

Alta tensión subterránea: Se refiere a los componentes de la red eléctrica que operan en “alta tensión” que están “Canalizados subterráneamente”.

Área típica: Clasificación de un área de distribución, con características similares de consumo y tipo de red.

Baja tensión (BT): Se considera “baja tensión” cuando se opera con tensiones inferiores a 1000 V.

Baja tensión aérea: Se refiere a los componentes de la red eléctrica que operan en “baja tensión” que no están “canalizados subterráneamente”.

Baja tensión subterránea: Se refiere a los componentes de la red eléctrica que operan en “baja tensión” que están “canalizados subterráneamente”.

Canalizado subterráneamente: Se dice que los componentes de la red eléctrica están “canalizados subterráneamente” cuando estos están ubicados en cámaras especiales debajo de la superficie terrestre.

Centro de transformación (CT): Transformador que recibe energía eléctrica de un “alimentador” de “media tensión” (12kV o 24 kV) y entrega energía eléctrica a “baja tensión” (generalmente 380 V).

Clientes AT aéreos: Corresponde a los clientes que están conectados con su “empalme” a líneas de “media tensión” y que el “alimentador” que lo abastece está “canalizado subterráneamente” en más del 50% de su longitud total.

Clientes AT subterráneos: Corresponde a los clientes que están conectados con su “empalme” a líneas de “media tensión” y que el “alimentador” que lo abastece está “canalizado subterráneamente” menos del 50% de su longitud total.

Clientes BT aéreos: Corresponde a los clientes que están conectados con su “empalme” a líneas de “baja tensión”; el “alimentador” que abastece al “centro de transformación” asociado a este cliente, está “canalizado subterráneamente” menos del 50% de su longitud total; este “centro de transformación” no es subterráneo; y la red de distribución de “baja tensión” que abastece al cliente no es subterránea en el punto de conexión con el “empalme” del cliente o esta red no está completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.

Clientes BT subterráneos: Corresponde a los clientes que están conectados con su “empalme” a líneas de “baja tensión” y no pertenece a los “clientes BT aéreos”.

Comisión nacional de energía (CNE): Organismo regulatorio encargado del estudio y proposición de leyes, reglamentos y normas. Además es responsable de: la planificación indicativa y coordinación de grandes proyectos de inversión, de la formulación de la política de precios y la fijación de estos mismos y por último de arbitrar divergencias entre miembros del CDEC.

Costo de distribución en AT (CDAT): El costo de la distribución en “alta tensión” es equivalente al “VADAT” amplificado por un factor de pérdidas, que es determinado por el regulador.

Costo de distribución en BT (CDBT): El costo de la distribución en “baja tensión” es equivalente a la suma del “VADAT” con el “VADBT” amplificado por factores de pérdidas, que son determinados por el regulador.

Crecimiento horizontal: En una red de distribución eléctrica se habla de “crecimiento horizontal” cuando se agregan nuevos consumos en el interior del núcleo de esta red, por lo que no es necesario ampliar la red.

Crecimiento vertical: En una red de distribución eléctrica se habla de “crecimiento vertical” cuando se agregan nuevos consumos fuera del núcleo de esta red, por lo que es necesario ampliar la red.

Demanda máxima de distribución (DMD): Es la “demanda máxima integrada” cuando se toman los promedios de periodos de 15 minutos.

Demanda máxima integrada: Corresponde al máximo de la “demanda integrada” en un periodo de tiempo determinado.

Demanda integrada: Corresponde a la suma de toda la potencia demandada por los consumidores en cada instante de tiempo.

Demanda máxima media horaria: Es la “demanda máxima integrada” cuando se toman los promedios de periodos de 1 hora.

Densidad promedio: En este trabajo utilizaremos como definición de “densidad promedio” a la población total dividida por el área urbanizada.

Economías de ámbito (scope): Se dice que existen “economías de ámbito” en la entrega de un servicio, cuando los costos de proveer este mismo servicio a dos consumidores simultáneamente es menor que hacerlo por separado.

Economías de escala: Se dice que existen “economías de escala” en la entrega de un servicio, cuando los costos por cliente de proveer este mismo servicio disminuyen cuando aumenta el número de clientes.

Empalme: Lugar donde se conecta un consumo a la red de distribución

Empresa modelo (EM): Empresa que entrega el servicio de distribución en un “área típica” determinada, al menor costo técnicamente posible.

