

# **Informe original y posterior ajuste**

# AREA TIPICA 2

Cálculo de las Componentes de Costo del  
VAD - Período 2004-2008

Informe Final

31 agosto 2004

# AREA TIPICA 2

Cálculo de las Componentes de Costo del  
VAD - Período 2004-2008

Informe Final

31 agosto 2004

© PA Knowledge Limited 2004

Prepared by:

PA Consulting Group  
Cerrito No 866 Piso 9 (C1010AAR)  
Buenos Aires  
Argentina  
Tel: +54 11 4813 9898  
Fax: +54 11 4811 9855  
[www.paconsulting.com](http://www.paconsulting.com)

Versión: 1.0

***PREFACIO***

---

El Estudio para el Cálculo de las Componentes de Costos del Valor Agregado de Distribución para el período 2004 – 2008 se desarrolla durante el período Junio-Agosto del año 2004 y de acuerdo a lo estipulado en las Bases emitidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile.

CGE Distribución ha contratado a PA Consulting para que efectúe el estudio correspondiente al Área Típica de Distribución 2 de la cual es la empresa de referencia seleccionada por la CNE.

## INDICE

### PREFACIO

1. **Introducción**
2. **Definición de las Características Propias de la Empresa Modelo y de la Zona Correspondiente**
  - 2.1 Zona geográfica servida por la empresa modelo
  - 2.2 Demanda y clientes abastecidos por la empresa modelo
  - 2.3 Capacidad instalada en transformadores AT/BT y energía y potencias Ingresadas por punto de compra
3. **Precios Unitarios de Elementos materiales y Componentes que contengan las Instalaciones de la Empresa**
4. **Demanda de Dimensionamiento**
  - 4.1 Determinación de la demanda de dimensionamiento del año base
  - 4.2 Proyección de la demanda de dimensionamiento
5. **Costos de Módulos Estándares de Diseño de Instalaciones**
  - 5.1 Criterios utilizados para la definición de los módulos de diseño
  - 5.2 Módulos estándar de diseño definidos
6. **Selección de Muestra Representativa de Instalaciones de la Empresa Modelo**
  - 6.1 Identificación de las instalaciones urbanas y rurales
7. **Dimensionamiento Óptimo de las Instalaciones de la Muestra Representativa**
  - 7.1 Distribución de la potencia de diseño sobre el área de servicio
  - 7.2 Resultados obtenidos de la optimización de las instalaciones
  - 7.3 Evaluación del cambio de alimentación de los alimentadores de AT
8. **Proyección de Costos al resto del Universo de Instalaciones**
9. **Dimensionamiento de la Mantención y Operación**
10. **Dimensionamiento de la Organización de la Empresa Modelo**
  - 10.1 Organización de la empresa modelo

- 10.2 Resultados de los costos de explotación obtenidos para la Empresa Modelo
- 10.3 Estudio de REMUNERACIONES
- 11. Dimensionamiento de las Instalaciones Muebles e Inmuebles**
- 12. Valorización del VNR de las Instalaciones de AT y BT de la Empresa**
  - 12.1 Redes de Alta Tensión
  - 12.2 Subestaciones AT/BT
  - 12.3 Redes de BT
  - 12.4 Equipos
  - 12.5 Bienes Muebles e Inmuebles
  - 12.6 Bienes Intangibles y Capital de Explotación
- 13. Costos de las Instalaciones**
- 14. Costos de Mantenimiento y Operación**
- 15. Costos de Atención de Clientes**
- 16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia**
  - 16.1 Determinación de las pérdidas técnicas de potencia y energía
  - 16.2 Balance de Potencia y Energía
  - 16.3 PERDIDAS NO TECNICAS
  - 16.4 Proyección de pérdidas para el período 2004 – 2008
- 17. Valor Agregado por Concepto de Costos de Distribución**
  - 17.1 Valores Agregados
  - 17.2 Valores agregados para la red aérea y subterránea
  - 17.3 Indexación de los Valores Agregados

**ANEXO A: Resultados**

**ANEXO B: Metodologías y Modelos Utilizados para la Optimización**

**ANEXO C: Descripción de los Criterios y Modelo Utilizado para la Determinación de los Costos de Explotación**

**ANEXO D: Resultado de la Clasificación de Alimentadores de AT**

**ANEXO E: Detalle de la Composición de los Módulos Estándar**

*INDICE...*

**ANEXO F: Organigramas de Detalle correspondientes a la Empresa Modelo**

**ANEXO G: Encuesta de Remuneraciones**

**ANEXO H: Detalle de los Costos Unitarios**

**ANEXO I: Estudio de cambio de tensión en alimentadores de AT**

## **1. INTRODUCCIÓN**

---

El objeto del presente trabajo ha sido la determinación de los Valores Agregados de Distribución para las empresas integrantes del Area de Distribución Típica 2, en un todo de acuerdo con lo establecido en las Bases para el Cálculo de los componentes del VAD emitidas por la Comisión Nacional de Energía.

La determinación de los valores se ha realizado a través de la modelización de una empresa de distribución modelo eficiente, diseñada para abastecer al mercado característico del Area Típica 2 cumpliendo con las exigencias de calidad establecidas en la normativa vigente. En la citada modelización se han aplicado las reglas del arte del cálculo tarifario, de forma tal de obtener valores representativos de una empresa optimizada.

Las tareas incluyeron el análisis y selección del nivel de tensión más adecuado de distribución, cuyos resultados evidenciaron la conveniencia de mantener los niveles actualmente existentes.

En la determinación de los valores resultantes se han considerado costos locales elaborados por el grupo consultor CONSTAR. Los mismos han aportado también los criterios para el tratamiento de lo Bienes Intangibles, Costos de Capital de Trabajo e Indexación y estudio de Remuneraciones de Mercado.

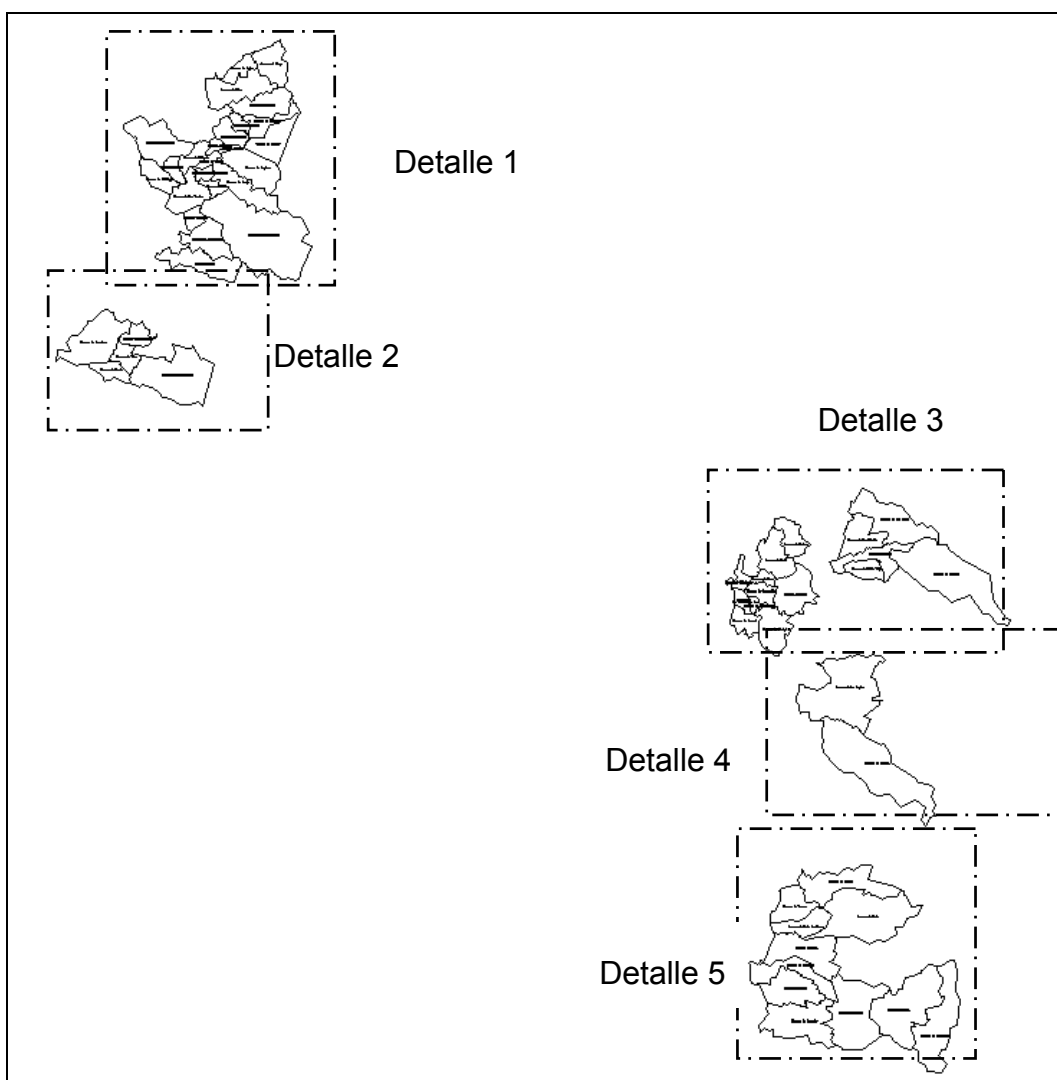


## 2. DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS PROPIAS DE LA EMPRESA MODELO Y DE LA ZONA CORRESPONDIENTE

La Empresa de Referencia que ha sido seleccionada por la CNE para ser considerada como antecedente para el diseño de la Empresa Modelo que servirá de base para la determinación de los componentes del VAD del Area de Distribución Típica 2, es la distribuidora Compañía General de Electricidad S.A. (CGE).

### 2.1 ZONA GEOGRÁFICA SERVIDA POR LA EMPRESA MODELO

La distribuidora presta servicio en 56 comunas pertenecientes a las RM, VI, VII, VIII y IX Regiones de Chile, según se indica en los siguientes esquemas general y de detalle.



**Detalle 1**



**Detalle 2**



**Detalle 3**



**Detalle 4**



**Detalle 5**



## 2.2 DEMANDA Y CLIENTES ABASTECIDOS POR LA EMPRESA MODELO

En la siguiente tabla se presenta la capacidad total instalada en transformadores propios y particulares asociados a los retiros en AT, y la distribución de clientes y energía facturada en Baja Tensión y en Alta Tensión durante el año 2003, año base para el estudio, para cada una de las comunas involucradas.

Comuna	Capacidad instalada en T/D [ kVA ]	Capacidad instalada en T/P de clientes [ kVA ]	Capacidad instalada en T/P de peaje [ kVA ]	Capacidad total instalada en trafos AT/BT [ kVA ]	Cantidad de clientes BT al 31-12-03	Cantidad de clientes AT al 31-12-03	Energía vendida en BT 2003 [ MWh ]	Energía vendida en AT 2003 [ MWh ]
06101 - RANCAGUA	63.415,5	49.950,5	8.660,0	122.026,0	62.961	305	230.423	22.809
06102 - CODEGUA	2.010,0	6.994,0	0,0	9.004,0	2.496	146	12.153	0
06103 - COINCO	1.447,5	1.315,0	0,0	2.762,5	1.472	16	4.621	0
06104 - COLTAUUCO	3.487,0	10.242,0	0,0	13.729,0	4.017	109	17.499	0
06105 - DOÑIHUE	3.904,5	4.297,0	15.505,0	23.706,5	4.290	38	11.163	66.963
06106 - GRANEROS	6.075,5	13.313,5	4.026,0	23.415,0	6.410	171	26.589	14.474
06107 - LAS CABRAS	5.687,5	8.705,5	0,0	14.393,0	5.154	230	18.156	0
06108 - MACHALI	8.759,5	6.825,5	0,0	15.585,0	7.284	97	21.681	0
06109 - MALLOA	3.122,5	5.313,0	0,0	8.435,5	3.031	72	14.741	0
06110 - MOSTAZAL	5.388,0	20.334,5	0,0	25.722,5	5.127	207	29.687	0
06111 - EL OLIVAR	2.919,5	9.436,0	0,0	12.355,5	2.441	96	18.798	7.405
06112 - PEUMO	3.220,0	8.690,0	200,0	12.110,0	3.316	82	12.979	3.082
06113 - PICHIDEGUA	3.467,5	5.451,0	0,0	8.918,5	4.400	87	11.633	0
06114 - QUINTA DE TILCOCO	2.950,0	2.754,5	500,0	6.204,5	2.816	45	9.483	2.386
06115 - RENGÓ	17.625,5	22.891,5	9.400,0	49.917,0	13.447	243	56.573	31.888
06116 - REQUINOA	5.780,0	19.359,0	6.475,0	31.614,0	4.522	248	30.090	16.059
06117 - SAN VICENTE DE T.T.	10.312,5	11.007,0	5.100,0	26.419,5	11.565	205	32.031	23.371
06301 - SAN FERNANDO	21.795,5	19.381,0	8.600,0	49.776,5	19.698	244	63.394	32.889
06303 - CHIMBARONGO	7.895,5	13.035,0	0,0	20.930,5	7.308	205	25.431	0
07101 - TALCA	74.336,0	38.464,5	10.400,0	123.200,5	59.170	185	190.174	23.576
07105 - MAULE	5.553,5	370,0	0,0	5.923,5	1.019	18	4.019	0
07107 - PENCAHUE	250,0	0,0	0,0	250,0	59	1	296	0
07110 - SAN RAFAEL	50,0	0,0	0,0	50,0	4	2	13	0
07308 - TENO	1.085,0	312,0	0,0	1.397,0	226	16	1.588	0
08101 - CONCEPCION	100.605,0	38.262,5	5.195,0	144.062,5	63.223	196	276.939	31.741
08102 - CORONEL	36.470,0	30.311,0	17.700,0	84.481,0	25.525	234	109.705	109.236
08103 - CHIGUAYANTE	17.555,0	6.872,5	3.075,0	27.502,5	20.559	25	49.726	38.171
08104 - FLORIDA	525,0	150,0	0,0	675,0	172	2	249	0
08105 - HUALQUI	3.247,5	885,0	0,0	4.132,5	3.616	17	5.897	0
08106 - LOTA	45,0	0,0	500,0	545,0	0	1	0	1.987
08107 - PENCO	8.577,5	15.630,0	0,0	24.207,5	10.148	60	37.028	55.021
08108 - SAN PEDRO DE LA PAZ	25.214,5	14.150,0	1.750,0	41.114,5	20.450	81	66.153	15.499
08110 - TALCAHUANO	57.965,5	79.259,5	25.470,0	162.695,0	61.297	331	244.991	109.384
08111 - TOME	15.717,5	7.065,0	0,0	22.782,5	14.828	43	44.948	9.776
08201 - LEBU	3.612,5	0,0	0,0	3.612,5	0	0	0	3.505
08301 - LOS ANGELES	74.105,0	22.580,0	500,0	97.185,0	34.076	125	143.640	54.718
08305 - MULCHEN	6.905,0	0,0	0,0	6.905,0	20	3	1.427	0
08401 - CHILLAN	62.697,0	16.877,5	0,0	79.574,5	43.320	101	144.142	12.312
08404 - COELEMU	565,0	805,0	0,0	1.370,0	262	1	4.105	0
08405 - COIHUECO	300,0	0,0	0,0	300,0	82	0	186	0
08406 - CHILLAN VIEJO	10.710,0	3.025,0	0,0	13.735,0	5.737	28	22.674	0
08416 - SAN CARLOS	2.757,5	300,0	1.600,0	4.657,5	60	5	4.824	1.991
08419 - SAN NICOLAS	760,0	0,0	0,0	760,0	110	0	187	0
09101 - TEMUCO	104.937,0	39.800,0	2.500,0	147.237,0	68.108	201	266.306	4.637
09104 - CURARREHUE	2.100,0	350,0	0,0	2.450,0	1.700	8	1.768	0
09105 - FREIRE	970,0	260,0	0,0	1.230,0	12	1	162	0
09108 - LAUTARO	2.467,5	510,0	6.850,0	9.827,5	543	7	1.991	0
09109 - LONCOCHE	4.085,0	385,0	0,0	4.470,0	829	22	1.151	7.810
09112 - PADRE LAS CASAS	18.912,5	8.500,0	0,0	27.412,5	12.648	79	32.833	0
09114 - PITRUFQUEN	4.195,0	2.990,0	0,0	7.185,0	3.783	8	16.146	0
09115 - PUCON	16.897,5	7.826,0	0,0	24.723,5	8.605	285	26.985	0
09119 - VILCUN	105,0	0,0	0,0	105,0	0	3	111	8.136
09120 - VILLARRICA	18.025,0	7.627,5	0,0	25.652,5	12.280	264	31.851	27
13202 - PIRQUE	8.092,0	10.470,5	0,0	18.562,5	3.845	186	26.125	0
13402 - BUIN	18.365,0	45.229,5	5.650,0	69.244,5	14.715	404	82.247	30.484
13404 - PAINE	15.505,0	38.833,5	5.250,0	59.588,5	11.030	589	65.268	9.860
<b>TOTAL</b>	<b>903.529</b>	<b>677.397</b>	<b>144.906</b>	<b>1.725.832</b>	<b>673.816</b>	<b>6.378</b>	<b>2.552.983</b>	<b>749.198</b>

### **2.3 CAPACIDAD INSTALADA EN TRANSFORMADORES AT/BT Y ENERGÍA Y POTENCIAS INGRESADAS POR PUNTO DE COMPRA**

En la tabla siguiente se presenta la capacidad total instalada en transformadores de distribución y particulares, y la energía y potencia máxima ingresada en el año 2003 por punto de compra.

## 2. Definición de las Características Propias de la Empresa Modelo y de la Zona Correspondiente... **PA**

Punto de compra	Capacidad instalada en T/D y T/P [ kVA ]	Energía Ingresada 2003 [ MWh ]	Pot máxima Ingresada 2003 [ MW ]
ALAMEDA	81.076	0	0,00
ANDALIÉN	46.090	110.196	28,90
ARENAS BLANCAS	5.473	24.966	8,66
BUIN	67.273	117.854	24,83
CACHAPOAL	83.870	185.866	34,67
CHIGUAYANTE	32.918	102.369	19,42
CHILLÁN	37.995	84.817	21,86
CHIMBARONGO	13.124	18.798	4,75
CHIVILCAN	80.547	154.060	34,34
CHUMAQUITO	29.730	60.819	12,55
COCHARCAS	5.418	7.003	1,96
COELEMU	1.665	8.341	2,28
COLCHAGUA	41.102	79.591	16,43
COLO COLO	52.550	123.055	30,96
CORONEL	26.588	73.981	32,48
COYA (MACHALÍ)	610	1.258	0,35
DUQUECO	12.415	24.300	5,28
EJERCITO	43.102	102.891	22,84
EL AVELLANO	24.395	54.181	10,21
EL MANZANO	7.855	13.243	3,85
ESCUADRÓN	27.600	54.651	9,59
FÁTIMA	40.769	51.966	15,58
GRANEROS	29.220	59.898	11,40
HOSPITAL	21.458	30.484	6,24
LA RONDA	17.218	34.145	8,55
LAS CABRAS	17.456	20.133	5,85
LAS VERTIENTES	0	0	0,00
LATORRE	35.518	81.092	21,17
LAUTARO	2.908	1.945	0,70
LIRQUÉN	9.198	28.098	7,75
LO MIRANDA	30.759	94.226	18,08
LOMA COLORADA	39.262	90.050	22,36
LONCOCHE	4.985	9.573	3,78
LORETO	11.986	18.197	4,51
LOS ÁNGELES	22.943	45.162	12,25
MAHNS	20.978	51.226	11,40
MALLOA	10.121	22.869	6,14
MANSO DE VELASCO	44.338	88.104	21,50
MAULE	0	70	0,02
PADRE LAS CASAS	56.155	101.392	19,15
PANGUILEMO	10.955	18.419	3,94
PELEQUÉN	6.178	7.471	2,39
PENCO	21.863	33.677	6,46
PERALES	52.891	123.753	24,23
PIDUCO	45.130	87.307	18,21
PILLANLELBÚN	6.920	7.513	2,14
PIRQUE	13.527	24.250	4,51
PITRUFQUÉN	7.495	17.412	3,78
PUCHOCO	5.078	17.569	8,55
PUENTE ALTO	5.036	5.266	3,89
PUMAHUE	38.973	82.693	21,05
RANCAGUA	0	167.006	41,40
RENGO	38.884	66.569	13,98
SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	20.913	23.379	5,52
SAN MIGUEL	16.821	21.360	9,15
SAN PEDRO	21.596	47.390	11,31
SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	37.641	77.121	17,39
SANTA ELVIRA	55.615	110.876	21,23
TALCA	56.518	108.640	32,50
TALCAHUANO	56.408	144.195	27,46
TERMAS	15	17	0,00
TUMBES	14.250	38.619	8,76
VILLARRICA	52.311	66.365	18,04
<b>TOTAL</b>	<b>1.721.675</b>	<b>3.527.740</b>	<b>828,53</b>

### **3. *PRECIOS UNITARIOS DE ELEMENTOS MATERIALES Y COMPONENTES QUE CONTENGAN LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA***

---

Como parte de la determinación del valor agregado de distribución, la Empresa Modelo requiere valorizar sus módulos de construcción a valores de mercado.

Para ello la empresa CONSTAR efectuó un estudio que se presenta en el Anexo H, que se basó en los siguientes criterios:

- Identificación de los elementos más representativos dentro del VNR real de la empresa de referencia
- Selección de una muestra para determinar su cotización de mercado
- Definición de las características de los bienes a valorizar
- Selección de un grupo de proveedores de los distintos materiales de acuerdo a su prestigio
- Solicitud de cotizaciones de precios de los materiales en estudio, considerando los volúmenes de compra de la empresa modelo

Como se indicó los resultados obtenidos se presentan detallados en al Anexo H de este informe.



#### **4. DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO**

---

En el marco del proceso del Estudio de Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución correspondientes al Área de Distribución Típica 2, se determina en este punto la demanda de dimensionamiento, es decir, la potencia de diseño de las instalaciones de distribución.

Esta determinación implica establecer tanto la demanda correspondiente al año base del estudio, basada en la cantidad de clientes y su correspondiente consumo de energía y potencia, como la proyección de la misma para un horizonte de 15 años de manera de efectuar el dimensionamiento óptimo de las instalaciones, incorporando las holguras necesarias para una trayectoria óptima de crecimiento.

Finalmente, se efectúa la distribución de la demanda de dimensionamiento en toda la extensión geográfica en la que existen clientes de la distribuidora, de manera de diseñar las redes que cubran la extensión indicada.

##### **4.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO DEL AÑO BASE**

La determinación de la demanda de dimensionamiento para el años base se ha efectuado a partir de la información de los consumos de energía de todos los clientes y de la demanda máxima no coincidente registrada en cada alimentador de AT durante el año base del estudio.

Al respecto se efectuó un control de la información de la demanda por cliente entregada por la empresa de referencia, con la información correspondiente al consumo por comuna informada en las planillas del punto 2 “Características de consumo base” del Anexo 1 de las Bases, determinando que los datos eran coherentes entre ambas fuentes de información.

Para el cálculo de la demanda de dimensionamiento se ha considerado la metodología definida en las Bases, pero tomando en cuenta el cálculo por alimentador, debido al conocimiento de la demanda máxima no coincidente para cada uno de ellos.

Una vez establecida la demanda de diseño para cada alimentador de AT se estableció la correspondiente a la red de BT, y esta fue luego agrupada por zonas de facturación (o comunas).

##### **4.1.1 Cálculo de la potencia de diseño por alimentador**

El cálculo de la potencia de diseño por alimentador se efectuó tomando en cuenta las siguientes hipótesis, debido a la falta de información sobre la caracterización del mercado de la distribuidora, y habida cuenta que la metodología establecida en las Bases incorpora en las expresiones factores de demanda y factores de carga para los clientes AT y BT:

- La demanda máxima no coincidente en la cabecera de cada alimentador AT se tomó a partir de información entregada por la empresa de referencia
- Los factores de pérdidas en la red de BT y AT se adoptaron a partir de los resultados obtenidos en el estudio de costos del VAD del años 2000

- Los factores de carga de clientes AT y BT, conectados a cada uno de los alimentadores, se establecieron considerando una relación entre ellos, determinada a partir de la experiencia recogida en otras distribuidoras de Latinoamérica

El estudio incorpora como datos la potencia máxima registrada en el año base (2003) en cada alimentador de AT y las ventas de energía a clientes en BT y AT vinculados a ese alimentador.

Se consideran además como dato los factores de pérdidas en las etapas de BT y AT de las redes, ya que la potencia de diseño en AT y por alimentador está definida, de acuerdo a las expresiones planteadas en las Bases, a nivel de punto de venta en AT (clientes AT y transformadores de distribución).

#### **4.1.2 Cálculo de los factores de carga y diversidad**

Los factores de carga de los clientes en BT y AT se establecieron, para cada alimentador, manteniendo relaciones típicas entre ellos correspondientes a este tipo de clientes en distintas comunas.

Los factores de diversidad se establecieron en función de la información de capacidades conectadas (tanto de clientes como de transformadores de distribución propios y de clientes) y la experiencia de factores de simultaneidad o coincidencia recogida en estudios efectuados en otras jurisdicciones.

#### **4.1.3 Determinación de las potencias de diseño en BT y AT por alimentador**

A partir de la definición de los parámetros de cálculo se establecen las potencias de diseño en BT y AT para cada alimentador, tal como se presenta en la siguiente tabla.

#### 4. Demanda de Dimensionamiento...

ALIMENTADOR ( SE primaria )		Energía vendida en BT el año base ( 2003 ) [ kWh/año ]	Factor de carga de clientes BT $f_{c_{tesBT}}$	Potencia no coincidente en BT $P_{BT\_NC}$	Capacidad instalada en T/D propios $\Sigma kVA_{T/D}$	Capacidad conectada o instalada en clientes BT $\Sigma kVA_{tesconectada}$ $s$	Factor de demanda de clientes BT $f_{d_{tesBT}}$	Factor de demanda de los T/D $f_{d_{T/D}}$	Factor de diversidad de consumo de clientes BT a T/D $f_{div_{tesBT/T/D}}$	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [ kW ]
410	ANDALIÉN	6.444.191	0,217	3.392	5.074	13.788	0,322	0,700	1,250	2.714
420	ANDALIÉN	20.980.734	0,278	8.607	9.602	45.893	0,183	0,700	1,250	6.885
430	ANDALIÉN	13.112.148	0,271	5.521	7.328	21.077	0,304	0,700	1,250	4.417
432	ANDALIÉN	10.711.727	0,191	6.405	4.593	25.576	0,157	0,700	1,250	5.124
440	ANDALIÉN	4.212.507	0,098	4.915	1.924	7.725	0,218	0,700	1,250	3.932
448	ANDALIÉN	10.028.136	0,290	3.950	4.278	20.071	0,187	0,700	1,250	3.160
766	ARENAS BLANCAS	11.174.482	0,290	4.396	3.173	18.171	0,153	0,700	1,250	3.516
767	ARENAS BLANCAS	3.583.419	0,255	1.604	1.597	7.504	0,186	0,700	1,250	1.283
110	BUIN	5.905.024	0,347	1.942	3.404	7.679	0,388	0,700	1,250	1.553
111	BUIN	0	0,310	0	1.750		0,000	0,700	0,000	0
120	BUIN	8.775.237	0,278	3.603	4.058	14.216	0,250	0,700	1,250	2.882
130	BUIN	2.525.438	0,314	917	1.887	3.385	0,488	0,700	1,250	734
131	BUIN	2.672.559	0,126	2.428	1.376	3.710	0,325	0,700	1,250	1.942
140	BUIN	5.755.900	0,357	1.840	3.599	10.215	0,308	0,700	1,250	1.472
141	BUIN	6.882.707	0,347	2.296	2.707	9.055	0,262	0,700	1,250	1.837
191	CACHAPOAL	8.067.547	0,208	4.425	3.987	14.065	0,248	0,700	1,250	3.540
192	CACHAPOAL	15.038.678	0,244	7.036	7.439	18.491	0,352	0,700	1,250	5.629
193	CACHAPOAL	2.301.633	0,236	1.112	2.139	4.159	0,450	0,700	1,250	890
194	CACHAPOAL	1.027.640	0,186	629	1.155	1.676	0,603	0,700	1,250	503
196	CACHAPOAL	8.067.936	0,184	4.993	3.441	11.986	0,252	0,700	1,250	3.994
197	CACHAPOAL	3.075.402	0,137	2.554	1.500	5.355	0,245	0,700	1,250	2.043
198	CACHAPOAL	8.857.873	0,234	4.315	6.246	17.575	0,311	0,700	1,250	3.452
199	CACHAPOAL	7.075.812	0,374	2.162	4.621	10.908	0,371	0,700	1,250	1.730
461	CHIGUAYANTE	421.668	0,331	145	267	677	0,345	0,700	1,250	116
462	CHIGUAYANTE	13.603.151	0,399	3.891	5.261	23.181	0,199	0,700	1,250	3.113
464	CHIGUAYANTE	7.782.072	0,259	3.428	3.609	18.760	0,168	0,700	1,250	2.742
467	CHIGUAYANTE	13.056.635	0,296	5.043	5.823	29.294	0,174	0,700	1,250	4.035
468	CHIGUAYANTE	0	0,602	0			0,000	0,700	0,000	0
469	CHIGUAYANTE	15.062.842	0,291	5.906	7.859	37.806	0,182	0,700	1,250	4.725
380	CHILLÁN 1	14.202.894	0,318	5.104	7.289	23.830	0,268	0,700	1,250	4.083
360	CHILLÁN 2	17.676.640	0,349	5.789	14.940	41.074	0,318	0,700	1,250	4.631
363	CHILLÁN 3	20.763.171	0,299	7.920	10.144	51.372	0,173	0,700	1,250	6.336
276	CHIMBARONGO	5.359.827	0,249	2.455	3.034	9.563	0,278	0,700	1,250	1.964
278	CHIMBARONGO	2.114.251	0,143	1.692	2.215	3.954	0,490	0,700	1,250	1.353
661	CHIVILCÁN	18.406.328	0,267	7.874	9.562	16.440	0,509	0,700	1,250	6.299
662	CHIVILCÁN	16.560.556	0,239	7.901	8.774	39.520	0,194	0,700	1,250	6.320
663	CHIVILCÁN	12.804.845	0,264	5.529	9.536	27.790	0,300	0,700	1,250	4.423
664	CHIVILCÁN	18.230.441	0,316	6.591	10.228	23.472	0,381	0,700	1,250	5.273
673	CHIVILCÁN	16.458.860	0,268	7.006	9.905	20.186	0,429	0,700	1,250	5.605
674	CHIVILCÁN	24.752.825	0,320	8.842	11.618	37.985	0,268	0,700	1,250	7.074
226	CHUMAGUITO	5.876.109	0,171	3.799	2.560	9.395	0,238	0,700	1,250	3.039
227	CHUMAGUITO	598.952	0,308	222	770	955	0,705	0,700	1,250	177
228	CHUMAGUITO	941.184	0,548	196	1.125	1.715	0,574	0,700	1,250	157
229	CHUMAGUITO	1.265.605	0,147	984	630	1.973	0,279	0,700	1,250	787
396	COCHARCAS	250.785	0,249	115	3.517	717	0,613	0,100	1,250	92
260	COLCHAGUA	1.892.882	0,330	689	1.431	3.012	0,416	0,700	1,250	551
270	COLCHAGUA	20.265.728	0,383	6.046	9.353	30.918	0,265	0,700	1,250	4.837