Factor de asignación de los valores agregados de distribución sectorizados (FSTCD): Factor que reasigna los “VADs” para poder cobrar distintas tarifas a sectores con ruralidades distintas.

GIS: Sistema de información geográfico.

Horario punta: Para las empresas distribuidoras abastecidas desde el Sistema Interconectado Central, se entiende por “horas de punta” el período comprendido entre las 18 y 23 horas de cada día de los meses de invierno (mayo a septiembre, inclusive).

kWAT: Demanda máxima integrada, coincidente, cobrable, de los usuarios en alta tensión, junto con las transferencias a baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución, expresada en kW.

kWBT: Demanda máxima integrada, coincidente con la demanda máxima del sistema de distribución, cobrable, de los usuarios en baja tensión, expresada en kW.

Media tensión: Se considera “media tensión” cuando se opera con tensiones entre 66 kV y 400 V. Este término es equivalente a “alta tensión” de distribución.

Modelo PECO: Modelo que entrega una red de distribución optimizada, a partir de las características y localización de: las subestaciones primarias de distribución y los consumos. Para una descripción más acabada, ver anexo 1.

Monopolio natural: La condición de “monopolio natural” se da cuando existen en un sector “economías de escala” en todo el rango de la producción, de manera que es eficiente que exista solo una firma.

Nudo de alimentación: En la distribución eléctrica se le denomina “nudo de alimentación” a la subestación desde donde se alimenta la red de distribución.

Pérdidas no técnicas: Se denomina “perdidas no técnicas” a las perdidas ocasionadas por hurtos y mal uso de la energía eléctrica.

Planificación Eléctrica de Cobertura Óptima (PECO): Ver “modelo PECO”

Potencia instalada: Es la suma de toda la potencia que puede entregar un componente de la red eléctrica.

Precio de nudo de la potencia: Corresponde al precio máximo al cual las distribuidoras compran energía las generadoras. Es determinado por la “CNE” usando el criterio del costo marginal de largo plazo y se calcula como el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico en una unidad de potencia en las horas de demanda máxima.

Precio nudo de la energía: Corresponde al precio máximo al cual las distribuidoras compran energía las generadoras. Es determinado por la “CNE” usando el criterio del costo marginal de corto plazo y se calcula como un promedio ponderado de la esperanza de los costos marginales de corto plazo de las generadoras.

Sistema Interconectado Central (SIC): El Sistema Interconectado Central está constituido por la interconexión de los sistemas eléctricos de transmisión y las centrales

generadoras de distintas empresas. Abarcando él área geográfica cubierta por el SIC abarca desde Taltal, hasta la Isla Grande de Chiloé.

Sistema troncal: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones de transmisión definidos como esenciales para la operación interconectada y coordinada del sistema eléctrico.

Subestación primaria de distribución: Subestación de transmisión que recibe energía eléctrica de un “alimentador” de “alta tensión” (generalmente 110kV) y entrega energía eléctrica a alta o baja tensión de distribución.

Subestaciones de distribución: Se denomina “subestaciones de distribución” a los “CCTT”.

Subsidios cruzados: Se dice que existen “subsidios cruzados” en la entrega de un servicio público, cuando existen clientes que están pagando por sobre la “tarifa libre de subsidio” que le corresponde y otros que están pagando por debajo de la “tarifa libre de subsidio” que les corresponde.

Sub-transmisión: Corresponden a la “sub-transmisión” las redes y subestaciones, que unen las redes de transmisión con las redes de distribución.

Tarifa aérea: Los clientes con “tarifa aérea” son los “clientes AT aéreos” y los “clientes BT aéreos”.

Tarifa subterránea: Los clientes con “tarifa subterránea” son los “clientes AT subterráneos” y los “clientes BT subterráneos”.

Tarifas libres de subsidio: Se denomina “tarifa libre de subsidio” en la entrega de servicio público regulado, a la tarifa que le extrae a cada consumidor el costo en que incurre al proveerle el servicio.

Transformador de distribución: Se denomina “Transformador de distribución” a los “CCTT”.

Unidad básica de análisis: Con el objetivo de llevar a cabo el análisis de este trabajo, se subdividió la red de distribución en “unidades básicas de análisis”. Definiendo como “unidad básica de análisis” al conjunto de clientes que son alimentados por una misma “subestación primaria de distribución”.

VADAT: Es el valor agregado por costos de distribución de “alta tensión”. Y es equivalente a la anualidad descontada a una tasa del 10 % real costo de las instalaciones de “alta tensión” suponiendo un periodo de recuperación de capital de 30 años, más los costos de mantenimiento y mantenimiento anuales de “alta tensión”. Todo esto prorrateado por los “kWAT”.

VADBT: Es el valor agregado por costos de distribución de “baja tensión”. Y es equivalente a la anualidad descontada a una tasa del 10 % real costo de las instalaciones de “baja tensión” suponiendo un periodo de recuperación de capital de 30 años, más los costos de mantenimiento y mantenimiento anuales de “alta tensión”. Todo esto prorrateado por los “kWBT”.

Valor Agregado de Distribución (VAD): Se habla de “valor agregado de distribución”, cuando se quiere hablar genéricamente de los costos de la distribución de la energía eléctrica.

Valor nuevo de reemplazo (VNR): El “valor nuevo de reemplazo” corresponde al costo actual de renovar todas las instalaciones.

Bibliografía

- [1] Bernstein J.S., 1999, “**Regulación en el sector distribución eléctrica**”. Pontificia Universidad Católica de Chile, Tesis de Magíster.
- [2] Bustos A., Galetovic A., 2002, “**Regulación por empresa eficiente: ¿Quién es realmente Usted?**”. Estudios Públicos N° 86, 145-182.
- [3] Comisión Nacional de Energía, 2003, “**Definición de áreas típicas. Bases de cálculo de las componentes del costo del valor agregado de distribución**”. CNE, documentos técnicos.
- [4] Comisión Nacional de Energía, 2005, “**Fórmulas tarifarias**” Diario Oficial de la Republica de Chile, viernes 11 de febrero año 2005.
- [5] Faulhaber, G., 1975, “**Cross-subsidization: Pricing in Public Enterprises**”, American Economic Review, Vol. 65, pp. 966-77.
- [6] Galetovic A. y Inostroza J.R., 2004, “**Transmisión eléctrica y la ley corta: por qué licitar es (mucho) mejor que regular**”. CEA.
- [7] Mackerron G., 1995, “**Regulation and the economic outcome of electricity privatization in England and Wales**”, Revue de l’Energie.
- [8] Ministerio de Economía, 2000, “**Experiencias regulatorias de una década, balance y propuestas para el futuro**”. Ministerio de Economía, división Desarrollo de Mercados,
- [9] Moen J., 1995, “**Electric utility regulation, structure and competition experiences from the Norwegian Electric Supply Industry**”. Norges Vassdrags-OG Energiverk (NVE). Norway.

- [10] Palma R., Flatow, F, 2001, “**Alternativas de Diversificación del Producto Electricidad, Modelo CELCUS Basado en Técnicas de Clustering**”, XIV Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Antofagasta, Chile, 19-22.
- [11] Peco J., 2001, “**Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución eléctrica**”. Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Tesis de Doctorado.
- [12] Román J., Gómez T., Muñoz A., Peco J., 1999, “**Regulation of distribution network business**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 2 662-669.
- [13] Rudnick H., Donoso J., 2000, “**Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation**”, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 4 1428-1433.
- [14] Synex Ingenieros Consultores, Jadresic y Consultores Asociados, Mercados Energéticos, 2004, “**Estudio de costos de componentes del valor agregado de distribución**”. CNE, área típica N°1, Informe Final, CNE.
- [15] Systepe Ingeniería y Diseño, Inecon, 2004, “**Estudio para el cálculo de las componentes de costo del valor agregado de distribución**”. CNE, área típica N°1, Informe Final, Chilectra.

Anexo N°1

Descripción del modelo PECO³³.

1.1 Introducción.

El modelo PECO es un modelo de planificación de redes de distribución de energía eléctrica, capaz de diseñar redes de cientos de miles de clientes.

El modelo parte de las coordenadas GPS de clientes y subestaciones primarias de distribución para construir toda la red de distribución: localización de centros de transformación y diseño de las redes BT y MT.