## 4. Demanda de Dimensionamiento...

ALIMENTADOR ( SE primaria )		Energía vendida en BT el año base ( 2003 ) [ kWh/año ]	Factor de carga de clientes BT $f_{cteBT}$	Potencia no coincidente en BT $P_{BT,NC}$	Capacidad instalada en T/D propios $\Sigma kVA_{T/D}$	Capacidad conectada o instalada en clientes BT $\Sigma kVA_{cteBT}$	Factor de demanda de clientes BT $f_{d,cteBT}$	Factor de demanda de los T/D $f_{d,T/D}$	Factor de diversidad de consumo de clientes BT a T/D $f_{div,cteBT,T/D}$	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [ kW ]
275	COLCHAGUA	3.094.236	0,157	2.248	3.157	5.830	0,474	0,700	1,250	1.798
280	COLCHAGUA	2.459.899	0,262	994	1.687	5.287	0,279	0,700	1,250	795
282	COLCHAGUA	2.726.336	0,262	1.186	2.035	4.958	0,359	0,700	1,250	949
290	COLCHAGUA	10.352.907	0,273	4.329	4.783	20.199	0,207	0,700	1,250	3.463
830	COLCURA 66/13.2 kV	0	0,000	0			0,000	0,700	0,000	0
890	COLCURA 66/13.2 kV	0	0,110	0			0,000	0,700	0,000	0
421	COLO COLO	16.724.221	0,240	7.945	7.537	23.090	0,286	0,700	1,250	6.356
422	COLO COLO	4.500.585	0,243	2.117	1.900	4.836	0,344	0,700	1,250	1.693
423	COLO COLO	9.315.399	0,304	3.495	4.300	7.215	0,521	0,700	1,250	2.796
424	COLO COLO	7.210.599	0,363	2.265	3.862	6.855	0,493	0,700	1,250	1.812
426	COLO COLO	10.158.708	0,290	3.993	6.275	9.832	0,558	0,700	1,250	3.194
427	COLO COLO	22.190.250	0,379	6.685	8.650	29.114	0,260	0,700	1,250	5.348
428	COLO COLO	11.758.056	0,279	4.813	4.872	13.299	0,321	0,700	1,250	3.851
429	COLO COLO	11.038.655	0,270	4.669	4.637	27.469	0,148	0,700	1,250	3.736
760	CORONEL	3.742.210	0,222	1.923	3.547	9.829	0,316	0,700	1,250	1.539
770	CORONEL	2.947.538	0,374	901	3.697	6.437	0,503	0,700	1,250	720
780	CORONEL	15.179.700	0,309	5.606	6.902	37.518	0,161	0,700	1,250	4.485
790	CORONEL	8.277.271	0,223	4.241	3.999	14.583	0,240	0,700	1,250	3.393
820	COYA (MACHALI)	1.057.793	0,305	396	595	2.370	0,220	0,700	1,250	317
647	DUQUECO	122.718	0,352	40	9.020	328	0,688	0,020	1,250	32
648	DUQUECO	458.080	0,302	173	2.780	628	0,553	0,100	1,250	139
441	EJÉRCITO	3.565.889	0,212	1.924	2.207	7.234	0,267	0,700	1,250	1.540
443	EJÉRCITO	3.542.243	0,129	3.126	1.212	7.248	0,146	0,700	1,250	2.501
445	EJÉRCITO	2.763.929	0,238	1.381	1.625	7.136	0,199	0,700	1,250	1.105
446	EJÉRCITO	10.775.122	0,200	6.136	4.653	19.168	0,212	0,700	1,250	4.909
449	EJÉRCITO	13.594.542	0,183	8.469	9.111	21.963	0,363	0,700	1,250	6.775
460	EJÉRCITO	4.419.853	0,203	2.491	2.334	10.490	0,195	0,700	1,250	1.993
463	EJÉRCITO	9.994.478	0,175	6.519	4.474	11.955	0,327	0,700	1,250	5.215
639	EL AVELLANO	896.972	0,271	378	10.770	1.171	0,690	0,060	1,250	303
645	EL AVELLANO	1.040.070	0,403	295	9.280	1.168	0,596	0,060	1,250	236
646	EL AVELLANO	4.911.398	0,306	1.830	2.259	9.454	0,209	0,700	1,250	1.464
242	EL MANZANO	2.614.404	0,141	2.119	1.210	4.817	0,220	0,700	1,250	1.695
243	EL MANZANO	1.932.204	0,132	1.669	1.510	3.623	0,365	0,700	1,250	1.335
805	ESCUADRÓN	0	0,369	0	150		0,000	0,700	0,000	0
806	ESCUADRÓN	4.782	0,295	2	2.555	22	0,726	0,005	1,250	1
807	ESCUADRÓN	1.305.122	0,375	397	5.787	852	0,594	0,070	1,250	318
114	FÁTIMA	5.347.026	0,206	2.966	2.692	6.176	0,381	0,700	1,250	2.373
116	FÁTIMA	10.034.386	0,183	6.250	4.678	15.552	0,263	0,700	1,250	5.000
117	FÁTIMA	848.069	0,215	450	2.294	1.070	0,536	0,200	1,250	360
162	GRANEROS	4.459.686	0,284	1.795	2.834	11.053	0,224	0,700	1,250	1.436
164	GRANEROS	1.273.200	0,144	1.012	783	1.960	0,350	0,700	1,250	810
168	GRANEROS	4.503.711	0,462	1.113	2.815	7.880	0,313	0,700	1,250	890
169	GRANEROS	5.356.286	0,192	3.187	2.601	12.804	0,178	0,700	1,250	2.550
127	HOSPITAL	6.110.816	0,165	4.215	4.302	7.840	0,480	0,700	1,250	3.372
138	HOSPITAL	4.411.140	0,211	2.392	2.743	6.377	0,376	0,700	1,250	1.913
264	LA RONDA	2.885.218	0,521	632	2.839	4.581	0,542	0,700	1,250	506
265	LA RONDA	69.918	0,283	28	145	75	0,725	0,300	1,250	23
266	LA RONDA	79.893	0,097	94	205	21	0,732	0,060	1,250	75
237	LAS CABRAS	5.841.585	0,179	3.732	3.002	12.727	0,206	0,700	1,250	2.986
238	LAS CABRAS	1.344.716	0,183	840	997	3.145	0,277	0,700	1,250	672
239	LAS CABRAS	4.557.599	0,237	2.197	1.954	8.558	0,200	0,700	1,250	1.758
510	LATORRE	2.140.074	0,264	925	945	3.482	0,237	0,700	1,250	740
511	LATORRE	5.185.173	0,105	5.616	1.962	10.195	0,168	0,700	1,250	4.492
512	LATORRE	7.606.005	0,140	6.185	4.294	8.434	0,445	0,700	1,250	4.948
513	LATORRE	8.166.486	0,202	4.620	3.590	17.517	0,179	0,700	1,250	3.696
686	LAUTARO	786.766	0,087	1.033	2.472	1.982	0,780	0,500	1,250	826
414	LIRQUÉN	5.305.864	0,206	2.944	2.572	11.408	0,197	0,700	1,250	2.355
415	LIRQUÉN	0	0,000	0			0,000	0,700	0,000	0
417	LIRQUÉN	0	0,000	0			0,000	0,700	0,000	0
186	LO MIRANDA	10.910.063	0,485	2.570	900	6.571	0,120	0,700	1,250	2.056
187	LO MIRANDA	2.761.820	0,225	1.401	1.216	5.622	0,189	0,700	1,250	1.121
188	LO MIRANDA	6.385.994	0,216	3.382	3.359	12.773	0,230	0,700	1,250	2.705
190	LO MIRANDA	1.638	0,646	0		4	0,000	0,700	0,000	0
453	LOMA COLORADA	3.313.931	0,209	1.808	8.604	6.586	0,653	0,400	1,250	1.446
454	LOMA COLORADA	9.982.277	0,362	3.150	8.145	26.558	0,268	0,700	1,250	2.520
459	LOMA COLORADA	947.342	0,423	256	1.659	3.210	0,452	0,700	1,250	205
710	LONCOCHE	1.076.781	0,436	282	4.455	3.976	0,960	0,700	1,250	226
155	LORETO	4.029.452	0,382	1.205	2.121	8.081	0,230	0,700	1,250	964
156	LORETO	1.698.767	0,308	631	1.265	3.888	0,285	0,700	1,250	504
620	LOS ANGELES - ALCAZAR	7.425.751	0,241	3.510	4.812	14.712	0,286	0,700	1,250	2.808
608	LOS ANGELES - PADRE HURTADO	1.598.158	0,120	1.523	7.407	5.214	0,710	0,400	1,250	1.219
610	LOS ANGELES - PAILLIHUE	12.985.531	0,305	4.859	5.997	31.841	0,165	0,700	1,250	3.887
560	MAHNS	3.898.662	0,121	3.679	2.179	7.371	0,259	0,700	1,250	2.944
565	MAHNS	7.274.043	0,290	2.859	4.329	14.798	0,256	0,700	1,250	2.287
570	MAHNS	10.252.271	0,207	5.642	6.846	31.510	0,190	0,700	1,250	4.514
581	MAHNS	0	0,302	0			0,000	0,700	0,000	0
590	MAHNS	1.400.920	0,150	1.068	587	3.681	0,140	0,700	1,250	854
216	MALLOA	0	0,002	0	15		0,000	0,700	0,000	0

#### 4. Demanda de Dimensionamiento...

ALIMENTADOR ( SE primaria )		Energía vendida en BT el año base ( 2003 ) [ kWh/año ]	Factor de carga de clientes BT $f_{c_{des}BT}$	Potencia no coincidente en BT $P_{BT,NC}$	Capacidad instalada en T/D propios $\Sigma KVA_{T/D}$	Capacidad conectada o instalada en clientes BT $\Sigma KVA_{c_{des}conectada}$	Factor de demanda de clientes BT $f_{d_{des}BT}$	Factor de demanda de los T/D $f_{d_{TT/D}}$	Factor de diversidad de consumo de clientes BT a T/D $f_{div_{des}BT/T/D}$	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [ kW ]
217	MALLOA	3.181.649	0,158	2.302	2.160	6.501	0,291	0,700	1,250	1.842
218	MALLOA	5.145.741	0,206	2.852	2.825	10.042	0,246	0,700	1,250	2.281
602	MANSO DE VELASCO	0	0,226	0			0,000	0,700	0,000	0
640	MANSO DE VELASCO	0	0,000	0			0,000	0,700	0,000	0
641	MANSO DE VELASCO	14.851.926	0,291	5.820	7.225	16.885	0,374	0,700	1,250	4.656
642	MANSO DE VELASCO	12.015.704	0,320	4.284	8.161	18.394	0,388	0,700	1,250	3.427
643	MANSO DE VELASCO	19.048.672	0,297	7.313	8.436	36.301	0,203	0,700	1,250	5.851
644	MANSO DE VELASCO	10.411.196	0,247	4.811	4.930	16.150	0,267	0,700	1,250	3.849
665	PADRE LAS CASAS	3.298.385	0,164	2.294	2.542	5.621	0,396	0,700	1,250	1.835
675	PADRE LAS CASAS	14.296.191	0,259	6.302	7.418	26.695	0,243	0,700	1,250	5.041
677	PADRE LAS CASAS	17.232.607	0,268	7.346	15.373	37.178	0,362	0,700	1,250	5.877
678	PADRE LAS CASAS	16.380.606	0,306	6.116	13.441	37.285	0,315	0,700	1,250	4.893
305	PANGUILLEMO	4.742.045	0,326	1.661	3.207	14.339	0,196	0,700	1,250	1.328
215	PELEQUÉN	3.923.535	0,204	2.199	1.887	5.179	0,319	0,700	1,250	1.759
450	PENCO	10.545.457	0,343	3.508	6.260	22.105	0,248	0,700	1,250	2.807
451	PENCO	8.505.693	0,297	3.271	3.393	18.357	0,162	0,700	1,250	2.617
534	PERALES	924.668	0,299	353	835	1.259	0,580	0,700	1,250	283
535	PERALES	4.839.781	0,330	1.672	2.704	8.565	0,276	0,700	1,250	1.338
537	PERALES	23.529.336	0,355	7.564	6.164	43.448	0,124	0,700	1,250	6.051
538	PERALES	11.820.185	0,208	6.493	5.390	24.581	0,192	0,700	1,250	5.194
539	PERALES	18.162.772	0,297	6.970	8.094	36.025	0,197	0,700	1,250	5.576
541	PERALES	0	0,000	0			0,000	0,700	0,000	0
320	PIDUCO	20.238.941	0,341	6.776	9.803	41.930	0,205	0,700	1,250	5.421
322	PIDUCO	14.602.042	0,265	6.298	8.735	21.394	0,357	0,700	1,250	5.038
323	PIDUCO	14.337.584	0,345	4.744	5.655	30.157	0,164	0,700	1,250	3.795
325	PIDUCO	15.386.716	0,278	6.318	10.988	23.507	0,409	0,700	1,250	5.055
679	PILLANLELBÚN	9.249	0,563	2	70	13	0,673	0,100	1,250	2
107	PIRQUE	3.822.954	0,376	1.160	1.747	3.453	0,443	0,700	1,250	928
108	PIRQUE	2.294.595	0,131	1.995	1.637	2.635	0,544	0,700	1,250	1.596
109	PIRQUE	4.314.017	0,159	3.097	2.900	5.874	0,432	0,700	1,250	2.478
697	PITRUFQUÉN	7.107.938	0,225	3.609	4.502	15.714	0,251	0,700	1,250	2.887
768	PUCHOCO	1.342.711	0,056	2.740	1.277	3.584	0,312	0,700	1,250	2.192
769	PUCHOCO	0	0,134	0	1.600		0,000	0,700	0,000	0
122	PUENTE ALTO	798.703	2,438	37	545	745	0,640	0,700	1,250	30
123	PUENTE ALTO	1.047.368	0,073	1.648	1.045	1.393	0,656	0,700	1,250	1.318
124	PUENTE ALTO	619.875	0,326	217	257	766	0,294	0,700	1,250	174
660	PUMAHUE	14.882.794	0,427	3.983	8.826	19.052	0,405	0,700	1,250	3.186
670	PUMAHUE	1.194.880	0,099	1.373	1.795	1.939	0,810	0,700	1,250	1.098
690	PUMAHUE	12.786.447	0,246	5.936	7.604	30.394	0,219	0,700	1,250	4.749
692	PUMAHUE	1.304.317	0,142	1.049	2.565	1.161	0,828	0,300	1,250	840
695	PUMAHUE	14.769.483	0,333	5.071	7.640	25.106	0,266	0,700	1,250	4.057
900	QUINAHUE	0	0,000	0	3.612		0,000	0,700	0,000	0
160	RANCAGUA	10.006.173	0,297	3.845	4.263	17.973	0,208	0,700	1,250	3.076
161	RANCAGUA	12.532.762	0,190	7.513	6.288	25.682	0,214	0,700	1,250	6.011
163	RANCAGUA	11.518.136	0,272	4.826	4.674	26.933	0,152	0,700	1,250	3.861
170	RANCAGUA	12.132.912	0,206	6.739	7.225	17.891	0,353	0,700	1,250	5.391
175	RANCAGUA	10.997.908	0,241	5.209	5.228	17.142	0,267	0,700	1,250	4.167
180	RANCAGUA	12.528.984	0,252	5.670	5.600	27.482	0,178	0,700	1,250	4.536
185	RANCAGUA	9.708.906	0,165	6.716	3.527	18.246	0,169	0,700	1,250	5.373
195	RANCAGUA	23.238.628	0,369	7.182	11.458	41.971	0,239	0,700	1,250	5.746
210	RENGO	15.316.075	0,304	5.750	9.050	27.592	0,287	0,700	1,250	4.600
220	RENGO	7.548.074	0,268	3.214	4.666	15.242	0,268	0,700	1,250	2.571
223	RENGO	1.809.342	0,096	2.147	1.660	3.417	0,425	0,700	1,250	1.718
225	RENGO	233.499	0,509	52	860	388	0,554	0,200	1,250	42
176	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	4.903.869	0,306	1.829	3.692	8.844	0,365	0,700	1,250	1.463
177	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	152.062	0,132	132	625	164	0,715	0,150	1,250	106
312	SAN MIGUEL	2.837.947	0,274	1.183	4.792	4.333	0,968	0,700	1,250	946
345	SAN MIGUEL	4.022.511	0,142	3.228	4.621	6.209	0,651	0,700	1,250	2.582
455	SAN PEDRO	15.414.619	0,313	5.623	5.075	27.773	0,160	0,700	1,250	4.499
456	SAN PEDRO	5.365.473	0,305	2.007	3.037	8.761	0,303	0,700	1,250	1.606
457	SAN PEDRO	12.726.142	0,320	4.542	7.198	20.794	0,303	0,700	1,250	3.634
230	SAN VICENTE TT	6.812.498	0,637	1.221	1.912	10.443	0,160	0,700	1,250	977
234	SAN VICENTE TT	10.230.414	0,232	5.041	5.602	18.134	0,270	0,700	1,250	4.033
236	SAN VICENTE TT	4.775.298	0,189	2.890	2.775	10.811	0,225	0,700	1,250	2.312
240	SAN VICENTE TT	8.174.273	0,186	5.007	4.576	15.914	0,252	0,700	1,250	4.006
372	SANTA ELVIRA	7.983.049	0,244	3.742	8.469	13.156	0,563	0,700	1,250	2.994
373	SANTA ELVIRA	5.222.744	0,332	1.796	9.906	7.238	0,513	0,300	1,250	1.437
374	SANTA ELVIRA	20.657.418	0,393	5.999	12.339	42.382	0,255	0,700	1,250	4.799
375	SANTA ELVIRA	10.956.307	0,236	5.293	5.775	11.483	0,440	0,700	1,250	4.235
376	SANTA ELVIRA	9.052.550	0,182	5.692	5.062	11.474	0,386	0,700	1,250	4.554

## 4. Demanda de Dimensionamiento...

ALIMENTADOR ( SE primaria )	Energía vendida en BT el año base ( 2003 ) [ kWh/año ]	Factor de carga de clientes BT $f_{c_{cteBT}}$	Potencia no coincidente en BT $P_{BT\_NC}$	Capacidad instalada en T/D propios $\Sigma kVA_{T/D}$	Capacidad conectada o instalada en clientes BT $\Sigma kVA_{cteBT}$	Factor de demanda de clientes BT $fd_{cteBT}$	Factor de demanda de los T/D $fd_{T/D}$	Factor de diversidad de consumo de clientes BT a T/D $fd_{div_{cteBT/T/D}}$	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [ kW ]
308 TALCA TRAF0 1	8.081.148	0,267	3.454	8.751	19.129	0,400	0,700	1,250	2.763
310 TALCA TRAF0 1	6.983.963	0,295	2.702	5.793	11.496	0,441	0,700	1,250	2.162
315 TALCA TRAF0 1	1.148.152	0,018	7.354	561	2.108	0,233	0,700	1,250	5.883
326 TALCA TRAF0 2	12.606.649	0,262	5.095	8.057	18.830	0,374	0,700	1,250	4.076
327 TALCA TRAF0 2	14.804.260	0,265	5.930	7.340	34.520	0,186	0,700	1,250	4.744
330 TALCA TRAF0 2	8.959.687	0,258	3.965	2.624	12.680	0,181	0,700	1,250	3.172
514 TALCAHUANO	3.781.147	0,214	2.021	2.399	9.219	0,228	0,700	1,250	1.617
515 TALCAHUANO	9.349.391	0,279	3.826	5.119	19.059	0,235	0,700	1,250	3.061
520 TALCAHUANO	1.822.513	0,083	2.494	590	3.909	0,132	0,700	1,250	1.996
540 TALCAHUANO	2.672.052	0,281	1.084	1.879	4.965	0,331	0,700	1,250	868
545 TALCAHUANO	6.331.253	0,326	2.215	2.701	10.982	0,215	0,700	1,250	1.772
547 TALCAHUANO	19.545.385	0,302	7.400	7.134	35.732	0,175	0,700	1,250	5.920
825 TERMAS	10.774	0,102	12	15	22	0,597	0,700	1,250	10
596 TOME - COELEMU	0	0,000	0			0,000	0,700	0,000	0
597 TOME - COELEMU	873.864	0,174	574	1.005	3.595	0,245	0,700	1,250	459
598 TOME - COELEMU	529.090	0,185	326	730	2.100	0,304	0,700	1,250	261
530 TUMBES	5.896.810	0,204	3.307	2.264	14.814	0,134	0,700	1,250	2.646
531 TUMBES	238.388	0,349	78	5	699	0,006	0,700	1,250	62
532 TUMBES	2.206	0,262	1		7	0,000	0,700	0,000	0
533 TUMBES	1.818.577	0,226	917	1.118	4.388	0,224	0,700	1,250	733
715 VILLARRICA	10.638.840	0,144	8.422	9.667	22.010	0,384	0,700	1,250	6.738
720 VILLARRICA	16.903.388	0,366	5.003	9.591	33.210	0,253	0,700	1,250	4.002
725 VILLARRICA	944.283	0,127	849	1.110	2.611	0,372	0,700	1,250	679
730 VILLARRICA	11.956.768	0,184	7.401	13.989	37.117	0,330	0,700	1,250	5.921
735 VILLARRICA	2.028.684	0,072	3.235	3.147	7.191	0,363	0,700	1,250	2.588
	1.530.010.780		691.952	923.107	2.803.020				553.560

ALIMENTADOR ( SE primaria )	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [ kW ]	Pérdidas en la red BT $\Delta P_{BT\_NC}$ [ kW ]	Energía vendida en AT el año base ( 2003 ) [ kWh/año ]	Factor de carga de clientes AT $f_{c_{cteAT}}$	Potencia no coincidente en AT $P_{AT\_NC}$	Capacidad instalada en T/D propios y de clientes AT $\Sigma kVA_{T/D+TP}$	Potencia aparente máxima ingresada al alimentador AT $kVA_{cteATmax}$	Factor de demanda de alimentadores AT $fd_{atlu}$	Factor de demanda de los trafos propios y particulares $fd_{TDP}$	Factor de diversidad de consumo de clientes AT y T/D a alimentador $fd_{div_{AT/TP}}$	Potencia de diseño en AT $P_{AT}$ [ kW ]
410 ANDALIÉN	2.714	201	3.925.702	0,260	5.316	9.284	3.516	0,238	0,150	1,667	3.189
420 ANDALIÉN	6.885	510	13.608.582	0,334	13.770	15.484	9.043	0,153	0,150	1,679	8.203
430 ANDALIÉN	4.417	327	4.535.903	0,325	7.440	11.167	5.473	0,204	0,150	1,499	4.964
432 ANDALIÉN	5.124	380	191.150	0,229	6.880	4.813	5.753	0,476	0,750	1,318	5.218
440 ANDALIÉN	3.932	292	312.781	0,117	5.511	1.924	4.581	0,238	0,750	1,326	4.155
448 ANDALIÉN	3.160	234	637.928	0,348	4.394	4.773	3.656	0,394	0,400	1,325	3.316
766 ARENAS BLANCAS	3.516	261	11.519.557	0,348	8.432	6.748	5.581	0,254	0,350	1,686	5.062
767 ARENAS BLANCAS	1.283	95	1.189.255	0,306	2.142	1.947	1.591	0,330	0,400	1,484	1.443
110 BUIN	1.553	115	15.493.219	0,417	6.302	16.062	5.108	0,324	0,140	1,360	4.633
111 BUIN	0	0	16.042.518	0,372	4.928	8.630	5.181	0,556	0,350	1,053	4.682
120 BUIN	2.882	214	10.212.480	0,334	7.311	9.073	4.860	0,281	0,250	1,658	4.409
130 BUIN	734	54	20.840.793	0,377	7.277	15.161	7.204	0,661	0,350	1,114	6.535
131 BUIN	1.942	144	5.572.983	0,151	6.790	4.636	5.215	0,464	0,750	1,435	4.730
140 BUIN	1.472	109	16.043.888	0,429	6.223	11.972	5.181	0,436	0,250	1,329	4.682
141 BUIN	1.837	136	137.056	0,417	2.469	3.047	2.065	0,392	0,350	1,319	1.873
191 CACHAPOAL	3.540	262	4.255.262	0,250	6.633	8.127	4.495	0,278	0,250	1,627	4.077
192 CACHAPOAL	5.629	417	8.376.159	0,293	10.718	10.369	7.204	0,307	0,350	1,640	6.535
193 CACHAPOAL	890	66	15.437.881	0,284	7.393	13.651	7.237	0,586	0,350	1,126	6.564
194 CACHAPOAL	503	37	10.358.173	0,224	5.951	8.577	5.946	0,458	0,350	1,103	5.394
196 CACHAPOAL	3.994	296	2.965.335	0,221	6.818	5.111	4.968	0,238	0,350	1,513	4.506
197 CACHAPOAL	2.043	151	6.572.516	0,165	7.253	6.607	5.581	0,289	0,350	1,433	5.062
198 CACHAPOAL	3.462	256	18.713.717	0,281	12.168	22.924	9.355	0,427	0,250	1,434	8.485
199 CACHAPOAL	1.730	128	19.310.702	0,448	7.208	15.281	5.914	0,481	0,250	1,344	5.364
461 CHIGUAYANTE	116	9		0,397	154	267	129	0,550	0,350	1,316	117
462 CHIGUAYANTE	3.113	231	1.501.898	0,479	4.479	7.731	3.710	0,548	0,350	1,331	3.365
464 CHIGUAYANTE	2.742	203	2.204.296	0,311	4.440	4.359	3.388	0,312	0,350	1,441	3.082
467 CHIGUAYANTE	4.035	299	13.389.866	0,355	9.653	11.653	6.387	0,274	0,250	1,686	5.793
468 CHIGUAYANTE	0	0	27.811.800	0,723	4.394	8.275	4.602	0,598	0,350	1,053	4.174
469 CHIGUAYANTE	4.725	350	850.474	0,349	6.534	8.879	5.441	0,431	0,350	1,324	4.935
380 CHILLÁN 1	4.083	303	6.942.008	0,361	7.485	9.309	5.181	0,282	0,250	1,599	4.682
360 CHILLÁN 2	4.631	343	13.795.929	0,418	9.897	17.877	6.484	0,246	0,150	1,683	5.881
363 CHILLÁN 3	6.336	470	1.052.383	0,359	8.724	10.794	7.269	0,393	0,350	1,323	6.593
276 CHIMBARONGO	1.964	146	7.539.942	0,299	5.479	8.742	3.763	0,362	0,250	1,605	3.414
278 CHIMBARONGO	1.353	100	1.485.226	0,171	2.769	4.356	1.806	0,214	0,150	1,690	1.639
661 CHIVILCÁN	6.299	467	10.260.630	0,320	11.998	15.192	8.065	0,287	0,250	1,640	7.315
662 CHIVILCÁN	6.320	469	258.734	0,287	8.472	9.184	7.086	0,343	0,350	1,318	6.427
663 CHIVILCÁN	4.423	328	7.762.227	0,317	8.649	13.633	5.720	0,357	0,250	1,667	5.189
664 CHIVILCÁN	5.273	391	5.318.725	0,379	8.584	13.290	6.505	0,351	0,250	1,455	5.901
673 CHIVILCÁN	5.605	416	7.532.218	0,322	10.094	14.990	7.086	0,337	0,250	1,570	6.427
674 CHIVILCÁN	7.074	524	3.383.566	0,383	10.374	14.830	8.570	0,454	0,350	1,335	7.773
226 CHUMAQUITO	3.039	225	8.159.216	0,205	8.575	9.487	5.946	0,351	0,350	1,590	6.394
227 CHUMAQUITO	177	13	11.034.661	0,370	3.638	8.800	3.710	0,768	0,350	1,081	3.365
228 CHUMAQUITO	157	12	25.543.998	0,657	4.644	9.983	4.774	0,682	0,350	1,072	4.330
229 CHUMAQUITO	787	58	3.830.032	0,176	3.522	5.935	2.968	0,535	0,350	1,309	2.692

#### 4. Demanda de Dimensionamiento...



ALIMENTADOR ( SE primaria )	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [ kW ]	Pérdidas en la red BT $\Delta P_{BT,NC}$ [ kW ]	Energía vendida en AT el año base ( 2003 ) [ kWh/año ]	Factor de carga de clientes AT $f_{c_{tesAT}}$	Potencia no coincidente en AT $P_{AT,NC}$	Capacidad instalada en T/D propios y de clientes AT $\Sigma kVA_{T/D+TP}$	Potencia aparente máxima ingresada al alimentador AT kVActes <sup>MáxAlim</sup>	Factor de demanda de alimentadores AT $f_{d_{alim}}$	Factor de diversidad de los trafos propios y particulares $f_{d_{TDP}}$	Factor de diversidad de consumo de clientes AT y T/D a alimentador $f_{div_{AT+T/D}}$	Potencia de diseño en AT $P_{AT}$ [ kW ]
227 CHUMAQUITO	177	13	11.034.661	0,370	3.638	8.800	3.710	0,768	0,350	1,081	3.365
228 CHUMAQUITO	157	12	25.543.998	0,657	4.644	9.983	4.774	0,682	0,350	1,072	4.330
229 CHUMAQUITO	787	58	3.830.032	0,176	3.522	5.935	2.968	0,535	0,350	1,309	2.692
396 COCHARCAS	92	7	6.746.675	0,299	2.699	5.417	2.774	0,637	0,350	1,072	2.516
260 COLCHAGUA	551	41	10.156.317	0,396	3.657	7.248	3.484	0,629	0,350	1,157	3.160
270 COLCHAGUA	4.837	359	1.986.961	0,459	6.899	10.538	5.720	0,485	0,350	1,330	5.189
275 COLCHAGUA	1.798	133	5.063.529	0,189	5.446	8.533	3.903	0,355	0,250	1,538	3.540
280 COLCHAGUA	795	59	6.882.975	0,339	3.304	4.909	2.710	0,472	0,350	1,344	2.458
282 COLCHAGUA	949	70	4.830.454	0,315	3.008	6.975	2.204	0,316	0,150	1,504	1.999
290 COLCHAGUA	3.463	257	3.867.730	0,328	5.933	6.653	4.323	0,356	0,350	1,513	3.921
830 COLCURA 66/13.2 kV	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0,750	0,000	0
890 COLCURA 66/13.2 kV	0	0	1.773.300	0,131	1.540	2.250	1.613	0,464	0,350	1,053	1.463
421 COLO COLO	6.356	471	1.712.682	0,288	9.094	8.087	7.538	0,282	0,350	1,330	6.837
422 COLO COLO	1.693	126	8.046.339	0,291	5.396	5.900	3.957	0,347	0,350	1,503	3.589
423 COLO COLO	2.796	207	457.007	0,365	3.845	4.550	3.204	0,376	0,350	1,323	2.906
424 COLO COLO	1.812	134	0	0,436	2.400	3.862	2.011	0,511	0,350	1,316	1.824
426 COLO COLO	3.194	237	6.924.078	0,349	6.498	7.975	4.237	0,278	0,250	1,691	3.843
427 COLO COLO	5.348	396	2.700.254	0,455	7.760	10.470	6.419	0,428	0,350	1,333	5.823
428 COLO COLO	3.851	285	3.341.492	0,335	6.239	6.872	4.774	0,350	0,350	1,441	4.330
429 COLO COLO	3.736	277	10.215.998	0,324	8.548	11.857	5.634	0,315	0,250	1,672	5.111
760 CORONEL	1.539	114	5.627.855	0,267	4.448	5.077	3.118	0,362	0,350	1,573	2.828
770 CORONEL	720	53	28.798.602	0,448	8.287	26.947	8.269	0,737	0,250	1,105	7.500
780 CORONEL	4.485	332	2.980.151	0,371	6.856	7.822	5.581	0,362	0,350	1,354	5.062
790 CORONEL	3.393	252	11.558.161	0,267	9.427	12.931	6.473	0,311	0,250	1,606	5.872
820 COYA (MACHALI)	317	23	14.756	0,366	424	610	355	0,457	0,350	1,318	322
647 DUQUECO	32	2	17.461.490	0,422	4.761	9.320	4.968	0,622	0,350	1,056	4.506
648 DUQUECO	139	10	3.533.752	0,362	1.297	3.095	1.280	0,758	0,350	1,118	1.161
441 EJÉRCITO	1.540	114	1.509.289	0,254	2.717	3.807	1.925	0,318	0,250	1,556	1.746
443 EJÉRCITO	2.501	185	7.664.505	0,155	8.949	6.462	6.892	0,229	0,350	1,431	6.252
445 EJÉRCITO	1.105	82	0	0,274	1.463	1.625	1.226	0,353	0,350	1,316	1.112
446 EJÉRCITO	4.909	364	4.137.097	0,241	8.463	5.863	6.108	0,220	0,350	1,528	5.540
449 EJÉRCITO	6.775	502	9.883.056	0,220	14.102	17.778	9.215	0,286	0,250	1,687	8.359
460 EJÉRCITO	1.993	148	650.738	0,243	2.945	2.829	2.430	0,305	0,350	1,336	2.204
463 EJÉRCITO	5.215	387	3.483.943	0,210	8.799	6.831	6.473	0,246	0,350	1,498	5.872
639 EL AVELLANO	303	22	25.506.368	0,325	9.363	11.520	9.634	0,837	0,750	1,071	8.739
645 EL AVELLANO	236	17	17.233.677	0,484	4.378	10.225	4.452	0,741	0,350	1,084	4.038
646 EL AVELLANO	1.464	109	577.636	0,368	2.118	2.649	1.753	0,397	0,350	1,332	1.590
242 EL MANZANO	1.695	126	1.735.622	0,169	3.417	4.435	2.226	0,294	0,250	1,692	2.019
243 EL MANZANO	1.335	99	1.719.740	0,159	3.006	3.420	1.978	0,258	0,250	1,675	1.795
805 ESCUADRÓN	0	0	20.338.500	0,443	5.246	10.150	5.495	0,614	0,350	1,053	4.984
806 ESCUADRÓN	1	0	13.544.884	0,354	4.374	7.200	4.581	0,523	0,350	1,053	4.155
807 ESCUADRÓN	318	24	19.175.611	0,450	5.286	11.399	5.355	0,685	0,350	1,088	4.857
114 FÁTIMA	2.373	176	10.921.550	0,247	8.191	12.501	6.226	0,346	0,250	1,450	5.647
116 FÁTIMA	5.000	371	10.549.264	0,220	12.095	16.622	8.011	0,312	0,250	1,665	7.266
117 FÁTIMA	360	27	12.331.053	0,258	5.924	11.716	6.000	0,628	0,350	1,089	5.442
162 GRANEROS	1.436	106	6.766.308	0,340	4.170	7.489	2.925	0,244	0,150	1,572	2.653
164 GRANEROS	810	60	4.457.113	0,172	4.025	5.111	3.527	0,403	0,350	1,258	3.199
168 GRANEROS	890	66	19.438.126	0,555	5.180	9.551	4.742	0,585	0,350	1,204	4.301
169 GRANEROS	2.550	189	5.450.669	0,230	6.079	7.066	4.022	0,264	0,250	1,667	3.648
127 HOSPITAL	3.372	250	6.934.078	0,199	8.451	11.539	5.613	0,310	0,250	1,660	5.091
138 HOSPITAL	1.913	142	8.901.261	0,253	6.556	9.918	4.978	0,343	0,250	1,452	4.516
264 LA RONDA	506	37	10.598.592	0,625	2.604	7.911	2.312	0,413	0,150	1,242	2.097
265 LA RONDA	23	2	14.556.198	0,340	4.920	9.360	5.140	0,604	0,350	1,055	4.662
266 LA RONDA	75	6	5.308.887	0,116	5.318	4.550	5.527	0,582	0,750	1,061	5.013
237 LAS CABRAS	2.986	221	8.081.895	0,214	8.257	10.952	5.667	0,301	0,250	1,606	5.140
238 LAS CABRAS	672	50	1.815.877	0,219	1.835	2.374	1.247	0,293	0,250	1,622	1.131
239 LAS CABRAS	1.758	130	2.170.684	0,284	3.199	4.137	2.226	0,293	0,250	1,585	2.019
510 LATORRE	740	55	20.595.635	0,317	8.400	14.670	8.376	0,554	0,350	1,106	7.598
511 LATORRE	4.492	333	4.876.760	0,126	10.367	12.162	6.839	0,266	0,250	1,671	6.203
512 LATORRE	4.948	367	4.532.798	0,168	9.623	9.674	6.419	0,319	0,350	1,653	5.823
513 LATORRE	3.696	274	13.564.626	0,242	11.288	16.915	8.097	0,340	0,250	1,537	7.344
686 LAUTARO	826	61	1.199.941	0,104	2.406	2.982	1.688	0,393	0,350	1,571	1.531
414 LIRQUÉN	2.355	175	3.859.589	0,247	4.903	6.347	3.204	0,294	0,250	1,687	2.906
415 LIRQUÉN	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0,750	0,000	0
417 LIRQUÉN	0	0	0	0,000	0	3.000	3.742	0,000	0,750	0,000	0
186 LO MIRANDA	2.056	152	20.052.736	0,582	6.659	8.815	4.935	0,420	0,350	1,487	4.477
187 LO MIRANDA	1.121	83	3.151.223	0,270	2.816	3.836	1.871	0,309	0,250	1,660	1.697
188 LO MIRANDA	2.705	201	3.253.615	0,259	5.018	6.711	3.430	0,303	0,250	1,613	3.111
190 LO MIRANDA	0	0	61.036.259	0,776	8.983	11.500	9.409	0,871	0,750	1,053	8.534
453 LOMA COLORADA	1.446	107	13.932.101	0,251	8.250	19.269	7.538	0,530	0,250	1,207	6.837
454 LOMA COLORADA	2.520	187	24.520.363	0,434	9.784	18.215	7.817	0,422	0,250	1,380	7.091
459 LOMA COLORADA	205	15	27.725.240	0,507	6.507	12.029	6.899	0,587	0,350	1,071	6.076
710 LONCOCHE	226	17	8.176.557	0,523	2.084	5.185	2.054	0,790	0,350	1,118	1.863
155 LORETO	964	71	8.412.404	0,458	3.374	5.692	2.591	0,383	0,250	1,435	2.351
156 LORETO	504	37	7.194.415	0,369	2.894	6.308	2.645	0,494	0,250	1,206	2.399
620 LOS ANGELES - ALCAZAR	2.808	208	10.032.961	0,290	7.671	8.402	5.215	0,348	0,350	1,622	4.730