Sus principales características son:

- La detección de núcleos de población y la determinación del trazado de las calles se realiza automáticamente a partir de las coordenadas GPS de los clientes.
- Se pueden incluir los datos de la orografía, zonas prohibidas de paso que se tienen en cuenta durante el diseño de la red afectando al trazado de las líneas.
- La planificación de la red urbana (restringido por el trazado de las calles) y rural (bajo la influencia de la orografía, zonas prohibidas de paso, etc.) se realiza conjuntamente en toda la zona bajo estudio.
- Las unidades constructivas (conductores, subestaciones primarias de distribución, centros de transformación, condensadores, seccionadores, brigadas

³³ Esta sección es un extracto de los datos técnicos del modelo de planeación geográfica PECOS. Básicamente es un resumen de Ref 11.

de mantenimiento, teleseñalizadores, reconectores, reguladores de tensión, etc.) que utiliza el modelo son muy flexibles, pudiendo adaptarlas de manera sencilla.

- La red se dimensiona minimizando el costo de inversión, mantenimiento y pérdidas, y la continuidad del suministro considerando la demanda presente y una estimación de crecimiento horizontal de la demanda, respetando las restricciones de capacidad máxima y máxima caída de tensión.
- La continuidad del suministro se modela simulando todo el proceso real tras la ocurrencia de una falta: su detección, localización, despeje y restablecimiento del servicio. Esto hace posible que entornos rurales y urbanos se puedan optimizar conjuntamente.
- El diseño de la red verifica las reglas sobre la continuidad de suministro de cada lugar.
- El modelo genera una salida gráfica lo que facilita en gran medida la visualización: de los resultados; y la verificación y chequeo de: los flujos de cargas, los tiempos de indisponibilidad del servicio, las unidades constructivas instaladas y el estudio topológico de redes.

A continuación se describen tres aspectos fundamentales: la modelación de la demanda, la detección de núcleos y los algoritmos de planificación.

1.2 Modelación de la Demanda

En esta sección se muestra la modelación de la demanda utilizada en el modelo, haciendo hincapié en sus dos vertientes: las características geográficas del área considerada, y las características eléctricas de la demanda.

1.2.1 Características geográficas.

La demanda, los CCTT y las subestaciones primarias de distribución están caracterizados por un vector de variables, que son:

- Las coordenadas x, y, z.
- La zona de fiabilidad (urbano, semi-urbano, rural concentrado y rural disperso).
- Código del municipio al que pertenece.
- Potencia activa contratada o potencia demandada según nos estemos refiriendo a clientes o CCTT y subestaciones primarias de distribución.
- Estimación de la potencia reactiva demandada. Esta potencia reactiva demandada, se verá afectada por los coeficientes de simultaneidad aplicables en cada caso.

A partir de las coordenadas x, y, z de la demanda, el modelo divide la zona geográfica bajo estudio en dos regiones: zona con trazado de las calles y zona sin trazado de las calles.

La zona con trazado de las calles es la correspondiente al interior de los núcleos de población, y la zona sin trazado de las calles es la correspondiente al exterior a los núcleos de población.

La detección de los núcleos de población se realiza automáticamente partiendo de las coordenadas GPS de los clientes (BT y MT) y de las subestaciones de transporte. El número y tamaño de los núcleos que detecta la herramienta dependen, fundamentalmente, de dos parámetros: la separación máxima entre clientes de un mismo núcleo y el número mínimo de clientes necesarios para formar un núcleo.

Fijados estos dos parámetros, el modelo procede como se detalla a continuación:

- Se realiza el “árbol de expansión mínimo”³⁴ de todos los clientes y de las subestaciones primarias de distribución.
- Se quitan aquellas aristas pertenecientes al árbol cuya longitud sea mayor que la separación máxima entre clientes definida anteriormente. Tras este segundo paso, el árbol de expansión mínimo se ha desmembrado en un conjunto de “árboles” no conexos. Cada uno de ellos está formado por un conjunto de puntos (clientes y subestaciones primarias de distribución) cuya distancia máxima no supera el umbral y son candidatos a ser núcleos.
- Sólo aquellos “árboles” formados por un número de clientes mayor que un cierto umbral formarán los núcleos de población. Tras la identificación de los núcleos, un algoritmo calcula la línea poligonal cerrada que engloba los puntos que constituyen cada núcleo.

La detección de los núcleos de población es un aspecto de vital importancia ya que define la frontera entre la zona sujeta a trazado de las calles (correspondiente al interior de los núcleos de población) y la zona no sujeta a trazado de las calles. Los trazados de la red y la localización de CCTT y subestaciones primarias de distribución dentro de los núcleos de población están sujetas al trazado de las calles. Sin embargo, en el exterior de los núcleos la localización y el trazado es libre, estando condicionada exclusivamente por aspectos geográficos como: orografía, zonas prohibidas de paso, etc.

El modelo puede a su vez detectar a partir de las coordenadas geográficas de los clientes, el trazado de las calles. De manera alternativa, es posible entregarle al modelo el trazado verdadero de las calles.

También es posible fijar a cada cliente, CCTT o subestación primaria de distribución que esté dentro de un núcleo de población si ha de alimentarse mediante red

³⁴ El árbol de expansión mínimo de un conjunto de puntos está compuesto por aquel conjunto de aristas que conectan todos los puntos y cuya suma de distancias es mínima.

aérea o subterránea. De manera alternativa se le puede incluir un grado de soterramiento con lo que el modelo mismo obtiene los tramos aéreos y los tramos subterráneos.

1.1.2 Características eléctricas de la demanda

El modelado de la demanda presenta las siguientes características:

- Las potencias activas de los clientes se corresponden con sus potencias contratadas.
- Las potencias reactivas de los clientes son una estimación a partir de sus potencias contratadas.
- El modelo considera únicamente un escenario de demanda punta coincidente, partiendo de las potencias contratadas de los clientes y aplicando los correspondientes coeficientes de simultaneidad:
 - Coeficiente de simultaneidad aplicado a las potencias contratadas por clientes BT para calcular los flujos por la red BT.
 - Coeficiente de simultaneidad aplicado a los flujos por las líneas que parten de cada CCTT para calcular su demanda.
 - Coeficiente de simultaneidad aplicado a las potencias contratadas de los clientes MT para calcular los flujos por la red MT.
 - Coeficiente de simultaneidad aplicado a las demandas de los CCTT para calcular los flujos por la red MT.

- Coeficiente de simultaneidad aplicado a la suma de flujos de las líneas que parten de cada subestaciones primarias de distribución para calcular su demanda.
- La energía demandada y las pérdidas óhmicas de la red se obtienen mediante un factor de carga y un factor de pérdidas³⁵. Estos dos factores son únicos para cada nivel de tensión.
- Se considera que la demanda crece con una tasa de crecimiento horizontal constante.

1.2 Metodología: Cálculo de Costos y Dimensionamiento

En esta sección se describen los pilares en los que se apoyan todos los módulos de planificación del modelo para calcular los costos de las instalaciones (líneas, subestaciones primarias de distribución y CCTT) y realizar el dimensionamiento de las mismas.

1.2.1 Cálculo de los costos de las instalaciones

El modelo PECO está compuesto de dos módulos bien diferenciados que interactúan a lo largo de todo el diseño de la red, estos son:

- Módulo GIS. Tiene dos cometidos: calcular los costos de inversión y longitudes reales de líneas y cables conocidas las coordenadas de sus extremos; y calcular los costos de inversión de CCTT y subestaciones AT/MT que localice el modelo.

³⁵ Para obtener la energía a partir de la potencia punta, se multiplica ésta última por 8760 horas del año y por el factor de carga. Para obtener la energía de pérdidas de una red, se multiplica las pérdidas de potencia en el escenario de punta por 8760 horas del año y por el factor de pérdidas.

- Módulos de planificación de redes. Estos módulos son: planificación de CCTT, planificación de redes MT y planificación de redes BT.

Los costos de inversión de líneas y CCTT se ven afectados por la orografía, zonas prohibidas de paso, etc. y eso es precisamente lo que tiene en cuenta el módulo GIS.

Los módulos de planificación son los que realizan el diseño de toda la red y el dimensionamiento de todas las instalaciones en función de los costos de los trazados y de los CCTT que proporciona el módulo GIS. Además contienen la información acerca de: la topología de la red, los flujos de cargas, el análisis de fiabilidad, la localización de clientes, CCTT y subestaciones; y algoritmos de optimización para la búsqueda de la solución “óptima”.

Cada vez que los módulos de planificación realizan un cambio en la topología y localizan un nuevo CCTT o subestaciones primarias de distribución, preguntan al módulo GIS por los nuevos costos de localización o trazado de la red.

A continuación se describe la metodología utilizada por los algoritmos de red para realizar el dimensionamiento de las instalaciones.

1.2.2 Dimensionamiento de las instalaciones

El dimensionamiento de las instalaciones es responsabilidad de los algoritmos de planificación de la red, independientemente del área geográfica donde estén ubicados y se basa en:

- Un modelo de crecimiento horizontal de la demanda.