## 4. Demanda de Dimensionamiento...

ALIMENTADOR ( SE primaria )	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [ kW ]	Pérdidas en la red BT $\Delta P_{BT,NC}$ [ kW ]	Energía vendida en AT el año base ( 2003 ) [ kWh/año ]	Factor de carga de clientes AT $f_{cotesAT}$	Potencia no coincidente en AT $P_{AT,NC}$	Capacidad instalada en T/D propios y de clientes AT $\Sigma kVA_{T/D+TP}$	Potencia aparente máxima ingresada al alimentador AT $kVA_{ActesMáxAlim}$	Factor de demanda de alimentadores AT $f_{d_{alim}}$	Factor de demanda de los trafos propios y particulares $f_{d_{TDP}}$	Factor de diversidad de consumo de clientes AT y T/D a alimentador $f_{divATalim}$	Potencia de diseño en AT $P_{AT}$ [ kW ]
608 LOS ANGELES - PADRE HURTADO	1.219	90	4.006.958	0,144	4.797	7.614	3.839	0,504	0,360	1,378	3.482
610 LOS ANGELES - PAILIHUE	3.887	288	7.187.512	0,366	7.392	9.107	4.968	0,279	0,250	1,640	4.506
560 MAHNS	2.944	218	4.895.527	0,145	7.758	3.879	5.215	0,323	0,750	1,640	4.730
565 MAHNS	2.287	170	12.489.191	0,349	7.118	6.829	5.181	0,296	0,360	1,520	4.682
570 MAHNS	4.514	335	1.743.624	0,249	6.776	9.041	5.581	0,424	0,360	1,339	5.062
581 MAHNS	0	0	10.135.163	0,362	3.193	2.250	3.344	0,479	0,750	1,053	3.033
590 MAHNS	854	63	115.026	0,180	1.204	662	1.000	0,374	0,750	1,327	907
216 MALLOA	0	0	12.794	0,002	585	20	613	0,023	0,750	1,053	556
217 MALLOA	1.842	137	3.681.411	0,189	4.659	6.331	3.097	0,308	0,250	1,659	2.809
218 MALLOA	2.281	169	6.321.476	0,247	5.940	7.784	3.957	0,297	0,250	1,655	3.589
602 MANSO DE VELASCO	0	0	6.271.200	0,271	2.639	5.000	2.763	0,602	0,360	1,053	2.507
640 MANSO DE VELASCO	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0,750	0,000	0
641 MANSO DE VELASCO	4.656	345	4.458.166	0,350	7.621	9.450	5.774	0,394	0,360	1,455	5.238
642 MANSO DE VELASCO	3.427	254	10.828.072	0,384	7.756	13.138	5.108	0,230	0,150	1,674	4.633
643 MANSO DE VELASCO	5.851	434	671.495	0,357	7.962	8.511	6.645	0,339	0,360	1,321	6.028
644 MANSO DE VELASCO	3.849	285	5.993.865	0,296	7.405	8.125	4.935	0,348	0,360	1,654	4.477
665 PADRE LAS CASAS	1.835	136	8.849.190	0,197	7.559	8.812	6.194	0,370	0,360	1,346	5.618
675 PADRE LAS CASAS	5.041	374	9.037.500	0,311	9.995	11.953	6.559	0,271	0,250	1,680	5.950
677 PADRE LAS CASAS	5.877	436	16.101.389	0,321	13.502	22.735	8.903	0,229	0,150	1,672	8.076
678 PADRE LAS CASAS	4.893	363	4.485.166	0,367	7.875	16.431	6.086	0,473	0,250	1,427	5.620
305 PANQUILEMO	1.328	98	13.086.949	0,391	5.578	10.967	4.581	0,446	0,250	1,343	4.155
215 PELEQUÉN	1.759	130	5.608.464	0,244	4.948	6.187	3.430	0,284	0,250	1,590	3.111
450 PENCO	2.807	208	9.504.657	0,412	6.352	14.937	4.183	0,320	0,150	1,674	3.794
451 PENCO	2.617	194	5.212.315	0,356	5.136	6.948	3.398	0,307	0,250	1,666	3.082
534 PERALES	283	21	22.231.964	0,359	7.453	13.305	7.645	0,567	0,360	1,075	6.935
535 PERALES	1.338	99	14.476.907	0,396	5.940	11.646	5.000	0,445	0,250	1,310	4.535
537 PERALES	6.051	449	9.615.215	0,426	10.588	11.504	7.570	0,345	0,360	1,542	6.866
538 PERALES	5.194	385	5.386.996	0,249	9.344	9.130	6.559	0,310	0,360	1,570	5.950
539 PERALES	5.576	413	4.927.562	0,357	8.959	12.619	6.925	0,447	0,360	1,426	6.281
541 PERALES	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0,750	0,000	0
320 PIDUCO	5.421	402	3.743.471	0,409	8.222	13.493	6.899	0,521	0,360	1,353	6.076
322 PIDUCO	5.038	374	5.065.584	0,318	8.492	11.365	6.247	0,425	0,360	1,499	5.667
323 PIDUCO	3.795	281	133.390	0,414	5.062	6.232	4.237	0,391	0,360	1,317	3.843
325 PIDUCO	5.055	375	3.220.859	0,334	7.795	13.795	6.280	0,401	0,250	1,369	5.696
679 PILLANLEBÚN	2	0	12.937.612	0,676	2.188	7.670	2.290	0,795	0,250	1,053	2.077
107 PIRQUE	928	69	7.530.117	0,451	3.134	4.650	2.355	0,336	0,250	1,467	2.136
108 PIRQUE	1.596	118	559.462	0,158	2.518	2.785	1.988	0,351	0,360	1,411	1.785
109 PIRQUE	2.478	184	3.176.015	0,191	5.181	6.146	3.387	0,269	0,250	1,686	3.072
697 PITRUFUQUÉN	2.887	214	4.623.531	0,270	5.779	7.492	3.796	0,294	0,250	1,679	3.443
768 PUCHOCO	2.192	163	2.257.200	0,067	6.742	1.277	4.882	0,129	0,750	1,523	4.428
769 PUCHOCO	0	0	4.296.578	0,160	3.059	5.350	3.204	0,555	0,360	1,053	2.906
122 PUENTE ALTO	30	2	17.290.783	2,925	714	1.224	731	0,544	0,360	1,077	663
123 PUENTE ALTO	1.318	98	1.073.376	0,087	3.153	3.439	2.086	0,346	0,360	1,666	1.892
124 PUENTE ALTO	174	13	223.784	0,391	295	372	215	0,400	0,360	1,513	195
660 PUMAHUE	3.186	236	2.167.698	0,512	4.703	9.971	3.882	0,481	0,250	1,336	3.521
670 PUMAHUE	1.098	81	4.033.746	0,119	5.316	4.990	4.602	0,298	0,360	1,274	4.174
690 PUMAHUE	4.749	352	2.132.640	0,295	7.114	8.834	5.860	0,394	0,360	1,338	5.316
692 PUMAHUE	840	62	3.613.607	0,170	3.534	3.760	2.903	0,338	0,360	1,342	2.633
695 PUMAHUE	4.057	301	10.258.087	0,399	8.306	12.335	5.419	0,337	0,250	1,690	4.916
900 QUINAHUE	0	0	0	0,000	0	3.612	1.247	0,000	0,750	0,000	0
160 RANCAGUA	3.076	228	3.643.056	0,357	5.239	7.988	3.817	0,320	0,250	1,513	3.462
161 RANCAGUA	6.011	446	14.267.482	0,229	15.087	18.340	10.022	0,276	0,250	1,680	9.090
163 RANCAGUA	3.861	286	370.751	0,327	5.242	4.954	4.376	0,300	0,360	1,321	3.970
170 RANCAGUA	5.391	400	5.649.939	0,247	9.754	11.493	6.785	0,374	0,360	1,585	6.154
175 RANCAGUA	4.167	309	10.348.847	0,289	9.602	11.188	6.333	0,264	0,250	1,671	5.745
180 RANCAGUA	4.536	336	9.118.569	0,303	9.445	11.203	6.172	0,269	0,250	1,687	5.598
185 RANCAGUA	5.373	398	5.826.436	0,198	10.473	8.997	6.925	0,273	0,360	1,667	6.281
195 RANCAGUA	5.746	426	23.079.604	0,443	13.553	13.878	8.957	0,325	0,360	1,668	8.125
210 RENGÓ	4.600	341	13.876.143	0,365	10.432	18.187	6.871	0,237	0,150	1,674	6.232
220 RENGÓ	2.571	191	7.762.060	0,322	6.158	10.106	4.075	0,223	0,150	1,666	3.697
223 RENGÓ	1.718	127	6.582.648	0,115	8.785	7.585	7.720	0,587	0,750	1,254	7.003
225 RENGÓ	42	3	10.490.164	0,611	2.014	4.155	2.086	0,655	0,360	1,065	1.892
176 SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	1.463	108	10.713.148	0,367	5.268	14.066	4.097	0,363	0,150	1,418	3.716
177 SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	106	8	4.715.667	0,158	3.548	7.174	3.656	0,642	0,360	1,070	3.316
312 SAN MIGUEL	946	70	12.696.359	0,329	5.664	13.362	5.247	0,535	0,250	1,190	4.760
345 SAN MIGUEL	2.582	191	3.403.473	0,171	5.695	6.106	3.742	0,340	0,360	1,678	3.394
455 SAN PEDRO	4.499	334	140.253	0,376	5.999	5.570	5.022	0,295	0,360	1,317	4.555
456 SAN PEDRO	1.606	119	5.398.445	0,366	3.791	7.335	2.505	0,263	0,150	1,668	2.273
457 SAN PEDRO	3.634	269	2.274.414	0,384	5.488	9.310	4.516	0,539	0,360	1,340	4.096
230 SAN VICENTE TT	977	72	25.214.641	0,764	5.060	8.637	4.495	0,542	0,360	1,241	4.077
234 SAN VICENTE TT	4.033	299	5.157.006	0,278	7.457	10.390	5.097	0,316	0,250	1,613	4.623
236 SAN VICENTE TT	2.312	171	4.649.752	0,226	5.406	7.382	3.570	0,310	0,250	1,669	3.238
240 SAN VICENTE TT	4.006	297	5.950.530	0,224	8.342	11.478	5.452	0,312	0,250	1,687	4.945
372 SANTA ELVIRA	2.994	222	11.594.214	0,292	8.493	12.034	5.892	0,321	0,250	1,589	5.345
373 SANTA ELVIRA	1.437	107	23.848.716	0,398	8.738	16.031	8.108	0,582	0,360	1,188	7.354
374 SANTA ELVIRA	4.799	356	6.941.184	0,472	8.035	14.894	5.968	0,420	0,250	1,484	5.413
375 SANTA ELVIRA	4.235	314	1.344.789	0,284	6.149	7.000	5.086	0,361	0,360	1,333	4.613



## 4. Demanda de Dimensionamiento...

ALIMENTADOR (SE primaria)	Potencia de diseño en BT $P_{BT}$ [kW]	Pérdidas en la red BT $\Delta P_{BT,NC}$ [kW]	Energía vendida en AT el año base (2003) [kWh/año]	Factor de carga de clientes AT $f_{c_{ctesAT}}$	Potencia no coincidente en AT $P_{AT,NC}$	Capacidad instalada en T/D propios y de clientes AT $\Sigma KVA_{TD+TP}$	Potencia aparente máxima ingresada al alimentador AT $kVA_{ctesMáxAlim}$	Factor de demanda de alimentadores AT $f_{d_{alim}}$	Factor de demanda de los trafos propios y particulares $f_{d_{TDP}}$	Factor de diversidad de consumo de clientes AT y T/D a alimentador $f_{div_{ATalim}}$	Potencia de diseño en AT $P_{AT}$ [kW]
376 SANTA ELVIRA	4.554	338	7.554.917	0,218	9.988	8.612	6.559	0,274	0,350	1,679	5.950
308 TALCA TRAF0 1	2.763	205	5.220.609	0,321	5.518	10.301	3.624	0,254	0,150	1,679	3.287
310 TALCA TRAF0 1	2.162	180	15.071.395	0,354	7.722	12.548	5.946	0,368	0,250	1,432	5.394
315 TALCA TRAF0 1	5.883	436		0,021	7.790	561	6.527	0,049	0,750	1,316	5.920
326 TALCA TRAF0 2	4.076	302	10.342.030	0,339	8.880	13.622	5.828	0,348	0,250	1,680	5.286
327 TALCA TRAF0 2	4.744	352	6.097.972	0,342	8.317	10.885	5.946	0,415	0,350	1,542	5.394
330 TALCA TRAF0 2	3.172	235	8.333.242	0,310	7.274	9.519	4.796	0,297	0,250	1,672	4.350
514 TALCAHUANO	1.617	120	10.186.229	0,256	6.678	13.194	5.473	0,448	0,250	1,345	4.964
515 TALCAHUANO	3.061	227	14.675.583	0,335	9.057	16.974	6.419	0,255	0,150	1,555	5.823
520 TALCAHUANO	1.996	148	3.603.745	0,100	6.753	7.545	5.075	0,355	0,350	1,467	4.604
540 TALCAHUANO	868	64	25.198.365	0,338	9.671	14.119	9.634	0,464	0,350	1,107	8.739
545 TALCAHUANO	1.772	131	28.815.745	0,392	10.746	15.506	9.968	0,458	0,350	1,188	9.041
547 TALCAHUANO	5.920	439	816.046	0,362	8.097	9.046	6.753	0,355	0,350	1,322	6.125
825 TERMAS	10	1		0,122	13	15	11	0,371	0,350	1,316	10
596 TOME - COELEMU	0	0		0,000	0		742	0,000	0,750	0,000	0
597 TOME - COELEMU	459	34	99.165	0,209	662	1.360	548	0,466	0,250	1,332	497
598 TOME - COELEMU	261	19	3.897.914	0,222	2.349	1.665	2.312	0,482	0,750	1,120	2.097
530 TUMBES	2.646	196	4.041.281	0,244	5.392	4.314	3.516	0,254	0,350	1,691	3.189
531 TUMBES	62	5	22.974.769	0,419	6.348	5.725	6.613	0,614	0,750	1,058	5.998
532 TUMBES	0	0	1.734.317	0,339	586	1.350	613	0,732	0,350	1,053	556
533 TUMBES	733	54	3.155.749	0,272	2.297	3.803	1.667	0,375	0,250	1,519	1.512
715 VILLARRICA	6.738	500	8.955.840	0,173	14.830	16.417	9.742	0,351	0,350	1,678	8.837
720 VILLARRICA	4.002	297	2.498.573	0,463	5.916	12.726	4.882	0,488	0,250	1,336	4.428
725 VILLARRICA	679	50	400.357	0,152	1.199	1.630	849	0,308	0,250	1,556	771
730 VILLARRICA	5.921	439	3.908.568	0,221	9.857	20.237	7.323	0,279	0,150	1,484	6.642
735 VILLARRICA	2.588	192	2.159.526	0,086	6.296	5.502	4.172	0,277	0,350	1,664	3.784
	553.560	41.039	1.722.344.591		1.340.601	1.888.240	1.041.720				939.705

## 4.1.4 Asignación de la potencia de diseño a cada cliente

Las potencias de diseño por alimentador de AT se asignan a cada cliente de AT y BT conectado a ese alimentador, con lo que puede efectuarse posteriormente la distribución de la demanda en el área de servicio y agruparse la misma por comuna.

## 4.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO

Como parte del Estudio de las Componentes de Costo del VAD de la Empresa de Referencia correspondiente al Área Típica 2, se revisaron los antecedentes de consumos anuales proporcionados por CGE, tanto para el total como por tipo de clientes, incluyendo a los usuarios regulados, libres o de peaje, y abastecimiento a otras Distribuidoras. Luego se proyectó la demanda anual de la Empresa, atendiendo a lo indicado en las Bases emitidas por la CNE, así como en lo pertinente de las "Aclaraciones en Respuesta a Observaciones a las Bases para el Cálculo del VAD".

La metodología indicada por la CNE fue adaptada y aplicada a los datos disponibles obteniéndose estimaciones para un horizonte de 15 años, con los siguientes resultados generales para el total de la empresa:

Tasa de Crecimiento Media Anual Equivalente entre 2004 - 2018	
Crecimiento equivalente del número de Clientes	2.8%
Crecimiento equivalente de las ventas de energía eléctrica	4.0%

Los totales anuales de energía y número de clientes proyectados para cada año fueron desagregados según cada comuna en el área de servicio de la empresa.

#### **4.2.1 Información básica utilizada**

El procedimiento de proyección se basó en los siguientes documentos remitidos por CGE:

- Anexo 1-2 – Consumo Base
- Anexo 1-3 – Datos de los años 1997 a 2003
- Anexo 1-3 – Estadística de Ventas años 1994 a 1996

Mientras que a partir del año 1997 inclusive la información correspondiente está desagregada por Zona de Facturación (Comuna), para los años 1994 a 1996 sólo se contó con los valores agregados por Tarifa correspondientes a la Empresa.

Los datos de números de clientes y ventas fueron procesados para cada Comuna tal y como fueron informados, por lo cual entendemos que corresponde efectuar las siguientes aclaraciones:

La estadística correspondiente al año 2003, año base considerado, se utiliza además en otros importantes procedimientos y cálculos del estudio, por ejemplo en el proceso de zonificación y en el correspondiente al dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico. Con ese fin CGE informó el detalle de ventas para cada usuario presente durante el año base (tabla DATOS\_USUARIOS).

A los fines de los estudios particulares indicados se quitaron de las estadísticas las ventas a los usuarios que no utilizan las instalaciones de la empresa de referencia.

Por otra parte, la estadística remitida en el Anexo 1-2 de las Bases presenta el número de clientes presentes en cada Zona de Facturación al 31/12/03, mientras que el detalle por cliente de DATOS\_USUARIOS incluye los datos y consumos de los clientes presentes durante el año.

Se consideró que las diferencias identificadas no afectan el estudio de proyección, pues el mismo tiene por objeto la determinación de una tasa de crecimiento medio que surge de estadística anual elaborada con criterios uniformes.

En 4.2.4 se agregaron las tablas con la información básica utilizada (total por Comuna).

#### **4.2.2 Procedimiento para la proyección**

La revisión de la evolución del número de clientes y ventas de energía eléctrica efectuada para cada una de las Comunas y cada Opción Tarifaria permitió identificar una considerable movilidad entre tarifas, las cuales sumadas a las sucesivas incorporaciones de otras distribuidoras menores, invalidan la determinación de tendencias históricas para cada Zona de Facturación y tipo de cliente.

Con el objeto de proceder al análisis indicado en las Bases, los clientes de cada Comuna se agruparon según las siguientes categorías:

- Clientes Regulados en BT
- Clientes Regulados en AT
- Suministro a Otras Distribuidoras en BT
- Suministro a Otras Distribuidoras en AT
- Clientes Libres en BT
- Clientes Libres en AT

Sobre estos grupos y para cada Comuna se calculó la tendencia histórica de los datos de energía y clientes a través de ajustes por mínimos cuadrados, resultando por lo tanto ajustes y extrapolaciones lineales.

Paralelamente se efectuó un cálculo de regresión sobre los datos acumulados según BT y AT del total de la empresa, con el objeto de contar con tasas de crecimiento de referencia (energía y clientes), obteniéndose una proyección de tal tendencia histórica general según el tipo de tensión de conexión.

El análisis individual de las series y estimaciones efectuadas para las agrupaciones en cada comuna permitió identificar los casos con resultados poco razonables (comunidades recientemente incorporadas al servicio, casos de incrementos o decrecimientos drásticos, etc.). Para cada comuna que resultó con extrapolaciones muy alejadas del crecimiento medio se reemplazó la tendencia calculada por la tasa resultante para la empresa toda, aplicando ese incremento al valor base del año 2003. Se obtuvieron así tasas de crecimiento diferenciadas para la energía y clientes de cada comuna.

El procedimiento de cálculo se desarrolló aplicando los siguientes criterios:

- Para los agregados indicados (Regulados BT, Regulados AT, Libres BT, etc.) y para Comuna se calculó una regresión lineal y extrapoló la tendencia.
- El crecimiento de cada agregado se comparó con el resultado para el total de la empresa. Esa tasa se reemplazó por la correspondiente al valor medio obtenido para el nivel de tensión correspondiente al total de la Empresa en los siguientes casos:
  - Si la tendencia calculada era negativa
  - Si la tasa calculada superaba en dos veces al correspondiente total de la empresa

Con esta metodología se ajustó el marcado crecimiento de algunas Comunas (algunas de reciente incorporación) en el entendimiento de que no resulta razonable su sostenimiento hasta el horizonte de proyección (15 años), y se otorgó un crecimiento medio a aquellas categorías con franca declinación.

- Los resultados así obtenidos para cada tipo de cliente y Comuna se agregaron para obtener el total de la Empresa, lográndose un valor muy similar al calculado previamente como referencia.

- Los valores estimados para las ventas de energía y número de clientes por Comuna para cada año fueron corregidos a través de un cálculo de proporciones, de forma tal que sus valores agregados, donde cada Comuna crece a su ritmo propio, resulten en los totales de energía y clientes proyectados para la Empresa sobre su serie histórica de 10 años, tal como lo requiere la CNE.
- Finalmente las tasas de crecimiento obtenidas para cada Comuna y categoría (Regulados BT, Regulados AT, Libres AT, etc.) se aplicaron según correspondiera a los valores del año base de cada Opción Tarifaria.

#### 4.2.3 Resultados del Pronóstico

El ajuste lineal efectuado sobre la serie 1994-2003 resultó en las siguientes rectas:

Para la energía:

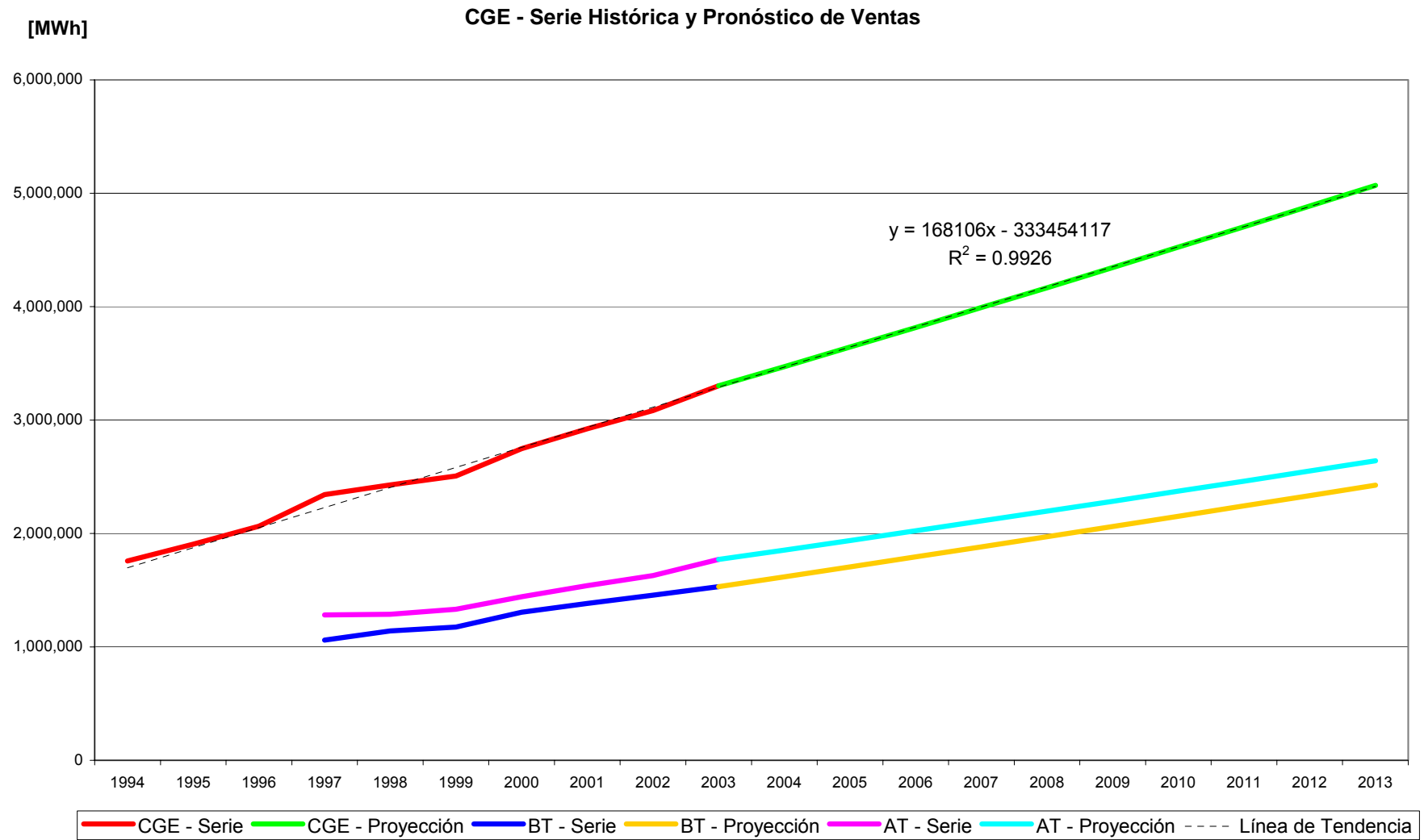
$$y = 168106.27 \cdot x - 333454117.69 \quad \text{con un coeficiente de correlación} \quad r^2 = 99.26\%$$

Para los clientes:

$$y = 23145.42 \cdot x - 45679824.24 \quad \text{con un coeficiente de correlación} \quad r^2 = 99.84\%$$

Puesto que las estimaciones para los años 2004 a 2018 surgen de extrapolaciones lineales, para cada año de proyección resultan escalones de crecimiento constantes (tanto energía como clientes), los cuales en cada año de pronóstico y hasta el horizonte de proyección implican el cálculo de porcentajes sobre cantidades cada vez mayores, y por lo tanto tasas de crecimiento anuales decrecientes. Por tal motivo en los resultados se prefiere indicar una tasa media equivalente, que permite llevar los valores del año base hasta el final de la proyección.

Los resultados para el total de cada Comuna se presentan en 4.2.4, mientras que a continuación se agrega un gráfico con los valores relevantes de las series históricas y pronóstico.



## 4.2.4 Datos y Pronósticos por Comuna

## A. SERIE HISTÓRICA DE CLIENTES

COMUNA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Buín	10.262	10.721	11.181	11.588	12.464	13.897	15.155
Codegua	1.822	1.973	2.012	2.048	2.072	2.507	2.648
Coelemu	208	231	235	246	257	264	264
Coihueco	22	29	32	40	49	50	82
Coinco	1.270	1.339	1.362	1.396	1.431	1.454	1.492
Coltauco	2.913	3.116	3.210	3.342	3.616	3.809	4.136
Concepcion	53.483	55.870	57.732	58.250	60.152	61.492	63.568
Coronel	21.780	22.702	23.223	23.785	24.084	25.017	25.820
Curacautín	1	1	1	1	0	0	0
Curarrehue	613	715	902	1.235	1.315	1.504	1.712
Chiguayante	17.084	18.263	18.842	19.539	19.862	20.448	20.633
Chillán	36.050	38.429	40.013	40.857	41.563	42.446	43.523
Chillán Viejo	3.089	3.405	3.729	4.302	4.820	5.492	5.779
Chimbarongo	5.169	5.363	5.625	5.961	6.255	7.198	7.531
Doñihue	3.433	3.639	3.693	3.761	3.849	4.161	4.338
Florida	106	117	115	118	121	134	174
Freire	1	1	3	5	7	13	13
Graneros	5.264	5.652	5.765	5.795	6.013	6.322	6.597
Hualqui	2.429	2.736	2.871	3.235	3.280	3.547	3.642
Las Cabras	4.022	4.339	4.581	4.755	5.038	5.129	5.397
Lautaro	4	134	158	244	247	426	551
Lebu	0	1	1	1	1	1	0
Loncoche	581	686	736	774	811	828	853
Los Angeles	27.044	28.412	29.049	30.262	31.306	32.565	34.282
Lota	0	0	3	3	2	2	1
Machali	5.297	5.769	5.999	6.394	6.669	7.090	7.398
Malloa	2.493	2.592	2.706	2.810	2.854	2.968	3.110
Maule	161	181	197	218	479	582	1.039
Mostazal	4.010	4.681	4.753	4.819	5.062	5.215	5.347
Mulchen	4	7	12	15	17	20	23
Olivar	2.117	2.219	2.276	2.371	2.462	2.494	2.543
Padre Las Casas	9.268	9.859	10.296	10.746	11.436	11.929	12.757
Paine	7.470	7.845	8.412	9.353	10.280	10.900	11.646
Pencahue	0	19	21	36	41	48	60
Penco	8.152	8.616	8.948	9.887	10.039	10.167	10.232
Peumo	2.663	2.828	2.973	2.962	3.088	3.271	3.406
Pichidegua	3.741	3.937	4.033	4.255	4.320	4.415	4.498
Pirque	0	0	0	0	0	3.651	4.040
Pitrufquen	3.154	3.252	3.372	3.549	3.597	3.758	3.800
Pucon	4.690	5.439	6.041	6.941	7.586	8.334	8.911
Quinta de Tilcoco	2.336	2.406	2.479	2.500	2.557	2.715	2.868
Rancagua	54.048	56.817	57.654	59.017	60.562	62.096	63.415
Rengo	10.780	11.150	11.576	12.051	12.581	13.089	13.722
Requinoa	3.561	3.730	3.893	4.088	4.359	4.569	4.781
San Carlos	51	59	62	61	64	62	65
San Fernando	16.041	17.400	17.672	18.209	19.014	19.405	19.989
San Nicolás	96	102	104	106	110	109	110
San Pedro de la Paz	15.687	16.396	16.773	17.810	18.783	19.908	20.579
San Rafael	0	0	0	2	2	5	6
San Vicente	8.423	9.036	9.896	10.545	10.876	11.222	11.798
Talca	47.748	49.832	52.046	53.974	55.332	58.383	59.495
Talcahuano	55.935	57.075	57.877	58.551	59.012	60.575	61.773
Temuco	55.983	58.405	61.654	63.288	64.747	66.348	68.470
Teno	176	181	186	180	196	210	243
Tome	11.648	12.713	13.074	13.483	13.970	14.487	14.906
Vilcun	0	0	4	3	4	4	3
Villarrica	8.208	9.191	9.786	10.179	11.404	11.697	12.574
<b>TOTAL CGE</b>	<b>540.591</b>	<b>569.611</b>	<b>589.849</b>	<b>609.946</b>	<b>630.118</b>	<b>658.432</b>	<b>681.797</b>

## B. SERIE HISTÓRICA DE VENTAS [MWH]

COMUNA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Buin	86,691	87,498	86,606	92,438	95,508	104,512	112,731
Codegua	7,195	7,714	8,309	9,124	11,073	11,615	12,153
Coelemu	1,578	1,706	2,353	2,270	2,704	3,345	4,105
Coihueco	47	64	87	114	141	157	186
Coinco	3,564	3,710	3,824	4,316	4,409	4,648	4,621
Coltauco	13,650	13,927	14,250	13,709	16,234	16,001	17,499
Concepcion	242,578	251,067	245,033	269,738	279,920	301,222	308,680
Coronel	128,999	125,605	144,392	172,228	185,626	199,521	218,941
Curacautin	821	2,073	1,211	865	8	0	0
Curarrehue	644	841	983	1,184	1,479	1,705	1,768
Chiguayante	76,908	69,250	70,690	80,476	83,638	85,560	87,896
Chillan	118,272	128,641	126,115	137,088	145,522	151,146	156,455
Chillan Viejo	9,315	9,798	11,146	12,570	19,060	20,585	22,674
Chimbarongo	15,506	17,263	18,017	20,233	22,482	23,295	25,431
Doñihue	38,548	47,798	47,390	57,325	70,484	77,267	78,127
Florida	60	85	99	100	156	226	249
Freire	16	47	42	65	74	111	162
Graneros	30,101	32,777	31,030	34,794	37,490	37,184	41,063
Hualqui	3,367	3,808	4,069	4,826	5,063	5,611	5,897
Las Cabras	10,776	12,607	12,788	14,783	15,891	16,397	18,156
Lautaro	614	243	589	2,428	2,073	1,285	1,991
Lebu	0	66	982	2,310	2,364	5,623	3,505
Loncoche	1,978	8,599	7,946	8,688	9,119	10,127	8,961
Los Angeles	90,036	103,769	110,907	132,669	140,179	166,492	198,359
Lota	0	0	4,386	4,861	4,813	4,801	1,987
Machali	12,111	13,870	14,572	16,979	18,767	20,252	21,681
Malloa	12,469	13,020	13,931	16,974	19,255	13,333	14,741
Maule	2,669	3,867	3,636	3,919	4,663	4,756	4,019
Mostazal	42,648	43,792	46,669	35,396	28,388	27,185	29,687
Mulchen	0	3	18	19	233	1,311	1,427
Olivar	28,758	26,064	31,627	24,576	30,688	24,780	26,203
Padre Las Casas	18,867	13,218	14,189	27,722	30,548	31,537	32,833
Paine	47,907	51,009	53,452	59,541	64,497	68,608	75,127
Pencahue	0	36	72	171	228	267	296
Penco	86,698	86,177	81,291	88,733	86,062	87,275	92,050
Peumo	10,758	12,182	12,275	13,587	14,045	14,457	16,060
Pichidegua	7,775	8,337	8,595	9,520	10,078	10,408	11,633
Pirque	0	0	0	0	0	0	26,125
Pitrufquen	8,799	8,660	8,341	9,216	11,698	13,922	16,146
Pucon	11,444	15,135	16,534	21,402	23,459	25,185	26,985
Quinta de Tilcoco	8,843	9,036	9,682	9,932	10,072	10,872	11,868
Rancagua	178,062	186,125	191,055	214,722	231,146	244,860	253,232
Rengo	44,422	47,478	49,911	51,348	56,280	71,870	88,461
Requinoa	39,091	40,237	38,700	38,926	45,083	43,463	46,150
San Carlos	2,014	3,031	3,775	4,730	5,520	6,035	6,815
San Fernando	79,780	85,369	83,347	85,525	92,792	91,059	96,283
San Nicolas	312	173	174	162	183	183	187
San Pedro de la Paz	55,934	58,341	60,019	69,115	73,222	77,391	81,652
San Rafael	0	0	0	3	11	20	13
San Vicente	34,558	35,621	36,280	40,815	47,629	49,635	55,402
Talca	157,042	164,251	166,244	182,061	197,896	208,730	213,750
Talcahuano	297,866	281,671	310,843	322,968	325,627	335,239	354,375
Temuco	205,771	220,525	227,872	238,121	251,810	262,070	270,943
Teno	1,231	1,336	1,233	1,392	1,612	1,405	1,588
Tome	47,158	48,785	44,921	48,692	49,474	51,832	54,725
Vilcun	0	0	1,627	7,832	8,683	7,327	8,247
Villarrica	18,583	21,004	22,494	24,653	28,565	30,408	31,878
<b>TOTAL CGE</b>	<b>2,342,835</b>	<b>2,427,307</b>	<b>2,506,619</b>	<b>2,747,954</b>	<b>2,923,723</b>	<b>3,084,112</b>	<b>3,302,181</b>

## C. PRONÓSTICO DE CLIENTES

COMUNA	Crecimiento 2004	Crecimiento 2004-2018 equivalente	2004	2005	2006	2007	2008
Buin	5.5%	4.1%	15,956	16,796	17,638	18,482	19,329
Codegua	5.1%	3.9%	2,778	2,914	3,051	3,188	3,325
Coelemu	3.7%	3.0%	273	282	292	302	311
Coihueco	3.6%	3.0%	85	88	91	94	97
Coinco	2.6%	2.2%	1,526	1,565	1,603	1,642	1,681
Coltauco	5.0%	3.8%	4,332	4,539	4,746	4,954	5,162
Concepcion	2.7%	2.3%	65,154	66,893	68,638	70,387	72,142
Coronel	2.7%	2.3%	26,455	27,152	27,852	28,553	29,257
Curacautin	-	-	0	0	0	0	0
Curarrehue	3.6%	3.0%	1,770	1,833	1,895	1,958	2,022
Chiguayante	3.0%	2.6%	21,211	21,840	22,470	23,102	23,737
Chillan	2.9%	2.4%	44,678	45,939	47,203	48,470	49,742
Chillan Viejo	3.6%	3.0%	5,975	6,186	6,398	6,612	6,826
Chimbarongo	5.7%	4.2%	7,940	8,368	8,798	9,228	9,660
Doñihue	3.5%	2.9%	4,480	4,632	4,784	4,937	5,091
Florida	5.1%	3.8%	183	192	201	210	219
Freire	3.4%	2.8%	13	14	14	15	15
Graneros	3.3%	2.7%	6,798	7,015	7,233	7,452	7,671
Hualqui	5.8%	4.2%	3,845	4,058	4,272	4,486	4,701
Las Cabras	4.4%	3.4%	5,618	5,854	6,089	6,326	6,563
Lautaro	3.6%	3.0%	570	590	610	631	651
Lebu	-	-	0	0	0	0	0
Loncoche	5.3%	4.0%	896	942	988	1,034	1,080
Los Angeles	3.6%	2.9%	35,437	36,676	37,918	39,164	40,414
Lota	0.3%	0.3%	1	1	1	1	1
Machali	4.9%	3.7%	7,744	8,109	8,474	8,840	9,208
Malloa	3.4%	2.8%	3,210	3,317	3,424	3,532	3,639
Maule	3.6%	3.0%	1,075	1,112	1,151	1,189	1,227
Mostazal	3.9%	3.1%	5,541	5,748	5,956	6,165	6,374
Mulchen	3.6%	3.0%	24	25	25	26	27
Olivar	3.3%	2.7%	2,620	2,703	2,786	2,870	2,954
Padre Las Casas	4.6%	3.6%	13,316	13,906	14,498	15,091	15,686
Paine	6.6%	4.6%	12,383	13,150	13,918	14,689	15,461
Pencahue	3.6%	3.0%	62	64	66	69	71
Penco	3.9%	3.1%	10,608	11,009	11,411	11,814	12,218
Peumo	3.7%	3.0%	3,522	3,647	3,772	3,897	4,023
Pichidegua	3.1%	2.6%	4,624	4,762	4,900	5,038	5,177
Pirque	3.6%	3.0%	4,177	4,323	4,471	4,619	4,768
Pitrufquen	3.3%	2.7%	3,914	4,038	4,162	4,287	4,412
Pucon	3.6%	2.9%	9,207	9,526	9,846	10,168	10,492
Quinta de Tilcoco	3.1%	2.6%	2,950	3,040	3,130	3,220	3,310
Rancagua	2.6%	2.2%	64,916	66,571	68,231	69,895	71,564
Rengo	3.8%	3.1%	14,216	14,744	15,273	15,803	16,335
Requinoa	4.6%	3.6%	4,990	5,211	5,432	5,654	5,877
San Carlos	2.0%	1.8%	66	68	69	70	72
San Fernando	3.3%	2.8%	20,609	21,278	21,948	22,621	23,295
San Nicolas	2.7%	2.3%	113	116	119	122	125
San Pedro de la Paz	4.4%	3.4%	21,433	22,337	23,244	24,153	25,065
San Rafael	3.5%	2.9%	6	6	7	7	7
San Vicente	5.0%	3.8%	12,354	12,940	13,528	14,117	14,708
Talca	3.6%	2.9%	61,498	63,647	65,803	67,964	70,131
Talcahuano	1.7%	1.6%	62,704	63,784	64,866	65,951	67,040
Temuco	3.2%	2.7%	70,516	72,729	74,948	77,173	79,405
Teno	4.2%	3.3%	252	262	273	283	293
Tome	3.7%	3.0%	15,419	15,968	16,519	17,071	17,625
Vilcun	2.2%	2.0%	3	3	3	3	3
Villarrica	6.0%	4.3%	13,292	14,042	14,795	15,549	16,306
<b>TOTAL CGE</b>	<b>3.4%</b>	<b>2.8%</b>	<b>703,339</b>	<b>726,552</b>	<b>749,832</b>	<b>773,180</b>	<b>796,595</b>



## 4. Demanda de Dimensionamiento



COMUNA	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Buín	20,178	21,030	21,884	22,740	23,599	24,460	25,324	26,190	27,058	27,929
Codegua	3,463	3,602	3,740	3,879	4,019	4,158	4,299	4,439	4,580	4,722
Coelemu	321	331	341	351	360	370	380	390	400	410
Coihueco	100	103	106	109	113	116	119	122	125	128
Coinco	1,720	1,758	1,798	1,837	1,876	1,915	1,955	1,995	2,034	2,074
Coltauco	5,371	5,581	5,791	6,002	6,213	6,425	6,638	6,851	7,065	7,279
Concepción	73,901	75,665	77,434	79,209	80,988	82,772	84,561	86,355	88,155	89,959
Coronel	29,963	30,670	31,380	32,091	32,804	33,520	34,237	34,957	35,679	36,402
Curacautín	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Curarrehue	2,086	2,150	2,214	2,279	2,344	2,410	2,476	2,542	2,608	2,675
Chiguayante	24,372	25,010	25,649	26,291	26,934	27,578	28,225	28,874	29,524	30,176
Chillán	51,016	52,295	53,577	54,862	56,152	57,445	58,741	60,041	61,345	62,652
Chillán Viejo	7,042	7,259	7,476	7,696	7,916	8,137	8,360	8,584	8,809	9,035
Chimbarongo	10,093	10,527	10,963	11,399	11,837	12,276	12,717	13,158	13,601	14,045
Doñihue	5,245	5,399	5,553	5,709	5,864	6,020	6,177	6,334	6,491	6,649
Florida	228	237	246	255	264	273	282	291	300	310
Freire	16	16	17	17	18	18	18	19	19	20
Graneros	7,891	8,111	8,333	8,554	8,777	9,000	9,223	9,447	9,672	9,898
Hualqui	4,916	5,132	5,348	5,565	5,783	6,002	6,221	6,440	6,660	6,881
Las Cabras	6,801	7,039	7,278	7,518	7,758	7,999	8,241	8,484	8,727	8,971
Lautaro	671	692	713	734	755	776	797	818	840	861
Lebu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loncoche	1,126	1,172	1,218	1,265	1,311	1,358	1,405	1,452	1,499	1,546
Los Angeles	41,667	42,924	44,184	45,448	46,715	47,986	49,260	50,538	51,820	53,105
Lota	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Machali	9,576	9,946	10,316	10,688	11,060	11,434	11,808	12,184	12,561	12,939
Malloa	3,748	3,856	3,965	4,074	4,183	4,293	4,403	4,513	4,624	4,735
Maule	1,266	1,305	1,344	1,383	1,423	1,462	1,502	1,542	1,583	1,623
Mostazal	6,583	6,794	7,005	7,216	7,428	7,641	7,854	8,068	8,283	8,498
Mulchén	28	29	30	31	31	32	33	34	35	36
Olívar	3,038	3,122	3,207	3,292	3,377	3,462	3,548	3,634	3,720	3,806
Padre Las Casas	16,283	16,882	17,482	18,084	18,688	19,293	19,900	20,509	21,119	21,732
Paine	16,236	17,014	17,793	18,575	19,358	20,144	20,932	21,723	22,515	23,310
Pencahue	73	75	78	80	82	84	87	89	91	93
Penco	12,624	13,030	13,438	13,847	14,257	14,668	15,080	15,494	15,908	16,324
Peumo	4,149	4,275	4,402	4,529	4,657	4,784	4,913	5,041	5,170	5,299
Pichidegua	5,317	5,456	5,596	5,737	5,877	6,019	6,160	6,302	6,445	6,587
Pirque	4,918	5,068	5,220	5,372	5,525	5,679	5,833	5,989	6,145	6,302
Pitrufquén	4,537	4,662	4,788	4,914	5,041	5,168	5,295	5,423	5,551	5,679
Pucon	10,818	11,145	11,474	11,805	12,137	12,472	12,808	13,146	13,485	13,827
Quinta de Tilcoco	3,401	3,492	3,583	3,674	3,766	3,858	3,950	4,042	4,135	4,228
Rancagua	73,238	74,916	76,599	78,287	79,980	81,677	83,379	85,086	86,798	88,514
Rengo	16,869	17,403	17,940	18,478	19,017	19,558	20,101	20,645	21,191	21,738
Requinoa	6,100	6,324	6,548	6,773	6,999	7,225	7,452	7,680	7,908	8,137
San Carlos	73	74	76	77	78	80	81	82	84	85
San Fernando	23,972	24,650	25,330	26,012	26,696	27,382	28,070	28,759	29,451	30,145
San Nicolás	128	131	134	137	140	143	146	149	152	155
San Pedro de la Paz	25,980	26,897	27,816	28,739	29,663	30,591	31,521	32,453	33,389	34,327
San Rafael	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9
San Vicente	15,301	15,895	16,491	17,089	17,688	18,289	18,892	19,497	20,103	20,711
Talca	72,305	74,484	76,670	78,862	81,060	83,264	85,474	87,691	89,914	92,143
Talcahuano	68,131	69,226	70,324	71,425	72,528	73,635	74,745	75,859	76,975	78,094
Temuco	81,643	83,887	86,137	88,394	90,657	92,927	95,203	97,485	99,774	102,069
Teno	304	314	324	335	345	356	366	377	388	398
Tome	18,181	18,738	19,297	19,857	20,419	20,982	21,547	22,114	22,682	23,252
Vilcun	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
Villarrica	17,065	17,826	18,589	19,354	20,122	20,891	21,663	22,437	23,214	23,992
<b>TOTAL CGE</b>	<b>820,078</b>	<b>843,630</b>	<b>867,250</b>	<b>890,938</b>	<b>914,695</b>	<b>938,521</b>	<b>962,417</b>	<b>986,381</b>	<b>1,010,416</b>	<b>1,034,520</b>

## D. PRONÓSTICO DE ENERGÍA [MWH]

COMUNA	Crecimiento 2004	Crecimiento 2004-2018 equivalente	2004	2005	2006	2007	2008
Buin	6.4%	4.6%	119,978	127,274	134,617	142,008	149,449
Codegua	8.0%	5.4%	13,127	14,106	15,090	16,078	17,072
Coelemu	5.3%	4.7%	4,324	4,544	4,767	4,992	5,218
Coihueco	5.8%	4.4%	196	207	218	229	240
Coinco	4.9%	3.8%	4,846	5,073	5,300	5,529	5,759
Coltauco	4.1%	3.3%	18,221	18,946	19,676	20,408	21,145
Concepcion	4.4%	3.5%	322,202	335,792	349,450	363,175	376,970
Coronel	5.4%	4.6%	230,748	242,640	254,617	266,681	278,831
Curacautin	-	-	0	0	0	0	0
Curarrehue	5.7%	5.1%	1,869	1,971	2,074	2,178	2,283
Chiguayante	5.4%	4.0%	92,630	97,387	102,168	106,973	111,802
Chillan	4.6%	3.6%	163,660	170,901	178,179	185,492	192,843
Chillan Viejo	6.6%	4.7%	24,169	25,675	27,192	28,719	30,258
Chimbarongo	7.0%	4.9%	27,220	29,018	30,825	32,641	34,466
Doñihue	5.3%	4.3%	82,281	86,473	90,703	94,972	99,278
Florida	6.2%	4.5%	265	280	296	312	328
Freire	5.6%	4.3%	171	180	189	199	208
Graneros	5.4%	4.7%	43,278	45,511	47,762	50,033	52,321
Hualqui	7.9%	5.3%	6,364	6,833	7,304	7,778	8,255
Las Cabras	7.0%	4.9%	19,424	20,699	21,981	23,269	24,563
Lautaro	5.5%	4.2%	2,100	2,210	2,321	2,434	2,547
Lebu	-	-	0	0	0	0	0
Loncoche	5.5%	4.2%	9,458	9,959	10,464	10,974	11,489
Los Angeles	6.6%	4.7%	211,539	224,798	238,137	251,556	265,055
Lota	5.3%	4.1%	2,092	2,198	2,305	2,413	2,522
Machali	8.1%	5.4%	23,429	25,185	26,950	28,724	30,507
Malloa	7.7%	5.2%	15,874	17,012	18,155	19,305	20,460
Maule	3.5%	3.0%	4,161	4,304	4,448	4,594	4,740
Mostazal	5.2%	4.0%	31,237	32,796	34,362	35,936	37,518
Mulchen	5.3%	4.1%	1,502	1,578	1,656	1,733	1,812
Olivar	5.3%	4.1%	27,583	28,974	30,377	31,793	33,220
Padre Las Casas	6.8%	4.8%	35,057	37,296	39,549	41,817	44,099
Paine	6.6%	4.7%	80,094	85,085	90,101	95,142	100,208
Pencahue	5.6%	4.3%	312	329	346	363	380
Penco	5.8%	4.3%	97,352	102,694	108,076	113,499	118,961
Peumo	4.3%	3.4%	16,754	17,452	18,154	18,860	19,570
Pichidegua	5.8%	4.3%	12,308	12,987	13,669	14,354	15,043
Pirque	5.5%	5.2%	27,569	29,026	30,497	31,982	33,481
Pitrufquen	8.5%	5.6%	17,517	18,893	20,277	21,668	23,066
Pucon	10.3%	6.3%	29,764	32,556	35,362	38,182	41,016
Quinta de Tilcoco	5.7%	4.3%	12,549	13,234	13,923	14,616	15,313
Rancagua	5.2%	3.9%	266,318	279,474	292,702	306,001	319,372
Rengo	5.7%	4.3%	93,513	98,598	103,716	108,867	114,052
Requinoa	3.1%	2.7%	47,601	49,060	50,525	51,999	53,479
San Carlos	5.3%	5.8%	7,176	7,769	8,365	8,964	9,567
San Fernando	5.2%	4.0%	101,329	106,406	111,514	116,654	121,825
San Nicolas	8.2%	5.4%	202	218	233	249	264
San Pedro de la Paz	6.1%	4.5%	86,671	91,715	96,784	101,878	106,998
San Rafael	5.6%	4.3%	14	15	16	17	17
San Vicente	7.1%	4.9%	59,336	63,291	67,265	71,259	75,272
Talca	4.5%	3.5%	223,273	232,850	242,480	252,164	261,902
Talcahuano	3.5%	2.9%	366,607	378,899	391,253	403,669	416,147
Temuco	4.4%	3.5%	282,840	294,797	306,816	318,896	331,037
Teno	4.1%	3.3%	1,653	1,719	1,784	1,850	1,917
Tome	5.1%	3.9%	57,488	60,273	63,079	65,906	68,755
Vilcun	5.3%	4.1%	8,683	9,122	9,566	10,014	10,466
Villarrica	7.8%	5.3%	34,359	36,852	39,357	41,875	44,405
<b>TOTAL CGE</b>	<b>5.1%</b>	<b>4.0%</b>	<b>3,470,287</b>	<b>3,643,133</b>	<b>3,816,992</b>	<b>3,991,869</b>	<b>4,167,771</b>

#### 4. Demanda de Dimensionamiento



COMUNA	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Buín	156,938	164,477	172,065	179,703	187,391	195,129	202,919	210,759	218,652	226,595
Codegua	18,070	19,074	20,082	21,095	22,114	23,138	24,167	25,200	26,240	27,284
Coelemu	5,447	5,678	5,911	6,145	6,383	6,622	6,863	7,300	7,739	8,180
Coihueco	251	263	274	286	297	309	321	333	345	357
Coinco	5,990	6,222	6,455	6,689	6,925	7,162	7,400	7,639	7,879	8,121
Coltauco	21,885	22,629	23,377	24,128	24,883	25,642	26,405	27,171	27,942	28,716
Concepción	390,833	404,766	418,768	432,840	446,983	461,196	475,481	489,837	504,264	518,764
Coronel	291,069	303,394	315,809	328,312	340,904	359,069	377,325	395,672	414,110	432,641
Curacautín	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Curarrehue	2,389	2,497	2,605	2,714	2,824	2,935	3,135	3,337	3,539	3,742
Chiguayante	116,655	121,533	126,434	131,361	136,311	141,287	146,287	151,313	156,363	161,439
Chillán	200,230	207,654	215,115	222,613	230,149	237,723	245,334	252,983	260,671	268,397
Chillán Viejo	31,807	33,368	34,940	36,523	38,118	39,724	41,341	42,970	44,610	46,263
Chimbarongo	36,300	38,143	39,996	41,857	43,729	45,609	47,499	49,398	51,307	53,225
Doñihue	103,624	108,009	112,433	116,896	121,400	125,943	130,528	135,153	139,819	147,955
Florida	344	360	376	392	409	425	442	459	476	493
Freire	217	227	237	246	256	266	276	286	297	307
Graneros	54,629	57,662	60,713	63,784	66,874	69,984	73,113	76,262	79,431	82,619
Hualqui	8,733	9,214	9,698	10,184	10,672	11,163	11,656	12,152	12,650	13,151
Las Cabras	25,864	27,171	28,485	29,805	31,132	32,466	33,806	35,153	36,507	37,867
Lautaro	2,661	2,777	2,893	3,011	3,129	3,249	3,370	3,492	3,615	3,739
Lebu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loncoche	12,008	12,532	13,060	13,593	14,130	14,673	15,220	15,771	16,328	16,889
Los Angeles	278,634	292,295	306,038	319,863	333,771	347,761	361,836	375,994	390,238	404,566
Lota	2,632	2,743	2,855	2,968	3,082	3,197	3,314	3,431	3,549	3,669
Machali	32,299	34,099	35,909	37,728	39,555	41,392	43,238	45,094	46,958	48,832
Malloa	21,620	22,787	23,960	25,138	26,322	27,512	28,708	29,910	31,119	32,333
Maule	4,888	5,037	5,188	5,339	5,492	5,646	5,801	5,958	6,116	6,275
Mostazal	39,107	40,705	42,311	43,925	45,546	47,176	48,814	50,460	52,115	53,777
Mulchén	1,891	1,971	2,052	2,133	2,215	2,298	2,382	2,467	2,552	2,638
Oliver	34,660	36,112	37,577	39,054	40,544	42,047	43,562	45,091	46,632	48,186
Padre Las Casas	46,396	48,708	51,035	53,376	55,733	58,104	60,491	62,893	65,311	67,744
Paine	105,299	110,416	115,559	120,727	125,921	131,141	136,387	141,660	146,958	152,284
Pencahue	397	415	432	450	468	486	504	523	542	560
Penco	124,465	130,009	135,595	141,222	146,891	152,602	158,355	164,151	169,990	175,872
Peumo	20,285	21,004	21,727	22,455	23,187	23,924	24,665	25,411	26,161	26,915
Pichidegua	15,736	16,431	17,131	17,833	18,540	19,250	19,963	20,680	21,400	22,125
Pirque	35,686	37,906	40,140	42,389	44,652	46,930	49,223	51,530	53,852	56,189
Pitrufquén	24,470	25,882	27,301	28,727	30,160	31,600	33,047	34,502	35,964	37,433
Pucon	43,865	46,728	49,605	52,496	55,402	58,322	61,257	64,206	67,171	70,150
Quinta de Tilcoco	16,014	16,720	17,429	18,142	18,860	19,582	20,308	21,038	21,772	22,511
Rancagua	332,816	346,332	359,922	373,585	387,322	401,133	415,019	428,980	443,017	457,130
Rengo	119,271	124,523	129,809	135,130	140,485	145,875	151,300	156,760	162,255	167,786
Requinoa	54,967	56,462	57,965	59,476	60,994	62,519	64,052	65,593	67,141	68,698
San Carlos	10,174	10,784	11,397	12,014	12,635	13,259	13,887	14,519	15,154	15,793
San Fernando	127,028	132,264	137,532	142,832	148,165	153,531	158,930	164,362	169,827	175,326
San Nicolás	280	296	312	327	343	359	376	392	408	425
San Pedro de la Paz	112,143	117,314	122,511	127,734	132,983	138,258	143,560	148,888	154,243	159,624
San Rafael	18	19	20	21	21	22	23	24	25	26
San Vicente	79,306	83,360	87,435	91,529	95,645	99,780	103,937	108,114	112,312	116,531
Talca	271,694	281,541	291,443	301,401	311,414	321,483	331,608	341,790	352,029	362,325
Talcahuano	428,687	441,290	453,956	466,685	479,478	492,334	505,255	518,241	531,291	544,407
Temuco	343,240	355,505	367,833	380,223	392,677	405,194	417,774	430,419	443,128	455,902
Teno	1,983	2,050	2,117	2,185	2,253	2,321	2,390	2,459	2,528	2,598
Tome	71,625	74,517	77,431	80,367	83,325	86,305	89,308	92,334	95,382	98,453
Vilcun	10,923	11,383	11,848	12,318	12,792	13,270	13,753	14,240	14,731	15,228
Villarrica	46,948	49,504	52,072	54,654	57,248	59,855	62,476	65,109	67,756	70,415
<b>TOTAL CGE</b>	<b>4,345,395</b>	<b>4,524,761</b>	<b>4,705,169</b>	<b>4,886,625</b>	<b>5,069,134</b>	<b>5,258,186</b>	<b>5,448,391</b>	<b>5,639,861</b>	<b>5,832,409</b>	<b>6,029,469</b>

## **5. COSTOS DE MÓDULOS ESTÁNDARES DE DISEÑO DE INSTALACIONES**

---

La determinación de los módulos estándar de diseño de las instalaciones se ha efectuado tomando en cuenta las tecnologías disponibles, las características geográficas y ambientales del área de servicio y la disponibilidad de alternativas para el proceso de dimensionamiento optimizado de las instalaciones.

### **5.1 CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DEFINICIÓN DE LOS MÓDULOS DE DISEÑO**

Los principales parámetros considerados se detallan a continuación:

#### **5.1.1 Líneas aéreas o subterráneas**

Tomando en cuenta lo indicado en el punto 5.2 “Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico” de las Bases, se ha considerado la utilización de módulos de diseño de redes de AT y BT aéreas y subterráneas, en función de la existencia de ese tipo de redes en la empresa de referencia.

#### **5.1.2 Tipo de conductores**

Se han considerado módulos de diseño, tanto para las redes AT como BT, conductores de cobre y de aluminio. La selección del tipo de conductor resulta del proceso de optimización técnico-económica.

##### **A. REDES AÉREAS DE AT**

Para el caso de las redes aéreas de AT se han considerado dos casos particulares: las zonas con elevada contaminación salina (por sus efectos sobre el conductor y los aisladores) y las zonas con restricción de distancias entre fases para la red convencional de MT por restricciones en la poda de árboles o por cercanía a edificaciones en áreas urbanas.

En el caso de las zonas con elevada contaminación salina debido al efecto del mar (costas o valles transversales) se plantea la utilización de conductores de la red de AT de cobre, ya que la experiencia de la utilización del aluminio demuestra un importante ataque del ambiente salino, con una fuerte reducción de su vida útil y un incremento de los costos de operación y mantenimiento. En estas zonas se considera además la utilización de aisladores de tipo polimérico por su mejor comportamiento en este tipo de ambiente debido a su mayor resistencia al contorneo.

Para las zonas con restricción de distancias entre fases de la red AT, por restricciones a la poda de árboles establecidas en normas y disposiciones de protección del medio ambiente, y para el caso de cercanía de edificaciones en zonas urbanas de calles angostas, se determinó la utilización de redes compactas con conductores protegidos. Esta es una solución intermedia, en lo referente a costos, entre la red con conductores desnudos y el conductor preensamblado de AT, y que ha demostrado ser una solución adecuada a las restricciones planteadas.

## B. REDES AÉREAS DE BT

Para el caso de las redes de BT se ha considerado la utilización de conductores de cobre desnudo y preensamblados de aluminio, seleccionando el que resultara óptimo en la evaluación técnico-económica.

Para las zonas con alta incidencia del hurto de energía se ha considerado la utilización de solamente de conductores preensamblados, debido a su mayor protección frente a las conexiones clandestinas.

En todos los casos se han considerado módulos de diseño considerando las distintas secciones normalizadas como alternativas de diseño.

### 5.1.3 Análisis del material de los postes de soporte

Se han evaluado las características de los distintos tipos de postes que pueden utilizarse en las redes de AT y BT, como son los postes de concreto, los postes de madera y los postes de acero, y las conclusiones obtenidas son las siguientes:

**Postes de concreto:** este material presenta una importante uniformidad dimensional en su fabricación, una gran resistencia mecánica y una elevada durabilidad. Dada la aplicación masiva que tiene este material en Chile, se aprovechan las ventajas de la normalización y escala en su fabricación, lo que reduce los costos correspondientes, como así también los asociados de instalación, herrajes y estructuras adosadas.

**Postes de madera:** en vista de la baja utilización de este material en Chile, el sector productivo no está desarrollado en este sentido, y no se cuenta con importantes plantaciones ni fabricantes en gran escala. Por otra parte este material sufre un deterioro mucho más rápido que en el caso del concreto, en especial en la zona donde el poste aflora a la superficie.

**Postes de acero:** los postes de acero galvanizado presentan características superiores de uniformidad y durabilidad que en el caso del concreto, pero para resistencias mecánicas similares el costo unitario es significativamente superior. Además al tratarse de un material conductor de la electricidad se debe asegurar y mantener la instalación de su puesta a tierra de manera de evitar la posibilidad de accidentes en el caso de contacto con la tensión de la línea.

Teniendo en cuenta que, para las condiciones ambientales y del mercado de materiales de Chile, el poste de concreto es el que presenta el menor costo total de inversión (considerando la vida útil promedio) y de mantenimiento, se ha considerado en la definición de los módulos de diseño la utilización de postes de concreto.

### 5.1.4 Número de fases

Se han considerado módulos de diseño en AT bifásicos y trifásicos para áreas rurales, y trifásicos para áreas urbanas, tomando en cuenta la densidad de carga y clientes existentes en estas áreas. No se consideraron redes monofásicas con retorno por tierra debido a que es una solución actualmente en desuso por la mayoría de las distribuidoras en Chile, y en general en Latinoamérica, fundamentalmente por problemas de seguridad eléctrica.

## 5. Costos de Módulos Estándares de Diseño de Instalaciones

Para el caso de las redes de BT, se consideraron módulos de diseño monofásicos y trifásicos para áreas rurales y solamente trifásicos para el caso de zonas urbanas, por las mismas razones de densidad de carga y clientes, y considerando además el requerimiento más importante de suministros trifásicos en BT en éstas áreas.

### 5.1.5 Subestaciones de distribución (SED)

Para el caso las SED aéreas se han tomado en cuenta instalaciones bifásicas de 5, 10 y 15 kVA de capacidad, y trifásicas entre 10 y 1000 kVA.

Para el caso de las SED subterráneas se consideraron instalaciones en bóveda con transformadores de 300, 500 y 750 kVA.

Para situaciones especiales se han considerados transformadores Pad Mounted (o sobre pedestal) de 500 kVA.

## 5.2 MÓDULOS ESTÁNDAR DE DISEÑO DEFINIDOS

Como resultado de la aplicación de los criterios enunciados precedentemente se han definido los siguientes módulos estándar de diseño para los diferentes tipos de instalaciones de la Empresa Modelo. Un detalle acerca de su composición se indica en el Anexo E.