- La minimización del costo de inversión, más el VAN del costo de mantenimiento y pérdidas de la instalación durante su vida útil.

El crecimiento horizontal de la demanda a lo largo de la vida útil de las instalaciones se divide en dos etapas. Durante la primera etapa, la demanda crece año a año con una tasa constante. Luego la demanda se considera constante hasta el final de la vida útil.

Este esquema en dos etapas permite planificar adecuadamente una red óptima con la demanda actual, que sea factible hasta el final de la primera etapa. Pero a su vez, tener en cuenta el costo de las pérdidas óhmicas en el sistema³⁶ durante toda la vida útil de las instalaciones con una aproximación razonable.

Como se comentó anteriormente, el dimensionamiento óptimo de conductores, CCTT se hace atendiendo a la minimización de costos de inversión más el VAN del costo de mantenimiento, más el VAN del costo de las pérdidas. El cálculo de dichos VAN (pérdidas y mantenimiento), tal y como está en el modelo actualmente, se realiza con la misma tasa de descuento¹⁴.

1.3 Descripción de los Algoritmos de Planificación

En esta sección se expondrán los módulos de planificación de los que consta el modelo³⁷: planificación de CCTT, planificación de redes MT y planificación de redes BT.

1.3.1 Planificación de centros de transformación.

³⁶ Nótese que el costo de inversión y el valor actual neto del costo de pérdidas son dos cantidades del mismo orden de magnitud. De ahí la importancia de que en la red de distribución se minimicen las pérdidas.

³⁷ Para una descripción más detallada de los módulos de planificación de la red BT y MT se puede encontrar en la tesis de doctorado del Dr. Jesús Peco, que aparece en la bibliografía de este trabajo.

La planificación de los centros de transformación se realiza en dos etapas:

- **Optimización local inicial:** En esta fase se barre toda la provincia de sur a norte cogiendo agrupaciones de carga y eligiendo aquellas configuraciones que presenten menor costo por MVA. Dicho costo engloba los centros de transformación y una red simplificada de BT.
- **Optimización global:** Tras la localización inicial de subestaciones, se pueden realizar los siguientes cambios a nivel de toda la provincia: añadir un subestación, quitar una subestación y mover una subestación. Para evaluar si un cambio es beneficioso, se tiene en cuenta el costo de: los CCTT, el costo de una red (simplificada) de BT que los conecta con los clientes de BT, y el costo de una red simplificada de MT que las conecta con las subestaciones primarias de distribución.

En la etapa de localización inicial, el algoritmo comienza con el primer cliente de BT (que no esté alimentado todavía) y va seleccionando agrupaciones de carga de diferentes tamaños. Para cada agrupación de carga, localiza óptimamente³⁸ un CCTT y calcula el costo de la red simplificada de BT asociada. El algoritmo repite para agrupaciones de carga comprendidas entre el 10% de la capacidad instalada de la subestación más pequeña, hasta el 100% de la capacidad instalada de la subestación más grande. En cada paso, se calcula el costo por MVA de la subestación óptima y la red MT asociada. De todas las agrupaciones, el modelo elige aquella que presenta menor costo por MVA.

Después de obtener una agrupación óptima, el algoritmo repite el mismo proceso con el siguiente cliente BT que no esté alimentado. Una vez concluida la primera etapa de optimización, el modelo tiene la posibilidad de mejorar esta solución mediante los tres tipos de cambio mencionados con anterioridad. En esta segunda etapa, se realizan los cambios uno a uno comenzando por aquellos CCTT que presenten un costo por MVA más elevado.

³⁸ La subestación se localiza en el centro de masas de la agrupación de cargas.

1.3.2 Planificación de la red MT

La planificación de la red MT se realiza en tres etapas³⁹:

- Planificación de una red radial MT.
- Optimización de inversiones para mejorar la calidad de la red.
- Instalación de condensadores para reducir el costo de las pérdidas de la red, y reguladores de tensión en aquellos casos en los que la red sea infactible por caída de tensión.

El algoritmo de planificación de la red radial de MT consta de dos etapas: obtención de una red radial inicial factible y la optimización de la red inicial factible mediante la realización de intercambios de ramas.