### 5.2.1 Redes aéreas y subterráneas de AT

#### A. AREA RURAL

**DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE REDES RURALES DE 23 kV**

	Módulo de Diseño	Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resis- tencia Ω / km	Reac- tancia Ω / km	Corriente admisible A	Código Identif.	Costo instal. Mixta \$/ km
<b>Zona NORMAL</b>	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATRA23 3 005 AWG - Cu	6.011.299	66.741	1,092	0,396	134	LAT23RCu5	6.815.106
	LATRA23 3 002 AWG - Cu	7.378.604	66.741	0,541	0,374	215	LAT23RCu2	8.183.808
	LATRA23 3 1/0 AWG - Cu	9.570.606	66.741	0,327	0,359	280	LAT23RCu1/0	10.814.605
	LATRA23 3 2/0 AWG - Cu	10.629.391	66.741	0,270	0,352	325	LAT23RCu2/0	11.873.390
	LATRA23 3 3/0 AWG - Cu	11.929.830	66.741	0,214	0,345	380	LAT23RCu3/0	13.173.829
	LATRA23 3 002 AWG - Al	5.959.121	66.741	0,857	0,374	170	LAT23RAI2	6.701.576
	LATRA23 3 1/0 AWG - Al	7.045.329	66.741	0,539	0,359	225	LAT23RAI1/0	7.970.590
	LATRA23 3 4/0 AWG - Al	9.616.956	66.741	0,269	0,338	345	LAT23RAI4/0	10.542.252
	<b>Redes Bifásicas</b>							
	LATRA23 2 005 AWG - Cu	5.207.416	54.409	1,092	0,396	134	LAT23R2Cu5	5.727.611
	LATRA23 2 002 AWG - Cu	6.102.879	54.409	0,541	0,374	215	LAT23R2Cu2	6.623.074
	LATRA23 2 002 AWG - Al	5.326.517	54.409	0,857	0,374	170	LAT23R2AI2	5.955.165
	LATRA23 2 1/0 AWG - Al	5.872.166	54.409	0,539	0,359	225	LAT23R2AI1/0	6.500.815
<b>Zona CONTAMINADA</b>	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATRA23 3 005 AWG - Cu - contam	6.096.141	81.441	1,092	0,396	134	LAT23RCuCont5	7.150.188
	LATRA23 3 002 AWG - Cu - contam	7.455.325	81.441	0,541	0,374	215	LAT23RCuCont2	8.504.746
	LATRA23 3 1/0 AWG - Cu - contam	9.726.582	81.441	0,327	0,359	280	LAT23RCuCont1/0	11.359.273
	LATRA23 3 2/0 AWG - Cu - contam	10.785.367	81.441	0,270	0,352	325	LAT23RCuCont2/0	12.418.058
	LATRA23 3 3/0 AWG - Cu - contam	12.085.806	81.441	0,214	0,345	380	LAT23RCuCont3/0	13.718.497
	<b>Redes Bifásicas</b>							
	LATRA23 2 005 AWG - Cu - contam	5.224.546	65.143	1,092	0,396	134	LAT23R2CuCont5	5.887.178
	LATRA23 2 002 AWG - Cu - contam	6.120.009	65.143	0,541	0,374	215	LAT23R2CuCont2	6.782.641
<b>Zona con restricción de DISTANCIAS</b>	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATRA23 3 050 MM2 - Al - comp	12.094.867	52.309	0,663	0,290	155	LAT23RAICO50	12.928.001
	LATRA23 3 070 MM2 - Al - comp	12.781.293	52.309	0,484	0,279	208	LAT23RAICO70	13.638.196
	<b>Redes Bifásicas</b>							
	LATRA23 2 050 MM2 - Al - comp	7.053.497	52.309	0,663	0,290	155	LAT23R2AICO50	7.682.145
	LATRA23 2 070 MM2 - Al - comp	7.511.114	52.309	0,484	0,279	208	LAT23R2AICO70	8.139.762
<b>Zona con redes SUBTERRANEAS</b>	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATUS23 3 002 AWG	83.323.776	156.340	0,699	0,245	201	CS23Cu2	
	LATUS23 3 001 AWG	83.701.187	156.340	0,554	0,235	230	CS23Cu1	
	LATUS23 3 3/0 AWG	95.063.231	156.340	0,277	0,216	345	CS23Cu3/0	
	LATUS23 3 120 MM2	103.390.132	156.340	0,195	0,200	425	CS23Cu120	
	LATUS23 3 240 MM2	110.571.426	156.340	0,096	0,182	640	CS23Cu240	

**DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE REDES RURALES DE 15 kV**

	Módulo de Diseño	Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resis- tencia Ω / km	Reac- tancia Ω / km	Corriente admisible A	Código Identif.	Costo instal. Míxta \$/ km
<b>Zona NORMAL</b>	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATRA15 3 005 AWG - Cu	5.771.373	66.741	1,092	0,396	134	LAT15RCu5	6.542.662
	LATRA15 3 002 AWG - Cu	7.136.940	66.741	0,541	0,374	215	LAT15RCu2	7.908.229
	LATRA15 3 1/0 AWG - Cu	9.276.474	66.741	0,327	0,359	280	LAT15RCu1/0	10.508.136
	LATRA15 3 2/0 AWG - Cu	10.335.259	66.741	0,270	0,352	325	LAT15RCu2/0	11.566.921
	LATRA15 3 3/0 AWG - Cu	11.569.723	66.741	0,214	0,345	380	LAT15RCu3/0	12.739.828
	LATUA15 3 002 AWG	5.742.379	66.741	0,857	0,374	170	LAT15RAI2	6.464.059
	LATUA15 3 1/0 AWG	6.770.897	66.741	0,539	0,359	225	LAT15RAI1/0	7.751.128
	LATUA15 3 4/0 AWG	9.449.909	66.741	0,269	0,338	345	LAT15RAI4/0	10.430.140
	<b>Redes Bifásicas</b>							
	LATRA15 2 005 AWG - Cu	5.037.166	54.409	1,092	0,396	134	LAT15R2Cu5	5.544.291
	LATRA15 2 002 AWG - Cu	5.932.629	54.409	0,541	0,374	215	LAT15R2Cu2	6.439.754
	LATRA15 2 002 AWG - Al	5.096.735	54.409	0,857	0,374	170	LAT15R2AI2	5.672.222
	LATRA15 2 1/0 AWG - Al	5.642.365	54.409	0,539	0,359	225	LAT15R2AI1/0	6.217.871
<b>Zona CONTAMINADA</b>	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATRA15 3 005 AWG - Cu - contam	5.916.617	81.441	1,092	0,396	134	LAT15RCuCont5	6.822.004
	LATRA15 3 002 AWG - Cu - contam	7.282.184	81.441	0,541	0,374	215	LAT15RCuCont2	8.187.571
	LATRA15 3 1/0 AWG - Cu - contam	9.427.187	81.441	0,327	0,359	280	LAT15RCuCont1/0	10.798.049
	LATRA15 3 2/0 AWG - Cu - contam	10.485.972	81.441	0,270	0,352	325	LAT15RCuCont2/0	11.856.835
	LATRA15 3 3/0 AWG - Cu - contam	11.720.436	81.441	0,214	0,345	380	LAT15RCuCont3/0	13.029.742
	<b>Redes Bifásicas</b>							
	LATRA15 2 005 AWG - Cu - contam	5.125.893	65.143	1,092	0,396	134	LAT15R2CuCont5	5.714.735
<b>Zona con restricción de DISTANCIAS</b>	LATRA15 2 002 AWG - Cu - contam	6.021.356	65.143	0,541	0,374	215	LAT15R2CuCont2	6.610.197
	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATRA15 3 050 MM2 - Al	10.630.856	52.309	0,663	0,290	155	LAT15RAICO50	11.288.612
	LATRA15 3 070 MM2 - Al	11.408.789	52.309	0,484	0,279	208	LAT15RAICO70	12.042.480
	<b>Redes Bifásicas</b>							
	LATRA15 2 050 MM2 - Al	6.823.715	52.309	0,663	0,290	155	LAT15R2AICO50	7.399.201
<b>Zona con redes SUBTERRANEAS</b>	LATRA15 2 070 MM2 - Al	7.445.174	52.309	0,484	0,279	208	LAT15R2AICO70	8.102.931
	<b>Redes Trifásicas</b>							
	LATUS15 3 002 AWG	81.007.190	156.340	0,699	0,245	201	CS15Cu2	
	LATUS15 3 001 AWG	83.701.187	156.340	0,554	0,235	230	CS15Cu1	
	LATUS15 3 3/0 AWG	95.063.231	156.340	0,277	0,216	345	CS15Cu3/0	
	LATUS15 3 120 MM2	92.135.720	156.340	0,195	0,200	425	CS15Cu120	
<b>Zona con redes SUBTERRANEAS</b>	LATUS15 3 240 MM2	110.571.426	156.340	0,096	0,182	640	CS15Cu240	



## B. AREA URBANA

## DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE REDES URBANAS DE 15 KV

	Módulo de Diseño	Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resis- tencia Ω / km	Reac- tancia Ω / km	Corriente admisible A	Código Identif.	Costo instal. Mixta \$/ km
Zona NORMAL	LATUA15 3 005 AWG	9.522.363	66.741	1,092	0,396	134	LAT15UCu5	7.053.830
	LATUA15 3 002 AWG	10.887.930	66.741	0,541	0,374	215	LAT15UCu2	8.419.397
	LATUA15 3 1/0 AWG	13.833.228	66.741	0,327	0,359	280	LAT15UCu1/0	11.370.600
	LATUA15 3 2/0 AWG	14.892.013	66.741	0,270	0,352	325	LAT15UCu2/0	12.429.385
	LATUA15 3 3/0 AWG	16.195.435	66.741	0,214	0,345	380	LAT15UCu3/0	13.732.821
	LATRA15 3 002 AWG - AI	9.383.791	66.741	0,857	0,374	170	LAT15UA2	6.914.520
	LATRA15 3 1/0 AWG - AI	10.897.845	66.741	0,539	0,359	225	LAT15UA1/0	8.432.040
	LATRA15 3 4/0 AWG - AI	12.592.468	66.741	0,269	0,338	345	LAT15UA4/0	10.126.663
Zona CONTAMINADA	LATRA15 3 005 AWG - Cu - contam	9.882.800	81.441	1,092	0,396	134	LAT15UCuCont5	7.306.347
	LATRA15 3 002 AWG - Cu - contam	11.248.367	81.441	0,541	0,374	215	LAT15UCuCont2	8.671.914
	LATRA15 3 1/0 AWG - Cu - contam	14.197.188	81.441	0,327	0,359	280	LAT15UCuCont1/0	11.626.656
	LATRA15 3 2/0 AWG - Cu - contam	15.292.668	81.441	0,270	0,352	325	LAT15UCuCont2/0	12.722.222
	LATRA15 3 3/0 AWG - Cu - contam	16.556.412	81.441	0,214	0,345	380	LAT15UCuCont3/0	13.985.880
Zona con restricción de DISTANCIAS	LATUA15 3 050 MM2	14.139.563	52.309	0,663	0,290	155	LAT15UAICO50	11.669.741
	LATUA15 3 070 MM2	14.917.679	52.309	0,484	0,279	208	LAT15UAICO70	12.447.366
	LATUA15 3 095 MM2	15.646.401	52.309	0,352	0,269	251	LAT15UAICO95	13.176.083
	LATUA15 3 150 MM2	16.159.048	52.309	0,227	0,255	337	LAT15UAICO150	13.688.730
Zona con redes SUBTERRANEAS	LATUS15 3 002 AWG	81.007.190	156.340	0,699	0,245	201	CS15Cu2	
	LATUS15 3 001 AWG	83.701.187	156.340	0,554	0,235	230	CS15Cu1	
	LATUS15 3 3/0 AWG	95.063.231	156.340	0,277	0,216	345	CS15Cu3/0	
	LATUS15 3 120 MM2	92.135.720	156.340	0,195	0,200	425	CS15Cu120	
	LATUS15 3 240 MM2	110.571.426	156.340	0,096	0,182	640	CS15Cu240	

## 5.2.2 Redes aéreas y subterráneas de BT

## A. ÁREAS URBANAS

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE LINEAS URBANAS DE BT								Líneas Mixtas
		Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resistencia ohm / km	Reactancia ohm / km	Corriente admisible A	Código Identif.	Costo Instal. \$/ km
Red de BT zona normal	LBTAA 3 F005 AWG N005 AWG	8.896.445	39.677	1,092	0,309	134	LABTUCu5	6.679.636
	LBTAA 3 F004 AWG N004 AWG	9.230.669	39.677	0,860	0,302	155	LABTUCu4	7.072.008
	LBTAA 3 F003 AWG N003 AWG	9.984.861	39.677	0,682	0,294	180	LABTUCu3	7.809.507
	LBTAA 3 F002 AWG N002 AWG	10.675.637	39.677	0,541	0,287	215	LABTUCu2	8.500.282
	LBTAA 3 F1/0 AWG N1/0 AWG	12.826.452	39.677	0,327	0,272	280	LABTUCu1/0	10.651.098
	LBTAA 3 F2/0 AWG N2/0 AWG	14.355.985	39.677	0,270	0,265	325	LABTUCu2/0	12.180.630
	LBTAA 3 F3/0 AWG N3/0 AWG	14.591.479	39.677	0,214	0,258	380	LABTUCu3/0	12.416.125
	LBTAA 3 F035 MM2 N050 MM2	9.158.194	33.997	1,010	0,097	96	LPPrBTUAI35	7.054.036
	LBTAA 3 F050 MM2 N050 MM2	9.722.490	33.997	0,744	0,093	117	LPPrBTUAI50	7.618.331
	LBTAA 3 F070 MM2 N050 MM2	9.633.000	33.997	0,514	0,092	152	LPPrBTUAI70	7.528.841
Red de BT zona de HURTO	LBTAA 3 F035 MM2 N050 MM2	9.158.194	33.997	1,010	0,097	96	LPPrBTUAI35	7.054.036
	LBTAA 3 F050 MM2 N050 MM2	9.722.490	33.997	0,744	0,093	117	LPPrBTUAI50	7.618.331
	LBTAA 3 F070 MM2 N050 MM2	9.633.000	33.997	0,514	0,092	152	LPPrBTUAI70	7.528.841
Red de BT subterránea	LBTUS 3 F004 AWG N004 AWG	59.398.368	100.462	1,116	0,248	110	CSBTCu4	
	LBTUS 3 F002 AWG N002 AWG	61.323.292	100.462	0,702	0,242	146	CSBTCu2	
	LBTUS 3 F1/0 AWG N1/0 AWG	62.919.188	100.462	0,441	0,224	194	CSBTCu1/0	
	LBTUS 3 F2/0 AWG N2/0 AWG	65.849.300	100.462	0,350	0,224	223	CSBTCu2/0	
	LBTUS 3 F3/0 AWG N3/0 AWG	67.770.157	100.462	0,278	0,215	256	CSBTCu3/0	
	LBTUS 3 F4/0 AWG N4/0 AWG	70.073.489	100.462	0,221	0,206	295	CSBTCu4/0	

## B. ÁREAS RURALES

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE LINEAS RURALES DE BT								Lineas Mixtas
		Costo Instal.	Costo O&M variable	Resistencia	Reactancia	Corriente admisible	Codigo Identif.	Costo Instal.
		\$ / km	\$ / km-año	ohm / km	ohm / km	A		\$ / km
Red de BT zona normal	Redes Monofásicas							
	LBTSA 1 F005 AWG N005 AWG	4.396.873	33.556	1,092	0,309	134	LABTR1Cu5	4.530.768
	LBTSA 1 F004 AWG N004 AWG	4.590.821	33.556	0,860	0,302	155	LABTR1Cu4	4.734.913
	LBTSA 1 F002 AWG N002 AWG	5.305.759	33.556	0,541	0,287	215	LABTR1Cu2	5.449.850
	LBTSA 1 F1/0 AWG N1/0 AWG	6.357.670	33.556	0,327	0,272	280	LABTR1Cu1/0	6.501.762
	LBTSA 1 F2/0 AWG N2/0 AWG	7.122.433	33.556	0,270	0,265	325	LABTR1Cu2/0	7.266.525
	Redes Trifásicas							
	LBTAA 3 F005 AWG N005 AWG	5.487.153	39.677	1,092	0,309	134	LABTR3Cu5	5.640.831
	LBTAA 3 F004 AWG N004 AWG	5.750.194	39.677	0,860	0,302	155	LABTR3Cu4	5.903.872
	LBTAA 3 F003 AWG N003 AWG	6.280.645	39.677	0,682	0,294	180	LABTR3Cu3	6.437.888
	LBTAA 3 F002 AWG N002 AWG	7.112.832	39.677	0,541	0,287	215	LABTR3Cu2	7.270.075
	LBTAA 3 F1/0 AWG N1/0 AWG	8.886.889	39.677	0,327	0,272	280	LABTR3Cu1/0	9.044.133
	LBTAA 3 F2/0 AWG N2/0 AWG	10.584.617	39.677	0,270	0,265	325	LABTR3Cu2/0	10.741.860
	LBTAA 3 F3/0 AWG N3/0 AWG	11.201.368	39.677	0,214	0,258	380	LABTR3Cu3/0	11.358.612
	LBTSA 3 F035 MM2 N050 MM2	5.988.458	33.997	1,010	0,097	96	LPBTR3AI35	6.132.680
	LBTSA 3 F050 MM2 N050 MM2	6.552.754	33.997	0,744	0,093	117	LPBTR3AI50	6.696.975
	LBTSA 3 F070 MM2 N050 MM2	6.463.264	33.997	0,514	0,092	152	LPBTR3AI70	6.607.485

## 5.2.3 Transformadores de distribución

## A. AREA RURAL

DATOS Y COSTOS DE SED AEREAS DE 23 KV								
Módulo de diseño	Potencia Instalada kVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / año	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Codigo Identif.
Trifásicos								
S/E 3F 23 KV 0010 KVA INT - 3F	10	1.235.623	747.677	60.406	49.328	0,09	0,21	SEDA3F23-10
S/E 3F 23 KV 0015 KVA INT - 3F	15	1.418.146	930.200	60.406	49.328	0,10	0,28	SEDA3F23-15
S/E 3F 23 KV 0030 KVA INT - 3F	30	1.546.055	1.058.109	60.406	49.328	0,15	0,49	SEDA3F23-30
S/E 3F 23 KV 0045 KVA INT - 3F	45	1.846.510	1.358.564	60.406	49.328	0,19	0,70	SEDA3F23-45
S/E 3F 23 KV 0075 KVA INT - 3F	75	2.144.833	1.656.887	60.406	49.328	0,29	1,13	SEDA3F23-75
S/E 3F 23 KV 0112 KVA INT - 3F	112	2.670.679	2.182.732	60.406	49.328	0,40	1,65	SEDA3F23-112
S/E 3F 23 KV 0150 KVA INT - 3F	150	2.920.268	2.366.099	126.628	49.328	0,52	2,18	SEDA3F23-150
S/E 3F 23 KV 0300 KVA INT - 3F	300	4.357.769	3.803.601	126.628	49.328	0,97	4,26	SEDA3F23-300
S/E 3F 23 KV 0500 KVA INT - 3F	500	5.569.003	5.014.835	126.628	49.328	1,55	6,99	SEDA3F23-500
S/E 3F 23 KV 0750 KVA INT - 3F	750	11.639.833	11.085.665	126.628	49.328	2,27	10,32	SEDA3F23-750
S/E 3F 23 KV 1000 KVA INT - 3F	1.000	10.465.400	9.911.231	126.628	49.328	2,95	13,56	SEDA3F23-1000
Bifásicos								
S/E 2F 23 KV 0005 KVA INT - 2F	5	881.536	393.590	60.406	49.328	0,07	0,13	SEDA2F23-5
S/E 2F 23 KV 0010 KVA INT - 2F	10	939.302	451.356	60.406	49.328	0,09	0,21	SEDA2F23-10
S/E 2F 23 KV 0015 KVA INT - 2F	15	1.066.542	578.596	60.406	49.328	0,10	0,28	SEDA2F23-15

**DATOS Y COSTOS DE SED AEREAS DE 15 kV**

Módulo de diseño	Potencia Instalada kVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / ano	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Codigo Identif.
<b>Trifásicos</b>								
S/E 3F 15 KV 0010 KVA INT - 3F	10	1.276.356	788.410	60.406	49328	0,09	0,21	SEDA3F15-10
S/E 3F 15 KV 0015 KVA INT - 3F	15	1.276.356	788.410	60.406	49328	0,10	0,28	SEDA3F15-15
S/E 3F 15 KV 0030 KVA INT - 3F	30	1.538.087	1.050.141	60.406	49328	0,15	0,49	SEDA3F15-30
S/E 3F 15 KV 0045 KVA INT - 3F	45	1.717.406	1.229.460	60.406	49328	0,19	0,70	SEDA3F15-45
S/E 3F 15 KV 0075 KVA INT - 3F	75	2.055.960	1.568.014	60.406	49328	0,29	1,13	SEDA3F15-75
S/E 3F 15 KV 0112 KVA INT - 3F	112	2.581.089	2.093.143	60.406	49328	0,40	1,65	SEDA3F15-112
S/E 3F 15 KV 0150 KVA INT - 3F	150	2.882.139	2.327.971	126.628	49328	0,52	2,18	SEDA3F15-150
S/E 3F 15 KV 0300 KVA INT - 3F	300	3.972.925	3.418.757	126.628	49328	0,97	4,26	SEDA3F15-300
S/E 3F 15 KV 0500 KVA INT - 3F	500	5.498.558	4.944.390	126.628	49.328	1,55	6,99	SEDA3F15-500
S/E 3F 15 KV 0750 KVA INT - 3F	750	8.618.499	8.064.330	126.628	49.328	2,27	10,32	SEDA3F15-750
S/E 3F 15 KV 1000 KVA INT - 3F	1.000	11.714.426	11.160.257	126.628	49.328	2,95	13,56	SEDA3F15-1000
<b>Bifásicos</b>								
S/E 2F 15 KV 0005 KVA INT - 2F	5	869.133	381.187	60.406	49.328	0,07	0,13	SEDA2F15-5
S/E 2F 15 KV 0010 KVA INT - 2F	10	924.244	436.298	60.406	49.328	0,09	0,21	SEDA2F15-10
S/E 2F 15 KV 0015 KVA INT - 2F	15	1.054.455	566.509	60.406	49.328	0,10	0,28	SEDA2F15-15

**B. AREA URBANA****DATOS Y COSTOS DE SED A NIVEL Y SUBTERRANEOS DE 23 kV**

Módulo de diseño	Potencia Instalada kVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / ano	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Codigo Identif.
<b>Subterráneos en Bóveda</b>								
S/E 3F 23 KV 0300 KVA SUM	300	14.410.044	5.071.166	126.628	74754	0,97	4,26	SEDSB23-300
S/E 3F 23 KV 0500 KVA SUM	500	17.547.224	8.208.346	126.628	74754	1,55	6,99	SEDSB23-500
S/E 3F 23 KV 0750 KVA SUM	750	22.309.607	13.097.323	126.628	74754	2,27	10,32	SEDSB23-750
<b>Sobre Pedestal ( Pad Mounted )</b>								
S/E 3F 23 KV 0500 KVA PAD	500	10.505.831	9.951.663	126.628	54.105	1,55	6,99	SEDPM23-500

**DATOS Y COSTOS DE SED A NIVEL Y SUBTERRANEOS DE 15 kV**

Módulo de diseño	Potencia Instalada KVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / año	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Código Identif.
Subterráneos en Bóveda								
S/E 3F 15 kV 0300 KVA SUM	300	15.319.245	5.980.367	126.628	74754	0,97	4,26	SEDSB15-300
S/E 3F 15 kV 0500 KVA SUM	500	17.547.224	8.208.346	126.628	74754	1,55	6,99	SEDSB15-500
S/E 3F 15 kV 0750 KVA SUM	750	21.524.588	12.185.710	126.628	74754	2,27	10,32	SEDSB15-750
Sobre Pedestal ( Pad Mounted )								
S/E 3F 15 kV 0500 KVA PAD	500	9.088.227	8.534.058	126.628	54.105	1,55	6,99	SEDPM15-500

**5.2.4 Equipos de maniobra y regulación****COSTO DE LOS EQUIPOS EN 23 kV**

DESCRIPCIÓN	CÓDIGO	Costo Instalación \$
Equipos de maniobra, protección y regulación trifásicos		
Reconector	REC3F23	11,517,382
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER3F23	2,691,976
Seccionador Aéreo	SECAER3F23	796,761
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT3F23	354,339
Descargador de Sobretensión	DES3F23	969,836
Seccionalizador	SECCL3F23	2,450,095
Regulador de tensión	REGTEN3F23	40,767,106
Equipos de maniobra, protección y regulación bifásicos		
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER2F23	2,691,976
Seccionador Aéreo	SECAER2F23	796,761
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT2F23	297,137
Descargador de Sobretensión	DES2F23	886,336
Regulador de tensión	REGTEN2F23	27,732,588
Bancos de condensadores trifásicos		
Banco condensadores 150 kVAr	BCOND150-23	1,280,881
Banco condensadores 300 kVAr	BCOND300-23	1,280,881
Banco condensadores 450 kVAr	BCOND450-23	1,396,598
Banco condensadores 600 kVAr	BCOND600-23	4,978,356
Banco condensadores 750 kVAr	BCOND750-23	4,866,246
Banco condensadores 900 kVAr	BCOND900-23	5,209,790

**COSTO DE LOS EQUIPOS EN 15 kV**

DESCRIPCIÓN	CÓDIGO	Costo Instalación \$
Equipos de maniobra, protección y regulación trifásicos		
Reconector	REC3F15	10,580,372
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER3F15	2,450,095
Seccionador Aéreo	SECAER3F15	796,761
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT3F15	354,339
Descargador de Sobretensión	DES3F15	878,424
Seccionalizador	SECCL3F15	2,450,095
Regulador de tensión	REGTEN3F15	33,144,991
Tablero de Celdas de 3 vías	CEL3V15	13,118,815
Tablero de Celdas de 5 vías	CEL5V15	23,335,568
Equipos de maniobra, protección y regulación bifásicos		
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER2F15	2,450,095
Seccionador Aéreo	SECAER2F15	796,761
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT2F15	297,137
Descargador de Sobretensión	DES2F15	823,903
Regulador de tensión	REGTEN2F15	22,651,178
Bancos de condensadores trifásicos		
Banco condensadores 150 kVAr	BCOND150-15	1,280,881
Banco condensadores 300 kVAr	BCOND300-15	1,280,881
Banco condensadores 450 kVAr	BCOND450-15	1,396,598
Banco condensadores 600 kVAr	BCOND600-15	4,978,356
Banco condensadores 750 kVAr	BCOND750-15	4,866,246
Banco condensadores 900 kVAr	BCOND900-15	5,209,790

El costo del Gabinete de Maniobra en BT se ha estimado en \$331.237 de acuerdo al detalle indicado en el Anexo E

## 6. SELECCIÓN DE MUESTRA REPRESENTATIVA DE INSTALACIONES DE LA EMPRESA MODELO

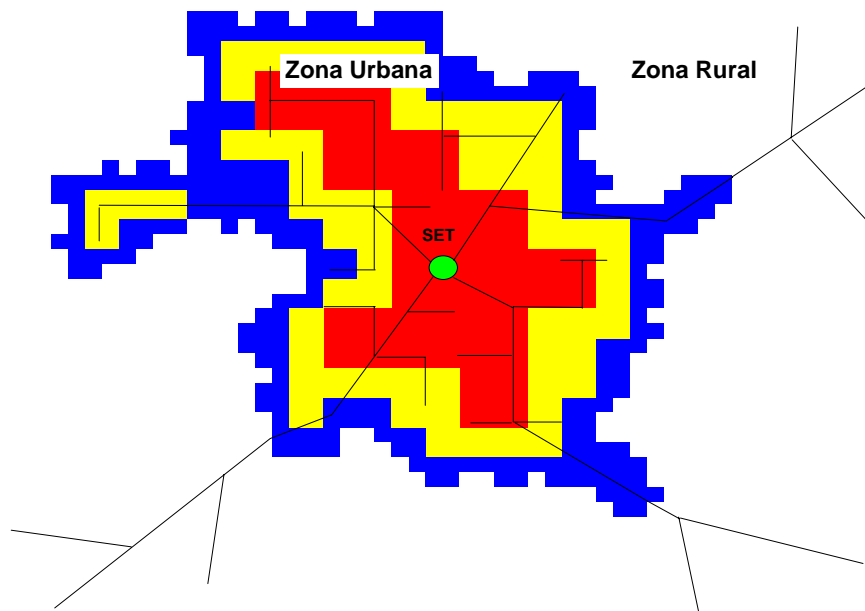
La filosofía general adoptada para el desarrollo del estudio fue la de evitar la utilización de una metodología basada en muestras de instalaciones debido a los errores que inevitablemente aparecen al clasificar las instalaciones a estudiar, seleccionar una muestra representativa y finalmente expandir los resultados a la totalidad de las instalaciones.

Por este motivo se ha decidido efectuar los estudios de adaptación para las instalaciones completas, correspondientes a la totalidad de los transformadores de distribución AT/BT. Para el área Urbana el tratamiento de la red AT, la transformación AT/BT y la red BT ha quedado comprendida dentro del Modelado de las redes para áreas Urbanas, de acuerdo a lo indicado en el Modelo descrito en el punto B.2 del Anexo B.

La red de BT las áreas Rurales se ha optimizado mediante la aplicación del mismo modelo de red descrito en el punto B.2 del Anexo B, mientras que la red de AT y la transformación AT/BT correspondientes al área rural se han utilizado las metodologías y los modelos detallados en el punto B.3 del Anexo B.

### 6.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES URBANAS Y RURALES

Para la identificación de las instalaciones de distribución urbanas y rurales se utilizó la zonificación por densidad de clientes, que se describe en detalle en el capítulo 7 del presente Informe, tal como se indica en el siguiente esquema.



Mediante un proceso de análisis gráfico se identificaron las áreas consideradas como urbanas aplicando el criterio de densidad de usuarios por unidad de superficie, indicado

## 6. Selección de Muestra Representativa de Instalaciones de la Empresa Modelo

precedentemente, y se extrajeron aquellos alimentadores incluidos en las mismas o la proporción que correspondiese.

Como resultado de la evaluación realizada se clasificaron los diversos alimentadores, indicándose en la tabla siguiente un resumen de los resultados obtenidos.

TIPO ALIMENTADOR	Cantidad
ALIMENTADORES URBANOS	12
ALIMENTADORES RURALES	40
ALIM. URBANOS / RURALES	166

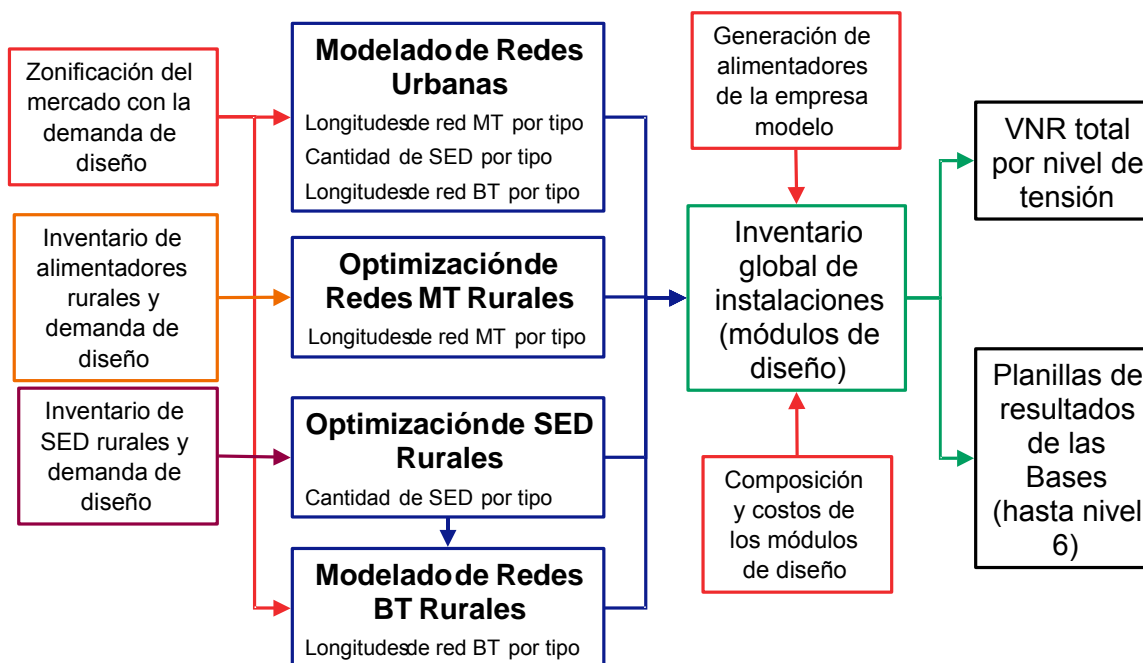
Longitud Total Urbana [ m ]	1.811.070
Longitud Total Rural [ m ]	5.693.646

Un detalle con el listado de los alimentadores y las gráficas correspondientes se indica en el Anexo D



## 7. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE LAS INSTALACIONES DE LA MUESTRA REPRESENTATIVA

En el esquema adjunto se efectúa una síntesis del proceso de optimización de instalaciones desarrollado el que se describe con mayor grado de detalle a lo largo del presente capítulo y en las metodologías indicadas en el Anexo B.



Como primer paso para el dimensionamiento de las instalaciones de distribución de la empresa modelo se efectuó la distribución de la demanda de dimensionamiento sobre el área de servicio cubierta por la empresa.

Para ello se ha considerado la ubicación geográfica de todos los clientes, y su contribución a la demanda de dimensionamiento total por alimentador (o por comuna), de manera de efectuar a continuación el diseño de la red adaptada, tanto de BT como de AT, que pueda servir su demanda correspondiente al año base, y tenga en cuenta las holguras necesarias para cubrir la proyección de consumos prevista.

En todos los casos se ha previsto que las instalaciones óptimas deben encontrarse económicamente adaptadas a la demanda de la empresa modelo y posibilitar el cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente.

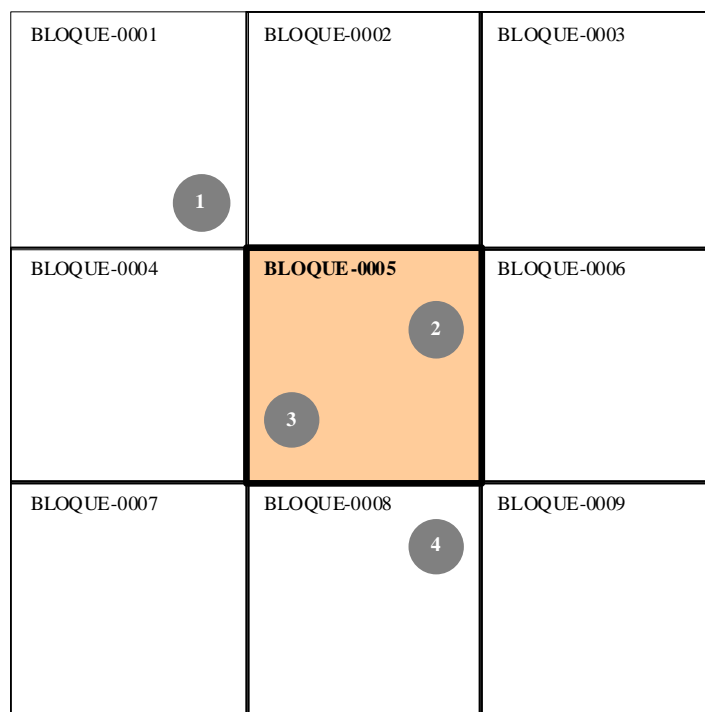
### 7.1 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA DE DISEÑO SOBRE EL ÁREA DE SERVICIO

Previamente a la distribución de la demanda de dimensionamiento sobre el área de servicio de la empresa modelo, se determinan las características generales del mercado a servir en lo que respecta a la densidad de clientes.