La obtención de la red inicial factible consiste en:

Dividir la provincia en áreas, cada una de ellas compuesta por una subestación AT/MT y los CCTT y los clientes MT más próximos a ella.

- Realizar la triangulación de Dealunay⁴⁰ de cada área.
- Realizar el árbol de expansión mínimo de cada área.

³⁹ Una descripción más detallada de la primera y segunda etapa se puede encontrar en la tesis de doctorado del Dr. Jesús Peco, que aparece en la bibliografía de este trabajo.

⁴⁰ Dado un conjunto de puntos Ω , se llama polígono de Voroni del punto $p \in \Omega$ a aquella región del plano que encierra a todos los puntos que estén más próximos de p que de cualquier otro punto de Ω . La unión de todos los polígonos de Voroni de un conjunto de puntos se denomina diagrama de Voroni. El dual del diagrama de Voroni, se obtiene a partir del diagrama de Voroni dibujando por cada punto todos aquellos segmentos que parten de él hasta todos sus puntos vecinos. Esta estructura se denomina triangulación de Delaunay.

- Realizar un flujo de cargas y seleccionar los conductores óptimos económicos⁴¹.
- Comprobar que se cumplen las restricciones de capacidad de los conductores, en caso contrario partir el alimentador y volver al paso anterior.

Una vez obtenida la red inicial factible, se realizan cambios en la topología de la red (intercambios de ramas) considerando la red en su conjunto, hasta que el costo de la red no mejora. Estos intercambios de ramas se realizan independientemente de los aspectos geográficos que subyacen en cada caso. El modelo puede realizar cuatro tipos de cambio: dos de carácter general y dos específicos para líneas que conectan diferentes núcleos de población.

Los dos intercambios de ramas de ámbito general tratan de cambiar el punto de alimentación de un determinado suministro. De todos los suministros alternativos, se prueban aquellos “vecinos más próximos”. Los vecinos más próximos de un suministro dado vienen determinados por la triangulación de Delaunay además de las dos subestación más próximas a él.

Los dos intercambios de ramas específicos para líneas que conectan núcleos diferentes se crearon para cubrir posibles cambios de topología imposibles de conseguir con los de ámbito general.

Durante la obtención de la red inicial factible y los intercambios de ramas, se utiliza un flujo cargas simple en P y Q que no tiene en cuenta los términos cuadráticos debidos a las pérdidas de activa y reactiva que se producen en la red. Una vez obtenida la red óptima, se corre el flujo de cargas con términos cuadráticos para evaluar las pérdidas óhmicas adecuadamente.

Tras la obtención de la red radial óptima de MT, el modelo procede a optimizar inversiones (seccionadores manuales, reconectores, brigadas de mantenimiento,

⁴¹ Aquellos que minimizan el costo de inversión más el VAN del costo de mantenimiento más el VAN del costo de pérdidas.

mallado y refuerzo de la red) con el fin de cumplir con unos niveles objetivo de TIEPI⁴² y NIEPI⁴³.

Se busca entonces, una formulación matemática que cumpla con las restricciones de TIEPI y NIEPI dadas al menor costo posible y mediante la combinación óptima de seccionadores manuales, reconectores, brigadas de mantenimiento, mallado y refuerzo de la red.

$$\begin{aligned} \text{Min } z &= C_{\text{inversión fiabilidad + mantenimiento}} + k \cdot \text{TIEPI} \\ \text{s.a. } \text{tiepi} &\leq \text{tiepi}_{\text{max}} \\ \text{niepi} &\leq \text{niepi}_{\text{max}} \end{aligned}$$

Durante toda la ejecución del algoritmo, para evaluar la conveniencia o no de realizar una inversión que mejore la calidad de la red, y para calcular los TIEPIs y NIEPIs, se modela todo el proceso real de fallo, detección, reparación y restablecimiento del servicio tras una avería. Además, se tiene en cuenta la incertidumbre asociada a los parámetros que afectan a la fiabilidad de la red mediante números fuzzy²⁸. Estas dos características son clave para modelar adecuadamente las zonas urbanas y rurales, tratándolas de la misma manera.

Tras el diseño de la red radial de MT y la optimización de inversiones cumplir con los requisitos de calidad impuestos, el modelo realiza una:

- Optimización de localización de condensadores con el objetivo de minimizar el costo de las pérdidas óhmicas en la red, siempre que no se supere la tensión máxima admisible.
- Localizar reguladores de tensión siempre que sea necesario con el fin de cumplir con las restricciones de tensión mínima.