Una vez establecidas las áreas urbanas (con distintas densidades de clientes) y las áreas rurales, se procede a la distribución de la demanda de diseño sobre toda el área de servicio estableciendo tres áreas de densidad para zonas urbanas y una zona de densidad media para las zonas establecidas como rurales.

### 7.1.1 Determinación de las áreas urbanas y rurales

Para la identificación de las áreas urbanas y rurales dentro de la zona de servicio de la empresa de referencia, se consideró la ubicación georeferenciada de cada uno de los clientes de la empresa de referencia, y se efectuó un análisis mediante cuadrículas o bloques, para establecer la densidad de clientes en cada bloque según la metodología descrita en el punto B1 del Anexo B



En este caso la densidad de clientes del Bloque 0005 del esquema se calcula según la siguiente expresión:

$$\delta_{cli0005} = \frac{N^{\circ}clientes_{BT+AT}}{Sup_{0005}}$$

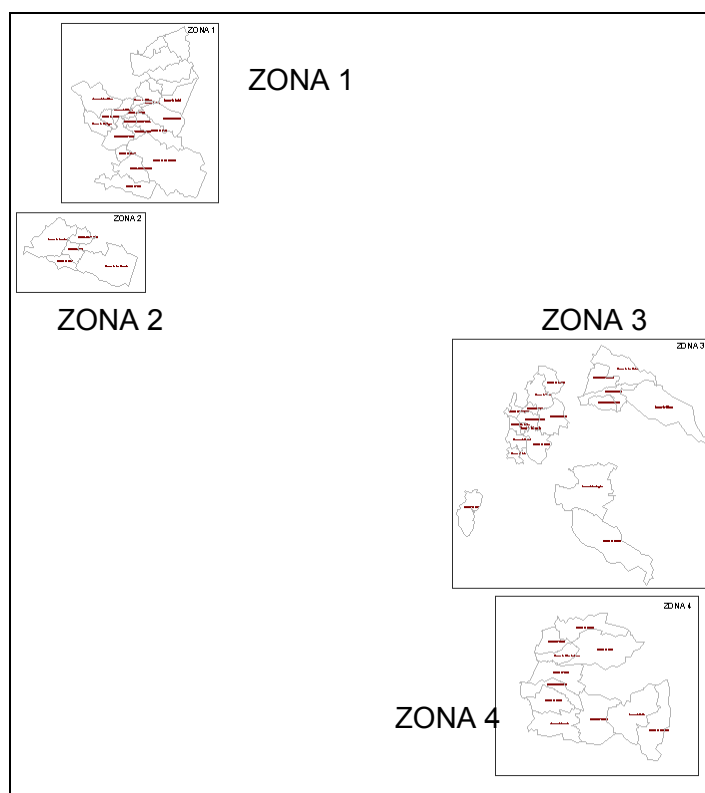
En el caso del ejemplo, como dentro del bloque se encuentran 2 clientes y la superficie es de 0,01 km<sup>2</sup>, la densidad resultante de la cuadrícula será de 200 clientes / km<sup>2</sup>.

La división considerada para la separación de las áreas fue la siguiente:

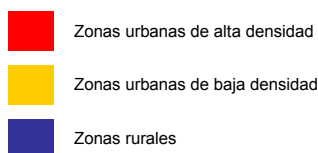
	Densidad de clientes ( $\delta_{cli}$ )
Urbana de Alta Densidad	$\delta_{cli} \geq 2\,000$ clientes/km <sup>2</sup>
Urbana de Baja Densidad (o Suburbana)	$2\,000 \text{ clientes/km}^2 > \delta_{cli} \geq 500 \text{ clientes/km}^2$
Rural	$500 \text{ clientes/km}^2 > \delta_{cli}$

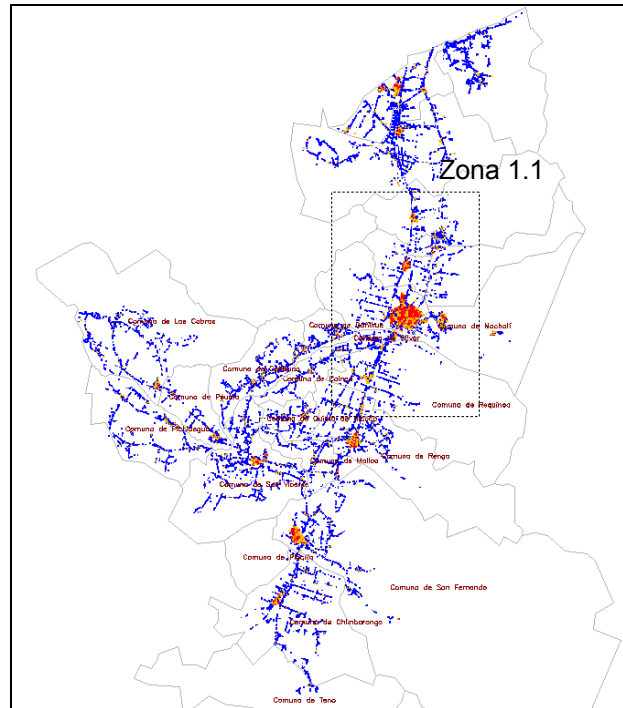
En el siguiente esquema se muestra el resultado de la aplicación de esta metodología al mercado servido por la empresa de referencia.

A. ZONAS GENERALES DE ESTUDIO DE LA EMPRESA DE REFERENCIA

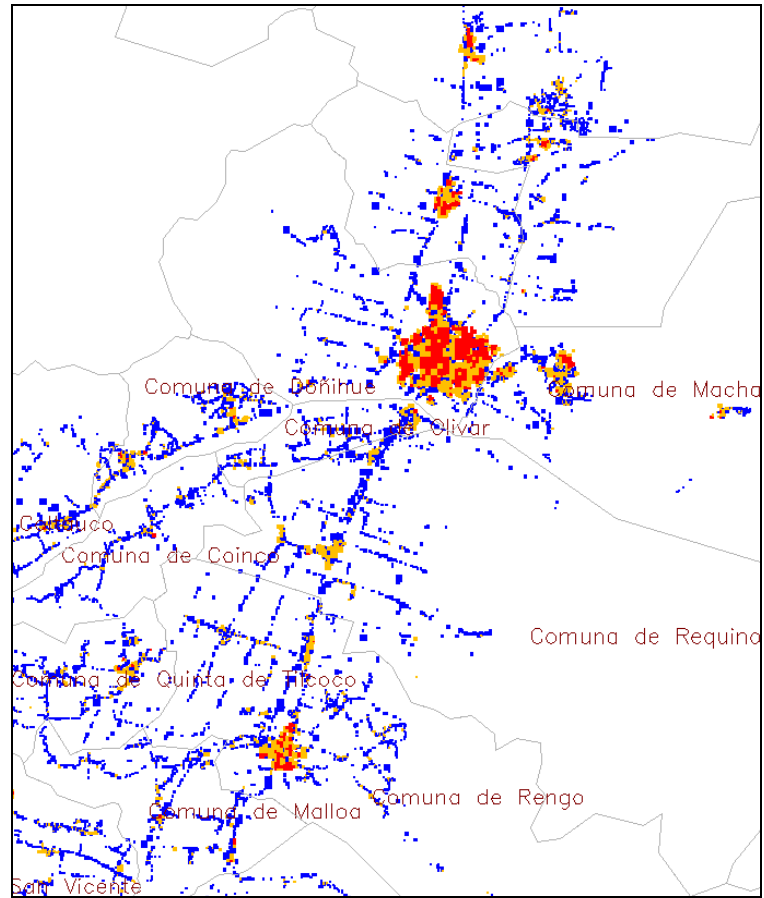


En los gráficos se muestran las zonas urbanas de alta y baja densidad en colores rojo y ocre, y las áreas rurales en color azul.

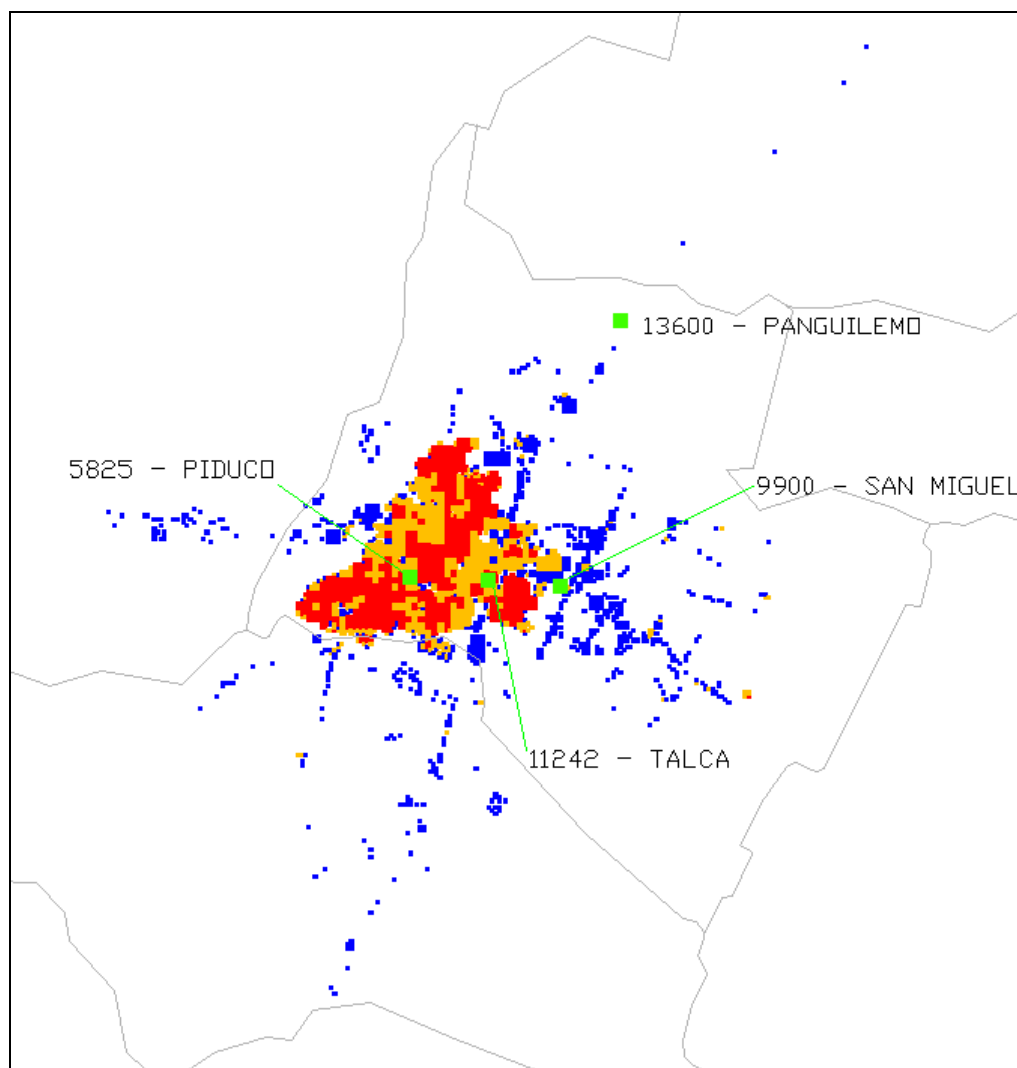




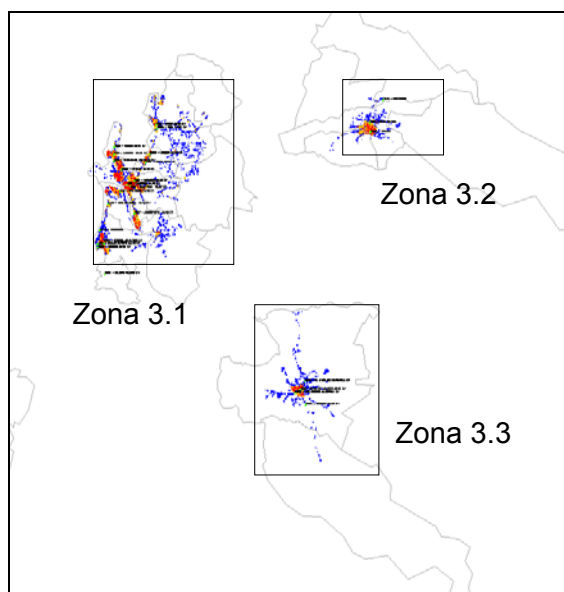
i. Detalle de la zona 1.1



C. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA ZONA 2

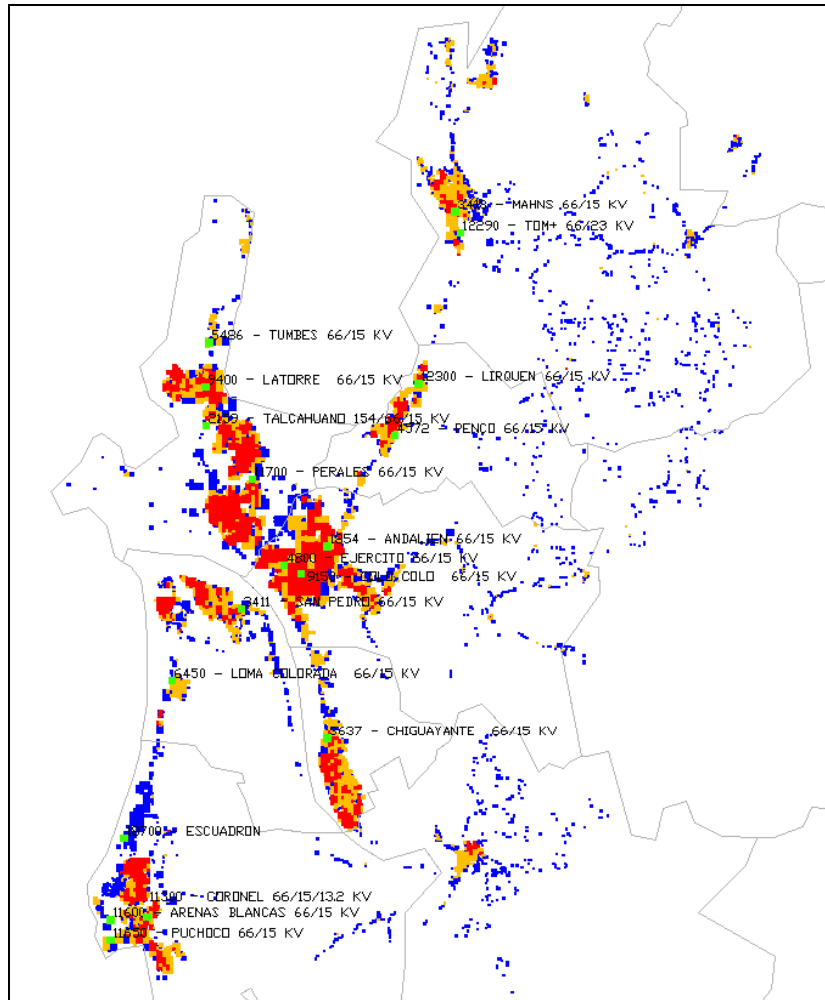


D. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA ZONA 3

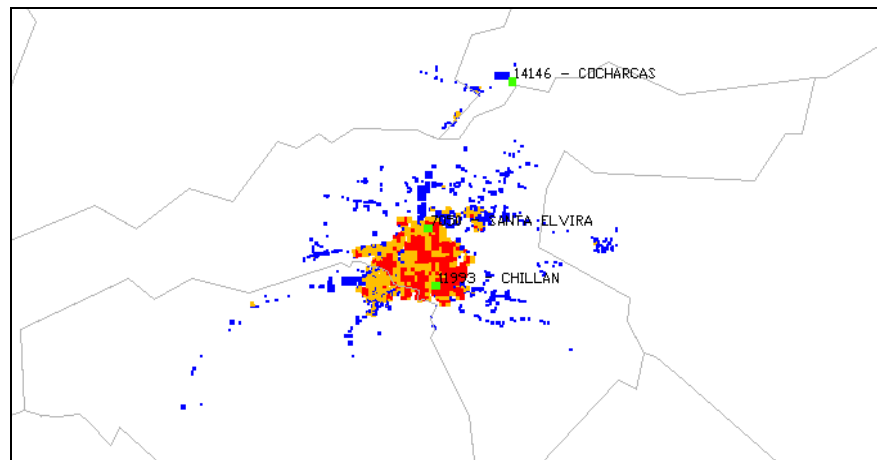


## 7. Dimensionamiento Óptimo de las Instalaciones de la Muestra Representativa

### i. Detalle de la zona 3.1

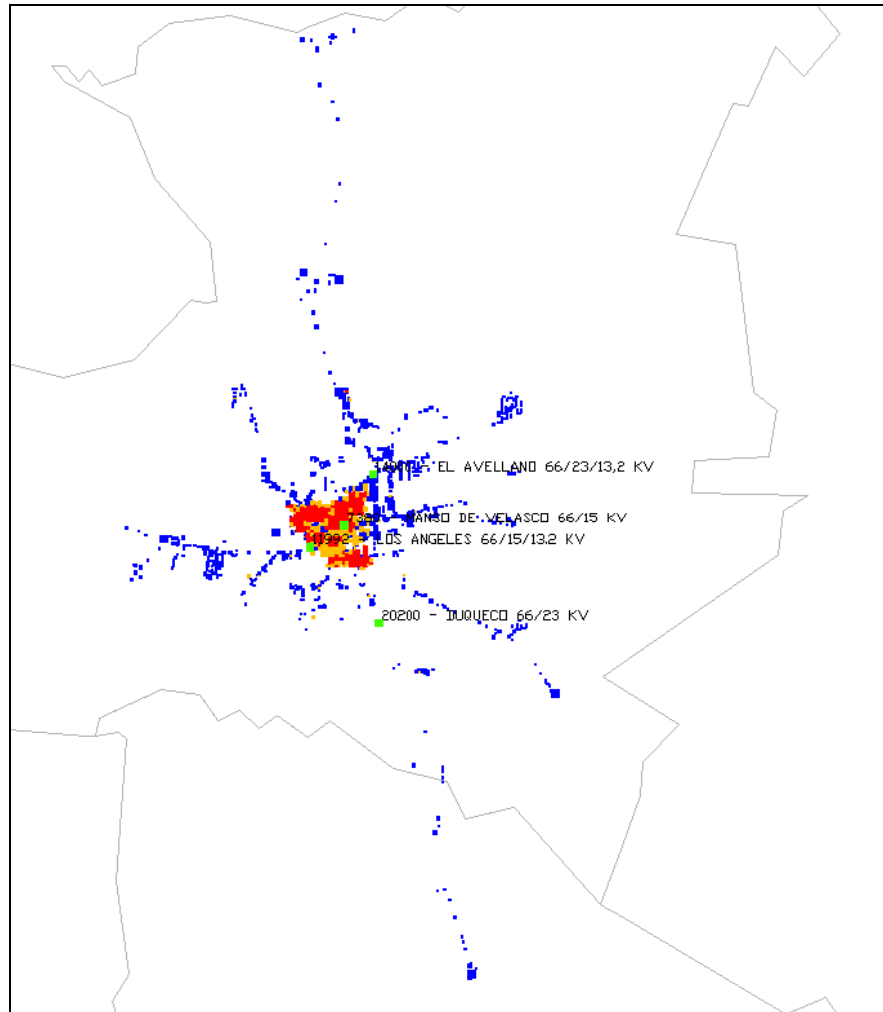


### ii. Detalle de la zona 3.2

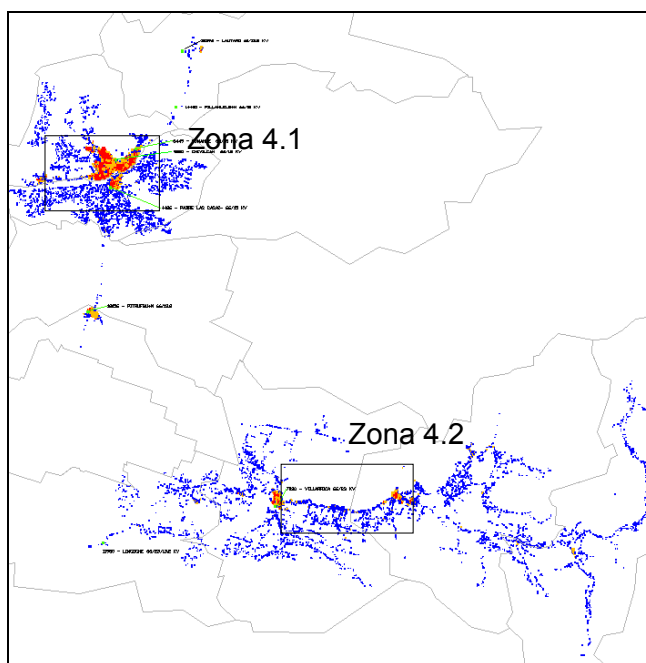




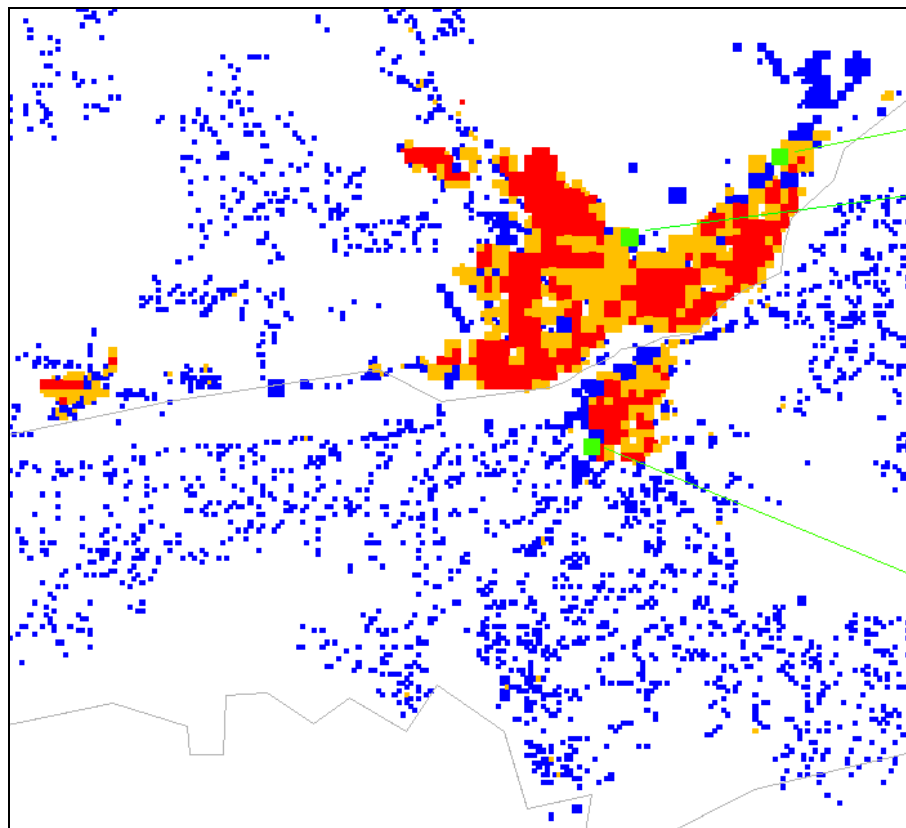
iii. Detalle de la zona 3.3



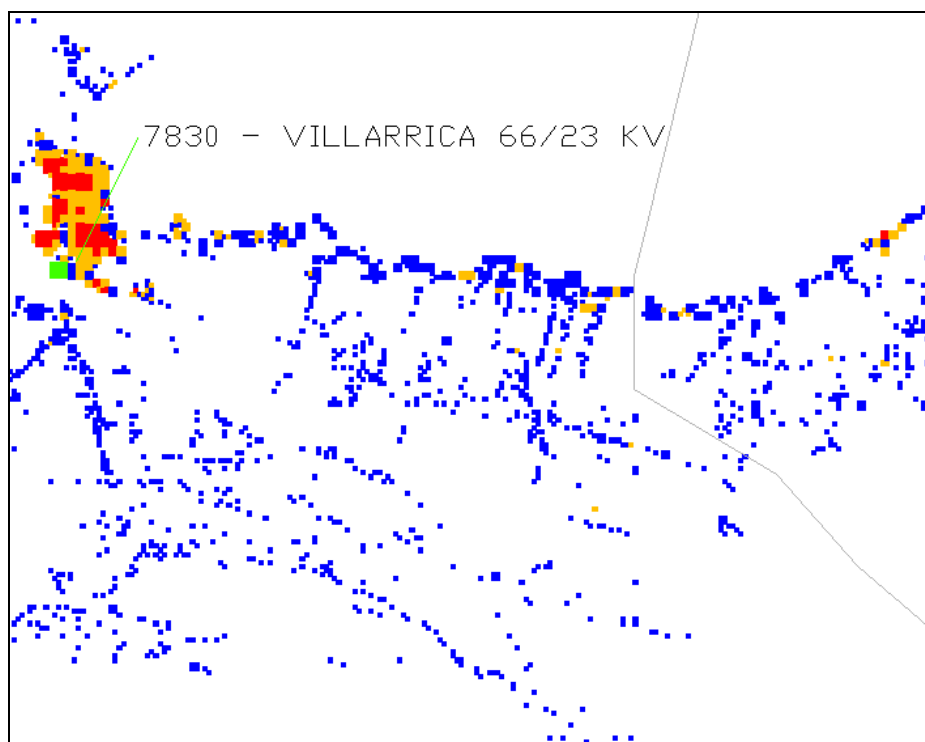
E. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA ZONA 4



i. Detalle de la zona 4.1



## ii. Detalle de la zona 4.2



## 7.1.2 Distribución de la potencia de diseño

Una vez establecidas las zonas urbanas y rurales del mercado de la empresa de referencia, se procedió a distribuir la potencia de diseño en las distintas zonas, y establecer áreas de rangos de densidad de carga para las cuales, de acuerdo a la experiencia de aplicar esta metodología en distintas jurisdicciones, la red óptimamente adaptada resulta diferente.

Para ello se trabajó con la potencia de diseño a nivel del ingreso de los alimentadores en AT, es decir la potencia de diseño en AT determinada como demanda de dimensionamiento con el agregado de las pérdidas en la etapa de AT. Para el caso de los clientes en BT se consideró la potencia no coincidente de la red BT y el factor de pérdidas en la etapa de BT y de AT.

Las fórmulas consideradas para determinar la potencia correspondiente a cada cliente BT o AT, en cada caso fueron las siguientes:

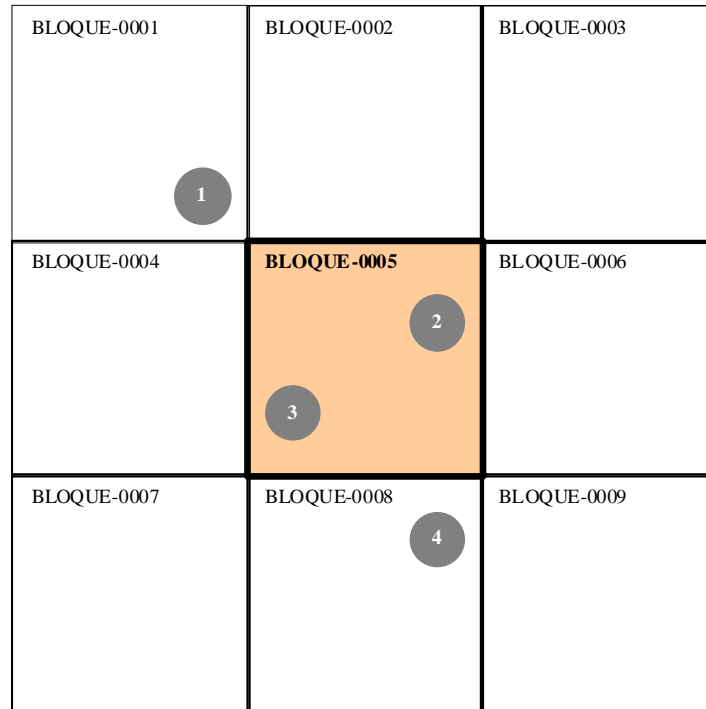
$$P_{cliBT} = \frac{\left[ \frac{Eaño_{BT\_cliente}}{8760 \times fc_{ctesBT}} \right] \times FP_{BT}}{fdiv_{AT/a\lim}} \times FP_{AT}$$

$$P_{cliAT} = \frac{\left[ \frac{Eaño_{AT\_cliente}}{8760 \times fc_{ctesAT}} \right]}{fdiv_{AT/alim}} \times FP_{AT}$$

En este caso, al igual que para el cálculo de la densidad de clientes, se consideraron cada uno de los clientes de la empresa de referencia georeferenciados aportando su potencia de diseño correspondiente, calculada según las expresiones indicadas.

Esto implica que cada cliente, ya sea de BT o de AT, aporta su correspondiente potencia de diseño pero llevadas al nivel de ingreso de los alimentadores de AT para expresarlas en forma homogénea.

En este caso también el cálculo de las densidades se efectúa aplicando la metodología descrita en el punto B1 del Anexo B.



En este caso la densidad de potencia para el bloque 0005 estará dada por:

$$\delta_{0005} = \frac{P_2 + P_3}{Sup_{0005}}$$

Suponiendo que el cliente 2 es en BT y aporta una  $P_{cliBT} = 50$  kW y que el cliente 3 es un cliente en AT y aporta una  $P_{cliAT} = 150$  kW, y el bloque tiene una superficie de  $0,04$  km<sup>2</sup>, la densidad de carga resultante es  $\delta_{005} = 5$  MW/km<sup>2</sup>.

En función de la experiencia recogida en estudios de optimización de redes en distintas distribuidoras de Latinoamérica, se han establecido los siguientes rangos de densidad que determinan configuraciones similares de red para las zonas urbanas:

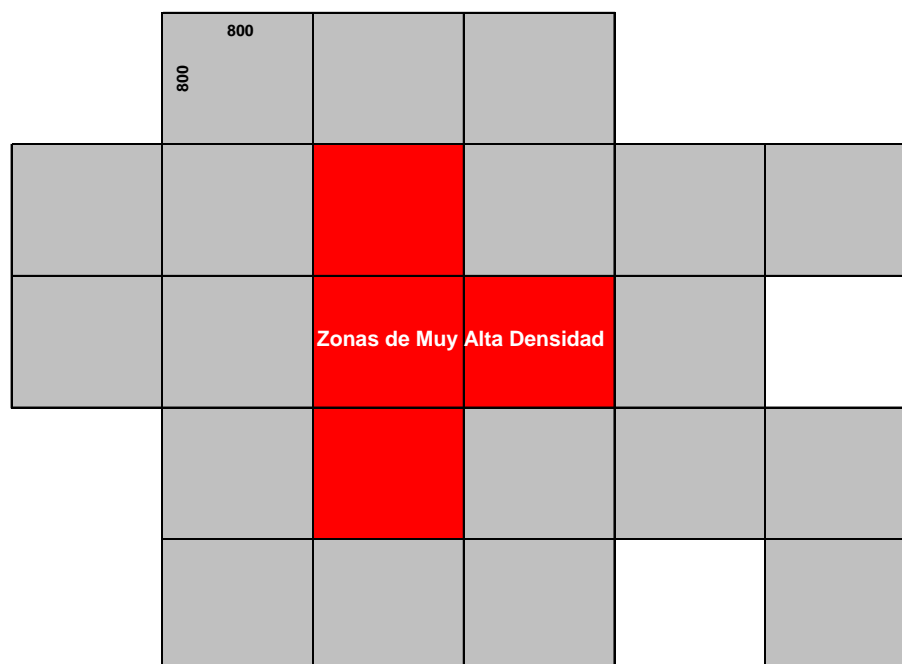
	Densidad de carga ( $\delta$ )
Muy Alta Densidad	$\delta \geq 4 \text{ MW/km}^2$
Alta Densidad	$4 \text{ MW/km}^2 > \delta \geq 1,5 \text{ MW/km}^2$
Media Densidad	$1,5 \text{ MW/km}^2 > \delta \geq 0,5 \text{ MW/km}^2$
Baja Densidad	$0,5 \text{ MW/km}^2 > \delta$

#### A. DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS DE DENSIDAD

En función de las experiencias recogidas en estudios en otras jurisdicciones, se ha adoptado para la distribución de la demanda de diseño a utilización de distintos tamaños de bloques de manera de representar de la mejor manera posible el área cubierta por el mercado eléctrico, teniendo en cuenta las particularidades del área de las distintas áreas geográficas con presencia de clientes que en muchos casos presentan contornos muy irregulares.

El procedimiento efectuado para la determinación de los bloques de densidad variable es el siguiente:

1. Se efectúa la división de las áreas de servicio urbanas en bloques de 800 x 800 m, y se determinan los bloques de Muy Alta Densidad, es decir aquellos con densidad igual o superior a 4 MW / km<sup>2</sup>, según se muestra en el esquema.



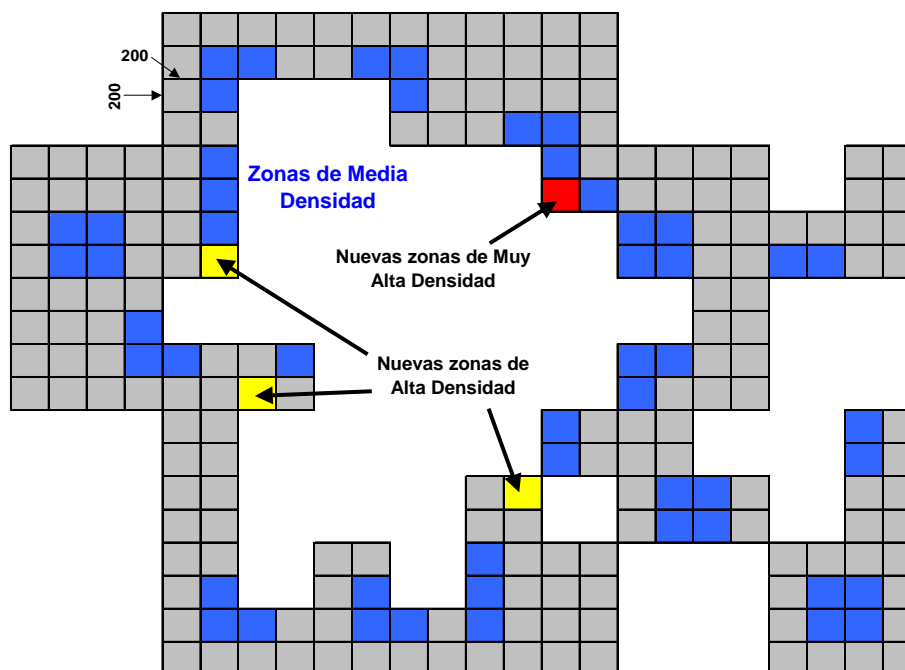
2. Se eliminan del área en análisis los bloques de Muy Alta Densidad y se divide toda el área restante en bloques de 400 x 400 m. Se calculan las densidades de los nuevos bloques y se identifican los bloques de Alta Densidad considerando aquellos con densidades iguales o mayores a 1,5 MW / km<sup>2</sup>. En el proceso de reducción del tamaño

de bloque aparecen áreas en la periferia que dejan de estar cubiertas por el mercado (se incrementa la discriminación del análisis). El proceso se muestra en el siguiente esquema:



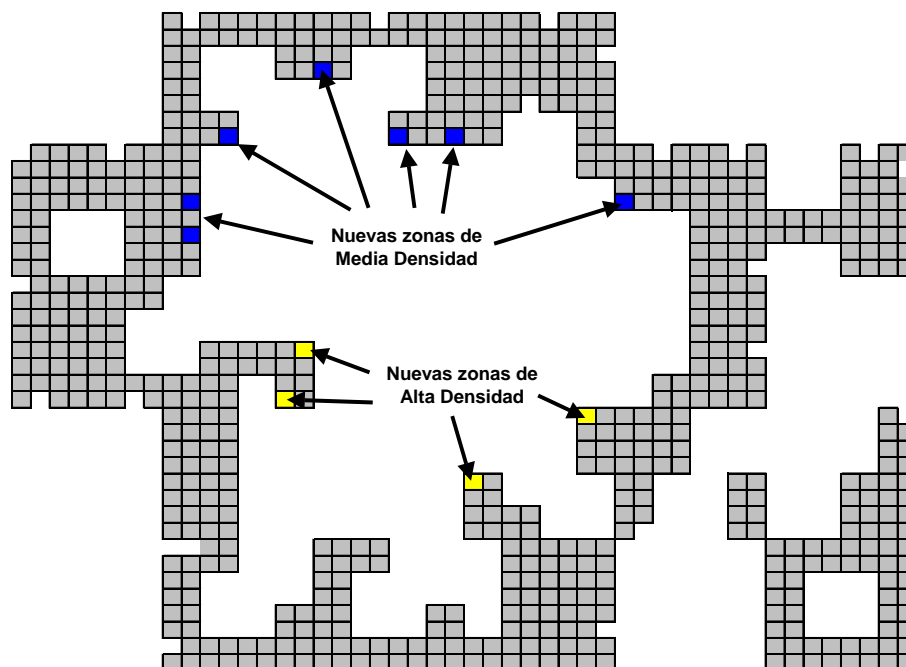
En el caso que, debido a la reducción del área de análisis, se registren en algunos bloques nuevas densidades iguales o superiores a  $4 \text{ MW} / \text{km}^2$ , se reclasifican estos bloques como MAD.

3. A continuación se repite el proceso reduciendo el tamaño del bloque a  $200 \times 200 \text{ m}$ , eliminando del área en análisis los bloques de Alta Densidad, y los nuevos de Muy Alta Densidad. En este caso se identifican los bloques de Media Densidad como aquellos con densidades iguales o mayores a  $0,5 \text{ MW} / \text{km}^2$ . De la misma manera que anteriormente, la reducción del tamaño del bloque produce que en la periferia resulten áreas sin demanda, como se indica en el siguiente esquema:



En este caso también pueden aparecer nuevos bloques que por densidad deban clasificarse como de MAD o de AD.

- Finalmente se repite el proceso reduciendo el tamaño del bloque a 100 x 100 m, eliminando del área en análisis los bloques de Media Densidad, y los nuevos de Muy Alta Densidad y Alta Densidad. En este caso se identifican los bloques de Baja Densidad como aquellos con densidades menores a  $0,5 \text{ MW} / \text{km}^2$ . De la misma manera que anteriormente, la reducción del tamaño del bloque produce que en la periferia resulten áreas sin demanda, como se indica en el siguiente esquema:



Nuevamente en este caso también pueden aparecer nuevos bloques que por densidad deban clasificarse como de MAD, de AD o de MD.

#### B. RESULTADO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA DE DISEÑO

Una vez efectuado el procedimiento descrito se presenta el resumen de los resultados de la distribución de la potencia de diseño tanto en BT como en AT.

Los resultados se presentan discriminados en zonas urbanas (según los distintos rangos de densidad establecidos) y rurales (con un solo rango de densidad).

Se presenta la potencia de diseño acumulada en toda el área de servicio, la cantidad de clientes existentes, la superficie total del área de servicio (es decir aquella donde existen clientes a abastecer) y las densidades medias de potencia y usuarios correspondientes a cada una de las zonas y al total de la empresa de referencia.

#### Distribución de la Demanda de Dimensionamiento en BT

Zona	POTENCIA [kW]	CLIENTES [1/°]	SUPERFICIE [km <sup>2</sup> ]	DENSIDAD POTENCIA [kW/km <sup>2</sup> ]	DENSIDAD USUARIOS [USU/km <sup>2</sup> ]
URBANA - MAD	38.947,5	24.522	15,04	2.589,6	1.639,6
URBANA - AD	197.826,3	267.036	101,73	1.944,6	2.639,6
URBANA - MD	94.331,1	170.004	91,77	1.027,9	1.862,9
URBANA - BD	4.686,3	12.432	22,36	209,6	559,1
<b>URBANA - TOTAL</b>	<b>335.791,1</b>	<b>473.994</b>	<b>230,90</b>	<b>1.454,3</b>	<b>2.064,3</b>
RURAL	217.769,3	201.497	415,28	524,4	487,9
<b>TOTAL EMPRESA</b>	<b>553.560,5</b>	<b>675.490</b>	<b>646,18</b>	<b>856,7</b>	<b>1.051,2</b>



**Distribución de la Demanda de Dimensionamiento en AT**

Zona	POTENCIA [kW]	CLIENTES [1/°]	SUPERFICIE [km <sup>2</sup> ]	DENSIDAD POTENCIA [kW/km <sup>2</sup> ]	DENSIDAD USUARIOS [USU/km <sup>2</sup> ]
URBANA - MAD	93.874,5	24.763	15,04	6.241,7	1.655,7
URBANA - AD	201.818,8	267.666	101,73	1.983,9	2.645,8
URBANA - MD	80.503,7	170.299	91,77	877,2	1.866,1
URBANA - BD	3.908,5	12.478	22,36	174,8	561,2
<b>URBANA - TOTAL</b>	<b>380.105,5</b>	<b>475.206</b>	<b>230,90</b>	<b>1.646,2</b>	<b>2.069,6</b>
<b>RURAL</b>	<b>559.599,3</b>	<b>206.591</b>	<b>830,92</b>	<b>673,5</b>	<b>250,0</b>
<b>TOTAL EMPRESA</b>	<b>939.704,8</b>	<b>681.797</b>	<b>1061,82</b>	<b>885,0</b>	<b>645,7</b>

**7.2 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES**

Efectuados los estudios de optimización para las distintas instalaciones urbanas y rurales, aplicando la metodología y los modelos descritos, se obtuvieron los resultados indicados en los puntos siguientes. Para el caso de líneas aéreas se ha adoptado el criterio de mantener el porcentaje de líneas puras y mixtas verificado en la empresa real.

**7.2.1 Consideración de Líneas Puras y Mixtas**

Para tomar en cuenta la utilización de líneas aéreas puras y mixtas (es decir en las que se comparte el poste de apoyo entre la red de AT y BT) en el diseño de las instalaciones optimizadas de la empresa modelo se analizó la existencia de este tipo de instalaciones en la empresa de referencia.

Para ello se consideraron en forma separada las zonas urbanas y rurales, entendiendo que en las primeras existe una mayor proporción de líneas mixtas dada la densidad de instalaciones tanto en BT como en AT. Se determinó para cada zona, urbana y rural, la proporción de redes AT mixtas sobre la longitud total de líneas y se adoptó la misma proporción para la empresa modelo.

Para el caso de las redes BT se consideró la misma longitud que la red AT en cada zona (urbana o rural).

**7.2.2 Evaluación de los niveles de calidad de servicio de las redes optimizadas**

El análisis del cumplimiento de los niveles de calidad de servicio y de producto estipulado por la formativa vigente se efectuó tanto para las redes urbanas como para las rurales.

En el caso de las redes urbanas el mismo modelos de diseño y optimización considera los indicadores de calidad tanto de servicio como de producto, tal como se describe en la descripción del modelo incluida en el Anexo B del presente informe.

Para la red rural se efectuó el estudio de la misma en el programa de análisis de redes de distribución CYMDIST del que se utilizaron los módulos de flujo de cargas y de confiabilidad de redes. Mediante el estudio del flujo de cargas se verificaron los cumplimientos de los niveles de caídas de tensión, y utilizando el módulo de confiabilidad se evaluó el cumplimiento de la frecuencia y duración de las interrupciones a partir de tasas de falla y tiempos de reparación correspondientes al nivel de costos de operación y mantenimiento optimizado establecido para la empresa modelo.

A partir del análisis de confiabilidad en los circuitos rurales se determinó la necesidad de incorporación de equipos de protección y maniobra, y la adición de tramos de red AT para el respaldo de alimentadores contiguos.

### 7.2.3 Instalaciones urbanas

Se indican a continuación las tablas con los resultados de la optimización de las redes en sus distintos niveles de tensión.

#### A. RED DE AT AÉREA

LINEA AT URBANA						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$/km]	Costo Mixta [\$/km]	VNR [M\$]
		31%	69%			
LAT15UCu5	-	-	-	9.522.363	7.053.830	0
LAT15UCu2	572,3	179,2	393,1	10.887.930	8.419.397	5.261.120
LAT15UCu1/0	-	-	-	13.833.228	11.370.600	0
LAT15UCu2/0	217,8	68,2	149,6	14.892.013	12.429.385	2.875.315
LAT15UCu3/0	-	-	-	16.195.435	13.732.821	0
LAT15UAI2	112,8	35,3	77,5	9.383.791	6.914.520	867.527
LAT15UAI1/0	-	-	-	10.897.845	8.432.040	0
LAT15UAI4/0	-	-	-	12.592.468	10.126.663	0
LAT15UAICO50	24,0	7,5	16,5	14.139.563	11.669.741	298.879
LAT15UAICO70	-	-	-	14.917.679	12.447.366	0
LAT15UAICO95	-	-	-	15.646.401	13.176.083	0
LAT15UAICO150	233,6	73,2	160,5	16.159.048	13.688.730	3.378.803
LAT15UCuCont5	41,5	13,0	28,5	9.882.800	7.306.347	337.065
LAT15UCuCont2	248,3	77,8	170,6	11.248.367	8.671.914	2.353.729
LAT15UCuCont1/0	-	-	-	14.197.188	11.626.656	0
LAT15UCuCont2/0	144,9	45,4	99,5	15.292.668	12.722.222	1.960.498
LAT15UCuCont3/0	-	-	-	16.556.412	13.985.880	0
<b>TOTALES</b>	1.595,4	499,6	1.095,8			<b>17.332.936</b>

#### B. RED DE AT SUBTERRÁNEO

CABLES SUBTERRANEOS AT					
CODIGO	Long TOTAL [km]		Costo [\$/km]		VNR [M\$]
CS23Cu2	1,5		83.323.776		124.319
CS23Cu1	0,2		83.701.187		18.833
CS23Cu3/0	-		95.063.231		0
CS23Cu120			103.390.132		0
CS23Cu240	0,0		110.571.426		111
CS15Cu2	12,1		81.007.190		977.655
CS15Cu1	0,1		83.701.187		5.106
CS15Cu3/0	-		95.063.231		0
CS15Cu120	60,1		92.135.720		5.537.702
CS15Cu240	1,6		110.571.426		176.165
<b>TOTALES</b>	75,5				<b>6.839.891</b>

## C. RED DE BT AEREA

LINEA BT URBANA						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$/km]	Costo Mixta [\$/km]	VNR [M\$]
LABTUCu5	3.606,8	2.718,4	888,4	8.896.445	6.679.636	30.118.156
LABTUCu4	-	-	-	9.230.669	7.072.008	0
LABTUCu3	-	-	-	9.984.861	7.809.507	0
LABTUCu2	-	-	-	10.675.637	8.500.282	0
LABTUCu1/0	-	-	-	12.826.452	10.651.098	0
LABTUCu2/0	-	-	-	14.355.985	12.180.630	0
LABTUCu3/0	76,9	58,0	18,9	14.591.479	12.416.125	1.081.116
LPrBTUAI35	129,0	97,2	31,8	9.158.194	7.054.036	1.114.359
LPrBTUAI50	-	-	-	9.722.490	7.618.331	0
LPrBTUAI70	635,9	479,3	156,6	9.633.000	7.528.841	5.796.087
<b>TOTALES</b>	<b>4.448,6</b>	<b>3.352,8</b>	<b>1.095,8</b>			<b>38.109.718</b>

## D. RED DE BT SUBTERRÁNEA

CABLES SUBTERRANEOS BT					
CODIGO	Long TOTAL [km]		Costo [\$/km]		VNR [M\$]
CSBTCu4	-		59.398.368		0
CSBTCu2	81,5		61.323.292		4.997.836
CSBTCu1/0	12,0		62.919.188		753.795
CSBTCu2/0	-		65.849.300		0
CSBTCu3/0	-		67.770.157		0
CSBTCu4/0	-		70.073.489		0
<b>TOTALES</b>	<b>93,5</b>				<b>5.751.631</b>

## 7.2.4 Instalaciones Rurales

## A. RED DE AT

LINEA AT RURAL						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$/km]	Costo Mixta [\$/km]	VNR [M\$]
		67%	33%			
LAT15R2AI1/0	5,0	3,3	1,6	5.642.385	6.217.871	28.996
LAT15R2AI2	10,7	7,2	3,5	5.096.735	5.672.222	56.810
LAT15R2Cu2	-	-	-	5.932.629	6.439.754	-
LAT15R2Cu5	429,6	289,0	140,6	5.037.166	5.544.291	2.235.511
LAT15R2AICO50	239,5	161,1	78,4	6.823.715	7.399.201	1.679.443
LAT15R2AICO70	-	-	-	7.445.174	8.102.931	-
LAT15R2CuCont5	10,3	6,9	3,4	5.125.893	5.714.735	54.739
LAT15RAI1/0	46,0	31,0	15,1	6.770.897	7.751.128	326.497
LAT15RAI2	1.699,6	1.143,3	556,3	5.742.379	6.464.059	10.161.392
LAT15RAI4/0	347,4	233,7	113,7	9.449.909	10.430.140	3.394.742
LAT15RCu1/0	-	-	-	9.276.474	10.508.136	-
LAT15RCu2	-	-	-	7.136.940	7.908.229	-
LAT15RCu2/0	13,0	8,7	4,3	10.335.259	11.566.921	139.599
LAT15RCu3/0	239,3	160,9	78,3	11.569.723	12.739.828	2.859.784
LAT15RCu5	25,5	17,2	8,3	5.771.373	6.542.662	153.608
LAT15RAICO50	424,3	285,4	138,9	10.630.856	11.288.612	4.601.621
LAT15RAICO70	199,5	134,2	65,3	11.408.789	12.042.480	2.317.073
LAT15RCuCont1/0	0,6	0,4	0,2	9.427.187	10.798.049	5.619
LAT15RCuCont2	19,4	13,1	6,4	7.282.184	8.187.571	147.319
LAT15RCuCont2/0	0,8	0,5	0,2	10.485.972	11.856.835	8.288
LAT15RCuCont3/0	10,3	7,0	3,4	11.720.436	13.029.742	125.657
LAT15RCuCont5	84,0	56,5	27,5	5.916.617	6.822.004	521.908
LAT23R2AI2	-	-	-	5.326.517	5.955.165	-
LAT23R2Cu2	-	-	-	6.102.879	6.623.074	-
LAT23R2Cu5	385,9	259,6	126,3	5.207.416	5.727.611	2.075.087
LAT23R2AICO50	202,6	136,3	66,3	7.053.497	7.682.145	1.470.734
LAT23R2AICO70	-	-	-	7.511.114	8.139.762	-
LAT23R2CuCont5	9,5	6,4	3,1	5.224.546	5.887.178	51.656
LAT23RAI1/0	48,0	32,3	15,7	7.045.329	7.970.590	352.397
LAT23RAI2	329,1	221,4	107,7	5.959.121	6.701.576	2.041.137
LAT23RAI4/0	43,6	29,3	14,3	9.616.956	10.542.252	432.256
LAT23RCu1/0	-	-	-	9.570.606	10.814.605	-
LAT23RCu2	24,0	16,1	7,9	7.378.604	8.183.808	183.412
LAT23RCu3/0	21,8	14,6	7,1	11.929.830	13.173.829	268.651
LAT23RCu5	30,0	20,2	9,8	6.011.299	6.815.106	188.232
LAT23RAICO50	116,3	78,2	38,1	12.094.867	12.928.001	1.438.385
LAT23RAICO70	73,6	49,5	24,1	12.781.293	13.638.196	961.542
LAT23RCuCont2	6,7	4,5	2,2	7.455.325	8.504.746	52.229
LAT23RCuCont5	0,7	0,5	0,2	6.096.141	7.150.188	4.547
<b>TOTALES</b>	<b>5.096,6</b>	<b>3.428,4</b>	<b>1.668,2</b>			<b>38.338.872</b>

## B. RED DE BT

LINEA BT RURAL						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$/km]	Costo Mixta [\$/km]	VNR [M\$]
LABTR1Cu5	4.795,3	3.525,0	1.270,3	4.396.873	4.530.768	21.254.296
LABTR1Cu4	-	-	-	4.590.821	4.734.913	0
LABTR1Cu2	-	-	-	5.305.759	5.449.850	0
LABTR1Cu1/0	-	-	-	6.357.670	6.501.762	0
LABTR1Cu2/0	-	-	-	7.122.433	7.266.525	0
LABTR3Cu5	-	-	-	5.487.153	5.640.831	0
LABTR3Cu4	-	-	-	5.750.194	5.903.872	0
LABTR3Cu3	-	-	-	6.280.645	6.437.888	0
LABTR3Cu2	-	-	-	7.112.832	7.270.075	0
LABTR3Cu1/0	-	-	-	8.886.889	9.044.133	0
LABTR3Cu2/0	-	-	-	10.584.617	10.741.860	0
LABTR3Cu3/0	50,4	37,1	13,4	11.201.368	11.358.612	567.048
LPrBTR3AI35	689,8	507,1	182,7	5.988.458	6.132.680	4.157.289
LPrBTR3AI50	-	-	-	6.552.754	6.696.975	0
LPrBTR3AI70	761,9	560,1	201,8	6.463.264	6.607.485	4.953.397
<b>TOTALES</b>	<b>6.297,4</b>	<b>4.629,2</b>	<b>1.668,2</b>			<b>30.932.030</b>

## 7.2.5 Subestaciones de DISTRIBUCIÓN AT/BT

SED AT/BT						
CODIGO	Cantidad	Capacidad unitaria	Capacidad acumulada	Costo [\$/ud]		VNR [M\$]
SEDA3F23-10	-	10	-	1.235.623		0
SEDA3F23-15	21	15	315	1.418.146		29.781
SEDA3F23-30	130	30	3.900	1.546.055		200.987
SEDA3F23-45	29	45	1.305	1.846.510		53.549
SEDA3F23-75	26	75	1.950	2.144.833		55.766
SEDA3F23-112	14	112	1.568	2.670.679		37.389
SEDA3F23-150	3	150	450	2.920.268		8.761
SEDA3F23-300	33	300	9.900	4.357.769		143.806
SEDA3F23-500	12	500	6.000	5.569.003		66.828
SEDA3F23-750	-	750	-	11.639.833		0
SEDA3F23-1000	21	1.000	21.000	10.465.400		219.773
SEDA2F23-5	619	5	3.095	881.536		545.671
SEDA2F23-10	652	10	6.520	939.302		612.425
SEDA2F23-15	84	15	1.260	1.066.542		89.589
SEDA3F15-10	-	10	-	1.276.356		0
SEDA3F15-15	89	15	1.335	1.276.356		113.596
SEDA3F15-30	1.028	30	30.840	1.538.087		1.581.153
SEDA3F15-45	345	45	15.525	1.717.406		592.505
SEDA3F15-75	534	75	40.050	2.055.960		1.097.882
SEDA3F15-112	70	112	7.840	2.581.089		180.676
SEDA3F15-150	1.164	150	174.600	2.882.139		3.354.810
SEDA3F15-300	1.052	300	315.600	3.972.925		4.179.517
SEDA3F15-500	366	500	183.000	5.498.558		2.012.472
SEDA3F15-750	7	750	5.250	8.618.499		60.329
SEDA3F15-1000	-	1.000	-	11.714.426		0
SEDA2F15-5	641	5	3.205	869.133		557.114
SEDA2F15-10	2.013	10	20.130	924.244		1.860.503
SEDA2F15-15	354	15	5.310	1.054.455		373.277
SEDSB15-300	18	300	5.400	15.319.245		275.746
SEDSB15-500	41	500	20.500	17.547.224		719.436
SEDSB15-750	-	750	-	21.524.588		0
SEDP15-500		500	-	9.088.227		0
<b>TOTALES</b>	<b>9.366</b>		<b>885.848</b>			<b>19.023.345</b>

## 7.2.6 Equipos

## A. EQUIPOS RED AT

EQUIPOS RED AT						
CODIGO	Cantidad			Costo [\$/ud]		VNR [M\$]
REC3F23	18			11.517.382		207.313
SBCAER3F23	-			2.691.976		0
SECAER3F23	141			796.761		112.343
CUTOOUT3F23	2.249			354.339		796.909
DES3F23	-			969.836		0
SECCL3F23	-			2.450.095		0
REGTEN3F23	-			40.767.106		0
SBCAER2F23	-			2.691.976		0
SECAER2F23	132			796.761		105.172
CUTOOUT2F23	2.093			297.137		621.907
DES2F23	-			886.336		0
REGTEN2F23	-			27.732.588		0
REC3F15	417			10.580.372		4.412.015
SBCAER3F15	1.477			2.450.095		3.618.791
SECAER3F15	2.681			796.761		2.136.115
CUTOOUT3F15	10.773			354.339		3.817.299
DES3F15	182			878.424		159.873
SECCL3F15	-			2.450.095		0
REGTEN3F15	-			33.144.991		0
CEL3V15	26			13.118.815		341.089
CEL5V15				23.335.568		0
SBCAER2F15	-			2.450.095		0
SECAER2F15	153			796.761		121.904
CUTOOUT2F15	2.433			297.137		722.934
DES2F15	-			823.903		0
REGTEN2F15	-			22.651.178		0
BCOND150-23	-			1.280.881		0
BCOND300-23	-			1.280.881		0
BCOND450-23	22			1.396.598		30.725
BCOND600-23	-			4.978.356		0
BCOND750-23	-			4.866.246		0
BCOND900-23	-			5.209.790		0
BCOND150-15	-			1.280.881		0
BCOND300-15	-			1.280.881		0
BCOND450-15	107			1.396.598		149.436
BCOND600-15	-			4.978.356		0
BCOND750-15	-			4.866.246		0
BCOND900-15	-			5.209.790		0
<b>TOTALES</b>	<b>22.904</b>					<b>17.353.827</b>

## B. EQUIPOS SED AT/BT

EQUIPOS SED AT/BT						
CODIGO	Cantidad			Costo [\$/ud]		VNR [M\$]
CUTOUT2F23	1.355			297.137		402.620
CUTOUT3F23	289			354.339		102.404
CUTOUT3F15	1.992			354.339		705.844
CUTOUT2F15	5.671			297.137		1.685.063
CEL3V15	-			13.118.815		0
CEL5V15	59			23.335.568		1.376.798
<b>TOTALES</b>	<b>9.366</b>					<b>4.272.730</b>

## 7.3 EVALUACIÓN DEL CAMBIO DE ALIMENTACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE AT

En función de lo indicado en el punto 5.2 de las Bases se ha efectuado el análisis del cambio de tensión de los alimentadores, considerando los niveles normalizados.

Para ello se adoptó el criterio que los cambios de tensión debían ser a tensiones superiores por los beneficios fundados en la reducción de pérdidas, es decir se consideraron los cambios de tensiones de 13 ó 15 kV a 23 kV.

El análisis detallado para cada alimentador de la empresa modelo y los resultados obtenidos se presentan en el Anexo I del presente informe, pero las conclusiones generales del estudio indican que el ahorro de las pérdidas capitalizadas es inferior a los costos asociados al reemplazo de los transformadores particulares y a las adecuaciones necesarias en las subestaciones primarias.



## **8. *PROYECCIÓN DE COSTOS AL RESTO DEL UNIVERSO DE INSTALACIONES***

---

Como se indicó en el capítulo 6 del presente informe los estudios de optimización de las redes se han efectuado, tanto en las áreas urbanas como en las rurales, sobre la totalidad del área de concesión y de las instalaciones de la distribuidora, por lo que se evitó efectuar la proyección de los costos al universo de instalaciones.

## **9. DIMENSIONAMIENTO DE LA MANTENCIÓN Y OPERACIÓN**

---

En el presente capítulo se presentan los resultados de las tareas de Dimensionamiento de la Mantenición y Operación y de aquellas correspondientes a la Organización de la Empresa Modelo. Los resultados reflejan los costos de explotación eficientes de una empresa que desarrolla los procesos, actividades y funciones mínimas necesarias para la prestación del servicio en el mercado del Area de Distribución Típica 2, cumpliendo con los estándares de calidad establecidos.

Para tal fin se analizaron las características del mercado y sus instalaciones adaptadas a la demanda, y sobre la base de ratios estándares para empresas latinoamericanas se diseñó la estructura óptima que permitiría desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, la que se valorizó considerando remuneraciones de mercado para el personal propio y contratistas.

Los valores de Costos se indican en Millones de pesos chilenos del 31 de diciembre de 2003. Estos valores se han determinado sobre la base de la información disponible y la experiencia del Consultor en estudios similares realizados para otras jurisdicciones.

El resumen de los resultados obtenidos se indica en los puntos siguientes de éste capítulo, y los principios teóricos aplicados y la metodología utilizada se describe en el Anexo C.

En la tabla siguiente se detallan los resultados según lo solicitado en el punto 3.2.2 Formatos de entrega de Resultados Globales.

Actividad	Descripción	Valor Global MM\$
11	Distribución AT Aérea	7.885,2
12	Distribución AT Subterránea	89,0
21	Distribución BT Aérea	5.298,1
22	Distribución BT Subterránea	46,1
25	Subestaciones de Distribución Aéreas	2.171,6
26	Subestaciones de Distribución Subterráneas	13,8
27	Otras Subestaciones de Distribución	0,0
31	Atención Clientes AT: Por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad	71,7
32	Atención Clientes BT: Por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad	7.692,8
33	Atención Clientes Peajes en Distribución	1,4
34	Atención a Clientes por Otros Servicios: Por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad	0,0
41	Ejecución y Retiro de Empalmes	0,0
42	Reposición de fusibles y empalmes	0,0
51	Desconexión y Reposición de Servicio (*)	2.675,7
61	Arriendo de Equipos de Medida AT	0,0
62	Colocación y retiro de Equipos de Medida AT	0,0
63	Conservación de Equipos de Medida AT	0,0
64	Arriendo de Equipos de Medida BT	0,0
65	Colocación y retiro de Equipos de Medida BT	0,0
66	Conservación de Equipos de Medida BT	0,0
71 GC	Gestión Comercial: Por la compra de E&P valorizada al Ingreso de Distribución.	270,5
<b>Total Explotación</b>		<b>26.215,9</b>
Ingeniería y obras		855,1
Materiales de Recuperación de Energía		279,4
<b>Total Empresa</b>		<b>27.350,4</b>

(\*) No transferible al VAD

Por otra parte la asignación de los costos según su naturaleza a las distintas actividades técnicas y comerciales establecidas se presenta a continuación:

Actividades	COyM (M\$)				Clientes (M\$)			
	R.P.P.	S.C.T.	Materiales y Equipos	Otros COyM	R.P.P.	S.C.T.	Materiales y Equipos	Otros COyM
11	3.858.334	1.425.355	757.735	1.843.792				
12	43.556	16.091	8.554	20.814				
21	2.450.617	966.569	489.562	1.391.382				
22	21.318	8.408	4.259	12.104				
25	1.138.195	49.569	489.532	494.352				
26	7.215	314	3.103	3.134				
27	0	0	0	0				
31					31.361	13.817	991	25.567
32					3.363.031	1.481.730	106.279	2.741.724
33					598	263	19	487
34					0	0	0	0
41					0	0	0	0
42					0	0	0	0
51					677.552	1.143.311	302.470	552.377
61					0	0	0	0
62					0	0	0	0
63					0	0	0	0
64					0	0	0	0
65					0	0	0	0
66					0	0	0	0
71 GC					148.018	356	1.426	120.672
<b>Total</b>	<b>7.519.235</b>	<b>2.466.306</b>	<b>1.752.745</b>	<b>3.765.578</b>	<b>4.220.559</b>	<b>2.639.477</b>	<b>411.184</b>	<b>3.440.827</b>

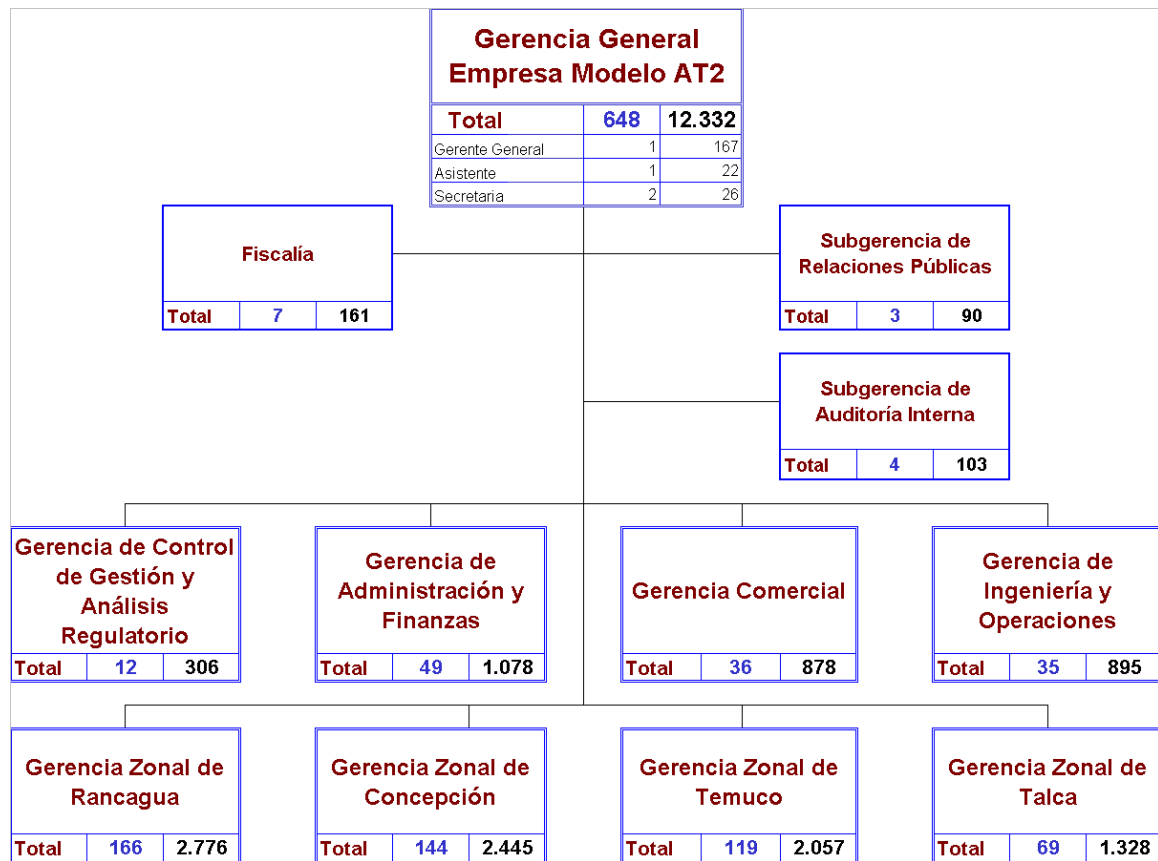
El resto de las tablas solicitadas se indican en el Anexo A al presente informe.