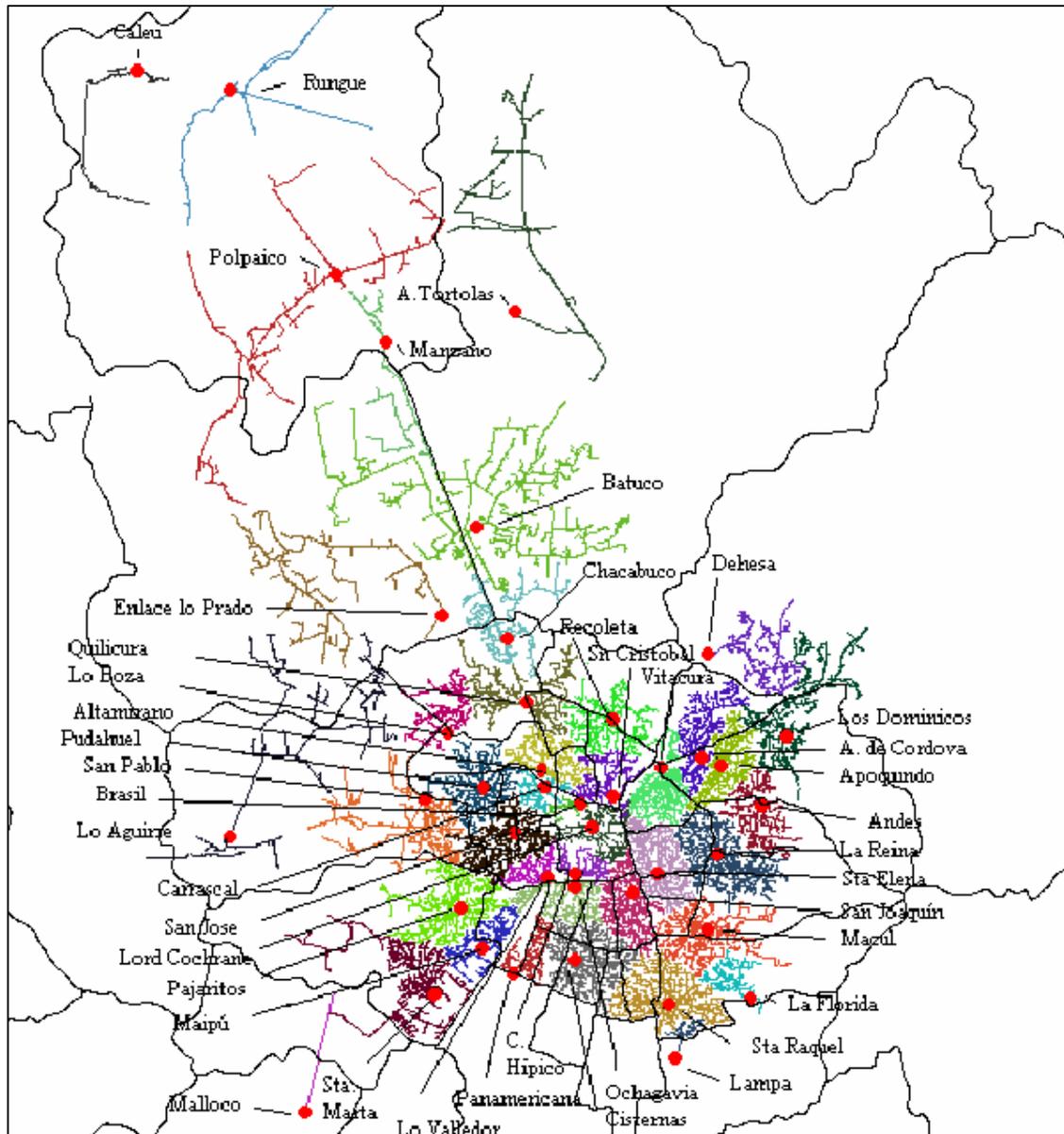
⁴² Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión.

⁴³ número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión.

1.3.3 Planificación de la red BT

El algoritmo de planificación de la red BT se basa en el algoritmo planificación de redes radiales de MT, salvo que en este caso, la red ha de cumplir también las restricciones de capacidad y caída de tensión.

Anexo N°2



Unidades básicas de análisis sobre mapa político de Santiago.