## 10. DIMENSIONAMIENTO DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA MODELO

En los puntos siguientes se resumen los resultados obtenidos, cuyo detalle puede observarse en el modelo de cálculo informático adjunto, cuya descripción se encuentra comprendida dentro de la metodología indicada en el Anexo C.

### 10.1 ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA MODELO

A continuación se presenta la estructura general optimizada diseñada para la empresa modelo.



En el Anexo F se presentan los organigramas de detalle correspondientes a las distintas áreas.

## 10.2 RESULTADOS DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN OBTENIDOS PARA LA EMPRESA MODELO

A continuación se presenta el resumen de costos de explotación obtenidos mediante el diseño de la empresa modelo.

### **Costo Total Empresa Modelo [MM\$ / Año]**

<b>Total Empresa por Sector</b>	
Total Técnica	13.381
Total Comercial	13.969
<b>Total Empresa</b>	<b>27.350</b>

<b>Total Empresa por Rubro</b>	
Total Personal	12.332
Total Materiales	2.649
Total Servicios Contratados	12.368
<b>Total Empresa</b>	<b>27.350</b>

<b>Total Empresa con Personal separado</b>	
Total Personal	12.332
Total Comercial	7.400
Total Técnica	5.578
Total Administración	2.040
<b>Total Empresa</b>	<b>27.350</b>

## 10.3 ESTUDIO DE REMUNERACIONES

De acuerdo con lo estipulado en las bases para la realización del estudio, se procedió a efectuar un estudio ad-hoc de las remuneraciones a aplicar para cada estamento de personal, considerando el mercado relevante y los sueldos promedio de mercado. El estudio fue realizado por Ernst & Young, Auditores-Consultores, y la metodología se explica a continuación:

- Se consideró como mercado relevante el de las empresas de distribución eléctrica en Chile.
- Los estamentos de personal corresponden a los descritos en la estructura organizacional propuesta para la empresa modelo.
- La información de las empresas corresponde al costo del personal, por cada estamento, con la correspondiente homologación de cargos. El costo incluye todos los conceptos de remuneraciones, provisiones y beneficios que obtienen los trabajadores en las empresas de distribución eléctrica del país.
- Para efectos de obtener las remuneraciones medias, por cada estamento, se procedió a obtener el promedio aritmético de esos estamentos en cada empresa y se calculó un promedio ponderado de las empresas representadas, en función de la cantidad de clientes de cada una.

- Los valores están calculados al nivel de remuneraciones de 2003 y expresados en moneda de diciembre de ese año.

Los principales resultados se muestran a continuación:

Variable	Unidad	Valor Mercado	Descripción
<b>Nivel 1</b> - Gerente General	\$/año	167.411.829	Primer Nivel de la Organización. Costo Salarial Total del Nivel (salario, cargas, adicionales, y beneficios).
<b>Nivel 2</b> - Gerente	\$/año	77.002.678	Segundo Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel.
<b>Nivel 3</b> - Subgerente	\$/año	54.777.105	Tercer Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel.
<b>Nivel 4</b> - Jefe de Departamento	\$/año	42.226.706	Cuarto Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel.
<b>Nivel 5</b> - Jefe de Sección	\$/año	31.464.566	Quinto Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel.
<b>Nivel 6</b> - Profesional	\$/año	22.405.197	Sexto Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel. Comprende a Contadores, Licenciados, Ingenieros, etc.
<b>Nivel 7a</b> - Supervisor	\$/año	17.057.255	Séptimo Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel. Comprende a Supervisores de funciones comerciales y administrativas.
<b>Nivel 7b</b> - Empleado	\$/año	12.840.196	Séptimo Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel. Comprende a Empleados que cumplen funciones comerciales y administrativas.
<b>Nivel 8a</b> - Capataz	\$/año	15.911.866	Octavo Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel. Comprende a Capataces que cumplen funciones de O&M.
<b>Nivel 8b</b> - Operario	\$/año	12.366.708	Octavo Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel. Comprende a Operarios que cumplen funciones de O&M.
<b>Nivel 9</b> - Operario NO calificado	\$/año	8.438.259	Noveno Nivel de la Organización. Promedio del Costo Salarial Total del Nivel. Comprende a Operarios NO calificados que cumplen funciones de maestranza.

## 11. DIMENSIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES MUEBLES E INMUEBLES

El dimensionamiento de las instalaciones Muebles e Inmuebles estuvo directamente vinculado con los criterios adoptados en el diseño de la organización y los recursos correspondientes a la Empresa Modelo.

Esta empresa se ha considerado arrendando los terrenos, edificios y vehículos necesarios para su funcionamiento, y contratando servicios generales de Informática que cubren, además del procesamiento y otros servicios, la provisión de los equipos informáticos requeridos para el funcionamiento de la empresa.

Por estos motivos solamente se han considerado como instalaciones y bienes Muebles e Inmuebles de la Empresa Modelo las herramientas, equipos e instrumentos requeridos para la ejecución de las tareas de campo y laboratorio, los equipos de radio del personal de campo, los sistemas de telecomunicaciones y la telemetría y telecomando (sistema SCADA) de las instalaciones.

En lo que respecta a las telecomunicaciones y el sistema SCADA el detalle de su valorización se presenta en el Anexo H del presente informe.

Para el dimensionamiento y la valorización de las herramientas, los equipos e instrumentos y los equipos de radio requeridos para el funcionamiento de la Empresa Modelo se han tomado en cuenta ratios globales y precios unitarios típicos de estos bienes en distintas empresas de distribución latinoamericanas. Los ratios relacionan los distintos ítem de recursos con la cantidad de personal dedicado a las actividades técnicas (o distribución) de la empresa.

En la siguiente tabla se presentan los valores utilizados para su determinación y los resultados obtenidos.

Bienes Muebles e Inmuebles	ud / pers. distribución	Personal distribución	Cantidad	Precios unit. [ \$ / ud ]	VNR [ M\$ ]
Herramientas	13	193	2.509	360.000	903.240,0
Equipos e Instrumentos	5,3	193	1.023	480.000	491.040,0
Equipos de Radio	2,2	193	425	360.000	153.000,0
Telecomunicaciones					527.760,0
Sistema SCADA					2.696.698,0
<b>TOTAL</b>					<b>4.771.738,0</b>



## 12. VALORIZACIÓN DEL VNR DE LAS INSTALACIONES DE AT Y BT DE LA EMPRESA

Se indica a continuación un resumen del VNR resultante de los estudios de optimización de las instalaciones de distribución de la empresa modelo, de los Bienes Muebles e Inmuebles determinados y de la incorporación de los Bienes Intangibles y del Capital de Explotación, de acuerdo a lo establecido en el DFL 1 de 1982 del Ministerio de Minería.

Instalación	VNR [ M\$ ]
Red AT y Equipos	79.865.526,3
SED AT/BT	23.296.075,8
Red BT	74.793.379,1
Bienes Muebles e Inmuebles	4.771.738,0
Bienes Intangibles	3.654.534,4
Capital Explotación	12.289.358,5
<b>TOTAL</b>	<b>198.670.612,1</b>

De acuerdo a lo establecido en las Bases del presente estudio se efectuó a continuación la asignación de los Bienes Muebles e Inmuebles a las etapas de AT y BT en forma proporcional a los respectivos VNR de las instalaciones, según se indica a continuación.

### ASIGNACION DE LOS BIENES M. e INMUEBLES

VNR AT	79.865.526,3
VNR BT	98.089.454,9
Bienes Muebles e Inm. AT	2.141.538,1
Bienes Muebles e Inm. BT	2.630.199,9
	<b>182.726.719,2</b>

Finalmente se asignó el valor de los Bienes Intangibles y del Capital de Explotación según los siguientes criterios:

- Los Bienes Intangibles se incorporaron como un incremento del 2% tanto del VNR en AT y BT como de los Bienes Muebles e Inmuebles asignados a AT y BT
- El Capital de Explotación se asignó proporcionalmente a los ingresos de distribución (  $a \times \text{VNR} + \text{Comí}$  ) correspondientes a cada nivel de tensión

Los resultados finales se muestran en la tabla siguiente:

### INCORPORACION DE BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACION

VNR AT	87.341.471,8
VNR BT	106.461.967,6
Bienes Muebles e Inm. AT	2.184.368,8
Bienes Muebles e Inm. BT	2.682.803,9
	<b>198.670.612,1</b>

Se indica en los puntos siguientes un detalle para cada tipo de instalación.

#### 12.1 REDES DE ALTA TENSION

Instalación	Zona	Tipo	Fases	Construcc.	Long. Pura [ km ]	Long. Mixta [ km ]	Long. TOTAL [ km ]	VNR [ M\$ ]
Red AT	Urbana	Aérea	Trifásica	Normal	282,8	620,2	903,0	9.003.962,4
Red AT	Urbana	Aérea	Trifásica	Contaminada	136,2	298,6	434,8	4.651.292,2
Red AT	Urbana	Aérea	Trifásica	Compacta	80,7	177,0	257,6	3.677.681,6
Red AT	Urbana	Subterráñ.	Trifásica		66,4		66,4	6.045.142,3
Subtotal Urbana					566,1	1.095,8	1.661,9	23.378.078,4
Red AT	Rural	Aérea	Bifásica	Normal	559,2	272,1	831,2	4.396.404,0
Red AT	Rural	Aérea	Bifásica	Contaminada	13,3	6,5	19,8	106.394,9
Red AT	Rural	Aérea	Bifásica	Compacta	297,4	144,7	442,1	3.150.177,1
Red AT	Rural	Aérea	Trifásica	Normal	1.928,8	938,5	2.867,3	20.501.706,4
Red AT	Rural	Aérea	Trifásica	Contaminada	82,4	40,1	122,5	865.568,1
Red AT	Rural	Aérea	Trifásica	Compacta	547,3	266,3	813,7	9.318.621,7
Red AT	Rural	Subterráñ.	Trifásica		9,1		9,1	794.748,3
Subtotal Rural					3.437,5	1.668,2	5.105,7	39.133.620,4
<b>TOTAL</b>					<b>4.003,6</b>	<b>2.764,0</b>	<b>6.767,5</b>	<b>62.511.698,9</b>

#### 12.2 SUBESTACIONES AT/BT

Instalación	Zona	Construcción	Cantidad [ N° ]	Cap. Instalada [ kVA ]	VNR [ M\$ ]
SED AT/BT	Urbana	Aérea	2.663	645.700	9.425.480,1
SED AT/BT	Urbana	Pad Mounted			
SED AT/BT	Urbana	Subterránea	59	25.900	995.182,6
Subtotal Urbana			2.722	671.600	10.420.662,7
SED AT/BT	Rural	Aérea	6.644	214.248	8.602.682,7
Equipos SED			9.366		4.272.730,5
<b>TOTAL</b>			<b>9.366</b>	<b>885.848</b>	<b>23.296.075,8</b>

## 12. Valorización del VNR de las Instalaciones de AT y BT de la Empresa

## 12.3 REDES DE BT

Instalación	Zona	Tipo	Fases	Construcc.	Long. Pura [ km ]	Long. Mixta [ km ]	Long. TOTAL [ km ]	VNR [ M\$ ]
Red BT	Urbana	Aérea	Trifásica	Normal	2.776,3	907,4	3.683,7	31.199.271,8
Red BT	Urbana	Aérea	Trifásica	Preensamb.	576,5	188,4	764,9	6.910.445,8
Red BT	Urbana	Subterráne.	Trifásica		93,5		93,5	5.751.631,2
Subtotal Urbana					3.446,3	1.095,8	4.542,1	43.861.348,8
Red BT	Rural	Aérea	Monofásica	Normal	3.525,0	1.270,3	4.795,3	21.254.296,4
Red BT	Rural	Aérea	Trifásica	Normal	37,1	13,4	50,4	567.048,1
Red BT	Rural	Aérea	Trifásica	Preensamb.	1.067,1	384,6	1.451,7	9.110.685,8
Subtotal Rural					4.629,2	1.668,2	6.297,4	30.932.030,3
<b>TOTAL</b>					<b>8.075,5</b>	<b>2.764,0</b>	<b>10.839,5</b>	<b>74.793.379,1</b>

## 12.4 EQUIPOS

Instalación	Construcción	Cantidad [ N° ]	VNR [ M\$ ]
Equipo AT	Reconectores	435	4.619.328,2
Equipo AT	Seccionadores Bajo Carga Aéreos	1.477	3.618.790,8
Equipo AT	Seccionadores Aéreos	3.107	2.475.535,2
Equipo AT	Secc. Fusible Aéreos (Cut Out)	17.548	5.959.049,8
Equipo AT	Descargadores de Sobretensión	182	159.873,2
Equipo AT	Seccionalizadores	0	0,0
Equipo AT	Celdas de 3 Vías	26	341.089,2
Equipo AT	Celdas de 5 Vías	0	0,0
Equipo AT	Reguladores de Tensión	0	0,0
Equipo AT	Bancos de Capacitores	129	180.161,1
<b>TOTAL</b>		<b>22.904</b>	<b>17.353.827,5</b>

## 12.5 BIENES MUEBLES E INMUEBLES

Bienes Muebles e Inmuebles	ud / pers. distribución	Personal distribución	Cantidad	Precios unit. [ \$ / ud ]	VNR [ M\$ ]
Herramientas	13	193	2.509	360.000	903.240,0
Equipos e Instrumentos	5,3	193	1.023	480.000	491.040,0
Equipos de Radio	2,2	193	425	360.000	153.000,0
Telecomunicaciones					527.760,0
Sistema SCADA					2.696.698,0
<b>TOTAL</b>					<b>4.771.738,0</b>

## 12.6 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN

De acuerdo a los Artículos 106 y 116 del DFL 1 de 1982 se han considerado para su incorporación en el VNR de la empresa modelo el monto de los bienes intangible y el capital de explotación, según se detalla a continuación.

### 12.6.1 Bienes Intangibles

El DFL 1 de 1982 establece que dentro del valor nuevo de reemplazo se considerarán los bienes intangibles definidos como “gastos de organización de la empresa”. De esta forma se incluirán los gastos relacionados con su “puesta en marcha”, período comprendido desde su génesis hasta su funcionamiento en régimen permanente.

Consecuentemente con lo anterior podemos agrupar los gastos de organización en los siguientes ítems:

- Gastos legales.
- Gastos de selección y reclutamiento.
- Gastos de capacitación de personal.
- Remuneraciones.
- Gastos de administración.
- Gastos en marketing e imagen corporativa.

Gastos legales:

Dentro de gastos legales se incluirán los resultantes directamente de cumplir con las leyes, reglamentos y normas vigentes, como son:

- Asesorías legales para la constitución de la empresa y gastos notariales de su reducción a escritura pública.
- Asesorías y trámites legales para la obtención de concesiones y notariales de su reducción a escritura pública.
- Registro de marcas en el Registro de Propiedad Intelectual.
- Publicaciones en diario oficial.
- Patentes municipales para operar en comunas donde la empresa tiene concesión.

Gastos de selección y reclutamiento:

En este ítem incluiremos los gastos de seleccionar y reclutar al total de los empleados de la compañía. En promedio por cada empleado contratado, cumplen el proceso de selección tres postulantes.

Como gastos de selección y reclutamiento podemos mencionar:

- Publicación de avisos.
- Traslados de postulantes.
- Examen preocupacional.

- Entrevista psicológica.

Gastos de capacitación:

Además de la selección y el reclutamiento es necesario incluir capacitaciones que preparen a los empleados en las funciones específicas que deben cumplir, de esta forma debemos considerar:

Traslados a capacitación.

- Cursos de capacitación colectivos dentro de la compañía.
- Cursos externos.
- Materiales utilizados en la capacitación interna.

Remuneraciones:

Dentro de los gastos de organización se deben considerar las remuneraciones a pagar durante el período de estudio. Si bien en la primera etapa es necesario el personal encargado de administrar las obras y organizar la empresa, paulatinamente se debe integrar el personal administrativo y técnico hasta por lo menos seis meses antes de la puesta en marcha de la empresa.

Gastos administrativos:

Durante el período de organización y puesta en marcha de la empresa, se incurre en gastos relacionados con el pago de suministros y mantención de la infraestructura utilizada. Dentro de este ítem podemos considerar:

- Arriendo de oficinas
- Suministros (agua, electricidad)
- Movilización
- Comunicaciones
- Aseo y mantención

Gastos en marketing e imagen corporativa:

En el período inicial de la empresa se debe realizar una inyección adicional de recursos para definir la imagen corporativa de la empresa, implementarla y lograr el reconocimiento necesario para operar normalmente.

Dentro de este ítem podemos considerar:

- Publicidad.
- Implementos corporativos.

De datos obtenidos de la contabilidad del año 2002, podemos estimar valores de gastos para el período de organización en cada uno de los ítems anteriores:

Concepto	Valor estimado
Gastos legales	MM\$ 50
Gastos de selección y reclutamiento	MM\$ 230
Gastos de capacitación de personal	MM\$ 400
Remuneraciones	MM\$ 2.750
Gastos de administración	MM\$ 800
Gastos en marketing e imagen corporativa	MM\$ 150
<b>Total</b>	<b>MM\$ 4.380</b>

Considerando que los valores utilizados son muy conservadores y que el valor total de gastos de organización calculado supera con creces el 2 % de la valorización de los bienes físicos máximo permitido, se ha considerado como monto de los bienes intangibles dicho valor.

### 12.6.2 Capital de Explotación

De acuerdo con lo establecido en el Decreto Fuerza de Ley número 1 de 1982 el Capital de Explotación se establece como la doceava parte ( 1/12 ) del ingreso anula de la distribuidora.

Para determinar este ingreso se han considerado como ingreso el que resulta del mismo cálculo de las componentes del VAD del presenta estudio (lo que requirió efectuar algunas iteraciones para lograr la convergencia de los resultados) y el costo de la compra de energía y potencia de la empresa de referencia para el año base, con los precios correspondientes a diciembre de 2003.

Los valores calculados e incorporados al VNR se presentan en la siguiente tabla:

a x VNR	21.074.979 M\$
COyM	15.503.865 M\$
Costos AC	8.036.338 M\$
<b>a x VNR + COyM</b>	<b>44.615.182 M\$</b>
Compra Potencia	37.347.340 M\$
Compra Energía	65.509.780 M\$
<b>Compra Total</b>	<b>102.857.120 M\$</b>
<b>INGRESO TOTAL AÑO BASE</b>	<b>147.472.302 M\$</b>
<b>CAPITAL DE EXPLOTACION</b>	<b>12.289.359 M\$</b>

### 13. COSTOS DE LAS INSTALACIONES

De acuerdo a lo indicado en el punto 6.4 de las Bases se han determinado los Costos de las Instalaciones para el año base y los próximos 5 años (2004 – 2008).

El costo de las Instalaciones Muebles e Inmuebles (CIMI) se corresponde con el valor indicado en la Tabla RBM-02 del Anexo A, el que se ha desagregado entre distribución AT y BT de acuerdo al criterio de prorrata proporcional al VNR de instalaciones físicas de AT y BT, de forma tal que:

$$\text{CIMI} = \text{CIMIAT} + \text{CIMIBT} \text{ [\$]}$$

El costo de las instalaciones de distribución se corresponde con el valor indicado en las tablas RAT-02 y RBT-02 del Anexo A, correspondientes a instalaciones de AT (CINSTAT) y BT (CINSTBT).

A partir de éstos valores se determinaron los siguientes valores medios:

$$\text{kia} = (\text{CINSTAT} + \text{CIMIAT}) / \text{kWAT} \text{ [$/kW]}$$

$$\text{kib} = (\text{CINSTBT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWBT} \text{ [$/kW]}$$

El costo medio equivalente de todo el sistema de distribución se ha determinado mediante la siguiente expresión:

$$\text{kis} = (\text{CINSTAT} + \text{CINSTBT} + \text{CIMIAT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWSD} \text{ [$/kW]}$$

A continuación se indican los valores para el año base.

#### Costos de las instalaciones

CINSTAT =	87.341.472 M\$	Costo de las instalaciones de distribución AT
CIMIAT =	2.184.369 M\$	Costo de las instalaciones muebles e inmuebles asignado a distribución AT
CINSTBT =	106.461.968 M\$	Costo de las instalaciones de distribución BT
CIMIBT =	2.682.804 M\$	Costo de las instalaciones muebles e inmuebles asignado a distribución BT
kWAT =	602.744 kW	
kWBT =	274.515 kW	
kWSD =	628.107 kW	

$$\text{kia} = (\text{CINSTAT} + \text{CIMIAT}) / \text{kWAT}$$

$$\text{kib} = (\text{CINSTBT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWBT}$$

$$\text{kia} = 148.530 \text{ \$ / kW}$$

$$\text{kib} = 397.591 \text{ \$ / kW}$$

$$\text{kis} = (\text{CINSTAT} + \text{CINSTBT} + \text{CIMIAT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWSD}$$

$$\text{kis} = 316.300 \text{ \$ / kW}$$

En la tabla siguiente se indica la proyección para los próximos 5 años (2004 – 2008).

**Proyección de costos de las instalaciones**

	2004	2005	2006	2007	2008	
<b>kiat =</b>	145.610,80	144.052,29	142.508,38	140.978,96	139.463,94	\$ / kW
<b>kibt =</b>	393.322,99	389.100,46	384.923,26	380.790,90	376.702,91	\$ / kW
<b>kisd =</b>	309.432,57	305.364,66	301.343,84	297.369,63	293.441,55	\$ / kW



## 14. COSTOS DE MANTENCIÓN Y OPERACIÓN

Se indican a continuación los costos asociados a las actividades y requerimientos de mantenimiento y operación dimensionados para la empresa modelo, conforme a lo indicado en el punto 6.5 y Anexo 2 de las Bases.

Los valores se han determinado para el año base y los próximos 5 años (2004 – 2008).

El costo de mantenimiento y operación de distribución corresponde a la suma de los valores codificados como 11 y 12, en el listado de Actividades a Considerar, del punto 2 en el Anexo N° 2, para las instalaciones de AT, que se denomina COYMAT y la suma de los valores codificados como 21;22;25;26; y 27, del mismo listado, para las instalaciones BT, que se denomina COYMBT.

A partir de los valores anteriores, se determinaron los siguientes costos medios:

$$\text{koymat} = \text{COYMAT} / \text{kWAT} \quad [ \$/\text{kW/año} ]$$

$$\text{koymbt} = \text{COYMBT} / \text{kWBT} \quad [ \$/\text{kW/año} ]$$

Asimismo se ha determinado el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución, con la siguiente expresión:

$$\text{koymsd} = (\text{COYMAT} + \text{COYMBT}) / \text{kWSD} \quad [ \$/\text{kW} ]$$

A continuación se indican los valores para el año base.

### Costos de mantenimiento y operación

COYMAT =	7.974,2	MM\$ / año	Costo de mantención y operación para las instalaciones de AT (Actividades 11 y 12)
COYMBT =	7.529,6	MM\$ / año	Costo de mantención y operación para las instalaciones de BT (Actividades 21, 22, 25, 26)

kWAT =	602.744 kW
kWBT =	274.515 kW
kWSD =	628.107 kW

$$\text{koymat} = \text{COYMAT} / \text{kWAT}$$

$$\text{koymbt} = \text{COYMBT} / \text{kWBT}$$

$$\text{koymat} = 13.230 \$ / \text{kW-año}$$

$$\text{koymbt} = 27.429 \$ / \text{kW-año}$$

$$\text{koymsd} = (\text{COYMAT} + \text{COYMBT}) / \text{kWAT}$$

$$\text{koymsd} = 24.683 \$ / \text{kW-año}$$

En la tabla siguiente se indica la proyección para los próximos 5 años (2004 – 2008).

### Proyección de costos de mantenimiento y operación

	2004	2005	2006	2007	2008	
<b>koymat =</b>	12.450,37	12.124,21	11.775,81	11.492,69	11.148,68	\$ / kW - año
<b>koymbt =</b>	26.443,53	25.797,58	25.299,91	24.654,94	24.086,24	\$ / kW - año
<b>koymsd =</b>	23.356,63	22.714,07	22.116,01	21.519,61	20.899,63	\$ / kW - año

## 15. COSTOS DE ATENCIÓN DE CLIENTES

---

Sobre la base del dimensionamiento de clientes y de la organización y considerando los precios unitarios establecidos, se han determinado los costos de atención de clientes, de acuerdo con lo que se indica en el punto 6.2 de las Bases, tanto para el año base así como para los requerimientos de los próximos 5 años.

Para la empresa modelo dimensionada y considerando los precios unitarios calculados, se han determinado los costos de atención de clientes del año base 2003, correspondientes al área típica, desglosados en los siguientes tipos de actividad:

- Costos varios de atención a cliente
- Costos de lectura de medidores según tipo de medidor
- Costos de facturación y cobranza.

El costo de explotación de atención de clientes (CEXAC), se ha obtenido como la suma de los valores codificados como: 31, 33 y 32, del cuadro titulado "ACTIVIDADES A CONSIDERAR", del punto 2 del Anexo N° 2, se las Bases, se ha calculado como:

$$\text{CEXAC} = \text{CEXAV} + \text{CEXLM} + \text{CEXFC}$$

en que:

CEXAV : Costos varios de atención a clientes que no sean costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza.

CEXLM : Costo de lectura de medidores.

CEXFC : Costo de facturación y cobranza.

Con el valor de CEXAV se ha determinado el siguiente costo unitario:

$$k_{av} = \text{CEXAV} / \text{NC} \quad (\$/\text{cliente/año})$$

En que NC corresponde al número total de clientes del año base al 31 de diciembre de 2003, corregido según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases.

El costo de atención de clientes por lectura de medidores, CEXLM, se ha calculado como:

$$\text{CEXLM} = \text{CEXME} + \text{CEXMD} + \text{CEXMH}$$

en que:

CEXME : Costo de lectura medidor simple de energía.

CEXMD : Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima.

CEXMH : Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda horaria.

## 15. Costos de Atención de Clientes

Con los valores anteriores se han calculado los siguientes costos medios de lectura de medidor:

$$k_e = \text{CEXME} / \text{NCME}$$

$$k_d = \text{CEXMD} / \text{NCMD}$$

$$k_h = \text{CEXMH} / \text{NCMH}$$

Todos en \$/cliente/año, y en que:

NCME : Número de clientes con medidor simple de energía, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

NCMD : Número de clientes con medidor de energía y demanda máxima, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

NCMH : Número de clientes con medidor de energía y demanda horaria, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

A partir del costo de atención de clientes por facturación y cobranza, CEXFC, se ha obtenido el siguiente costo por unidad de cliente:

$$k_{fc} = \text{CEXFC} / \text{NC} \text{ (\$/cliente/año)}$$

En que NC corresponde al número total de clientes, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

A continuación se indican los valores para el año base.

## Costos de atención a clientes

## Cantidad de Clientes

NCME =	674.044
NCMD =	4.402
NCMH =	3.351
NC =	681.797

Cantidad de clientes con medidor simple de energía al 31 de diciembre de 2003  
 Cantidad de clientes con medidor de energía y demanda máxima al 31 de diciembre de 2003  
 Cantidad de clientes con medidor de energía y demanda horaria al 31 de diciembre de 2003  
 Cantidad total de clientes al 31 de diciembre de 2003

## Costos varios de atención a clientes

CEXAV =	2.223,5 MM\$ / año
---------	--------------------

$$k_{av} = \text{CEXAV} / \text{NC}$$

kav =	3.261 \$ / cliente-año
-------	------------------------

## Costos de atención a clientes por lectura de medidores

CEXME =	2.141,2	MM\$ / año
CEXMD =	73,0	MM\$ / año
CEXMH =	63,3	MM\$ / año

Costos de lectura medidor simple de energía  
 Costos de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima  
 Costos de lectura medidor de energía con medidor de demanda horaria

$$k_e = \text{CEXME} / \text{NCME}$$

$$k_d = \text{CEXMD} / \text{NCMD}$$

$$k_h = \text{CEXMH} / \text{NCMH}$$

ke =	3.177 \$ / cliente-año
------	------------------------

kd =	16.579 \$ / cliente-año
------	-------------------------

kh =	18.900 \$ / cliente-año
------	-------------------------

## Costos de atención a clientes por facturación y cobranza

$$\text{CEXFC} = 3.535,4 \text{ MM\$ / año}$$

Costos varios de atención a clientes que no son costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza

$$k_{fc} = \text{CEXFC} / \text{NC}$$

kfc =	5.185 \$ / cliente-año
-------	------------------------

En la tabla siguiente se indican los valores para los próximos 5 años (2004 – 2008).

	2004	2005	2006	2007	2008	
<b>kav =</b>	3.143,34	3.139,20	3.193,05	3.125,12	3.117,91	\$ / cliente-año
<b>ke =</b>	3.068,45	3.068,79	3.035,47	3.006,14	2.976,75	\$ / cliente-año
<b>kd =</b>	15.953,64	15.894,37	15.660,94	15.448,48	15.241,45	\$ / cliente-año
<b>kh =</b>	15.785,77	15.730,42	15.503,23	15.293,22	15.083,48	\$ / cliente-año
<b>kfc =</b>	5.093,26	5.015,33	4.936,21	4.864,59	4.794,93	\$ / cliente-año

## 16. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Con los antecedentes correspondientes a las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda dimensionadas para la empresa modelo, se efectuó un cálculo analítico de las pérdidas eléctricas del sistema de distribución, pérdidas por hurto residual y una estimación de las cuentas incobrables, en la forma señalada en el punto 6.3. de las bases, para el año base y para cada uno de los próximos 5 años.

### 16.1 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

El cálculo de las pérdidas de potencia y energía de las instalaciones surge de los distintos procesos de optimización realizados, mientras que se incorporaron adicionalmente los cálculos de pérdidas en empalmes y medidores y en aisladores en las redes de AT.

#### 16.1.1 Pérdidas en empalmes y medidores

Para el cálculo de las pérdidas en empalmes y medidores se ha determinado, con información suministrada por la empresa de referencia, considerando los distintos tipos de suministro (en AT y BT, monofásicos y trifásicos), de medidores (electromecánicos o electrónicos) y de empalmes típicos.

A partir de las demandas de diseño asignadas a nivel de clientes se establecieron los estados de carga promedio de los empalmes y los medidores para establecer tanto las pérdidas de potencia variables (en empalmes y bobinas amperométricas de medidores) y fijas (en las bobinas voltimétricas de medidores).

A continuación se presenta el detalle de los cálculos efectuados.

Datos del mercado					
Categoría tarifaria	Cantidad de clientes		Energía [ kWh/año ]	FC	Potencia [ kW ]
	Monofásicos	Trifásicos			
BT1	653.721	7.630	1.104.260.472	0,392	321.773
BT2	7.554	4.188	192.951.684	0,392	56.225
BT3	10	4.675	153.266.524	0,392	44.661
BT4.1	31	11	747.380	0,392	218
BT4.2		43	1.856.591	0,392	541
BT4.3		1.647	50.216.917	0,392	14.633
AT2		25	49.383.536	0,427	13.214
AT3		372	161.709.842	0,427	43.271
AT41		18	657.411	0,427	176
AT42		11	20.816.006	0,427	5.570
AT43		1.141	790.180.647	0,427	211.438
Pj.y Cont.Esp.		120	749.469.541	0,427	200.544
	<b>661.316</b>	<b>19.881</b>	<b>3.275.516.551</b>		<b>912.263</b>

Categoría tarifaria	Long. [ m ]	Acometidas Monofásicas					
		Calibre	R [ $\Omega/m$ ]	Corrien- te [ A ]	Pérdida unitaria [ kW ]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [ kW ]
BT1	25	Cu 6 mm <sup>2</sup>	0,00395	2,4	0,001	1,124	815,9
BT2	25	Cu AWG 6	0,00137	23,4	0,038	1,124	318,6
BT3	25	Cu AWG 2/0	0,00027	46,6	0,029	1,124	0,3
BT4.1	25	Cu 6 mm <sup>2</sup>	0,00395	25,3	0,127	1,124	4,4
BT4.2	25						
BT4.3	25						
AT2	30						
AT3	30						
AT41	30						
AT42	30						
AT43	30						
Pj.y Cont.Esp.	30						
							<b>1.139,2</b>

Categoría tarifaria	Long. [ m ]	Acometidas Trifásicas					
		Calibre	R [ $\Omega/m$ ]	Corrien- te [ A ]	Pérdida unitaria [ kW ]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [ kW ]
BT1	25	Cu 6 mm <sup>2</sup>	0,00395	1,4	0,001	1,197	5,0
BT2	25	Cu AWG 2	0,000541	13,5	0,007	1,197	37,1
BT3	25	Cu AWG 2/0	0,00027	26,9	0,015	1,197	82,0
BT4.1	25	Cu 6 mm <sup>2</sup>	0,00395	14,6	0,063	1,197	0,8
BT4.2	25	Cu AWG 2/0	0,00027	35,5	0,026	1,197	1,3
BT4.3	25	Cu AWG 2/0	0,00027	25,1	0,013	1,197	25,1
AT2	30	Cu AWG 2	0,000541	21,9	0,023	1,197	0,7
AT3	30	Cu AWG 2	0,000541	4,8	0,001	1,197	0,5
AT41	30	Cu AWG 2	0,000541	0,4	0,000	1,197	0,0
AT42	30	Cu AWG 2	0,000541	21,0	0,021	1,197	0,3
AT43	30	Cu AWG 2	0,000541	7,7	0,003	1,197	3,9
Pj.y Cont.Esp.	30	Cu AWG 2	0,000541	69,2	0,233	1,197	33,5
							<b>190,3</b>

## 16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

Medidores Monofásicos							
Cantidad de monof.	Estado carga monof.	Pér.nom. bobina amp. [ W ]	Pér.nom. bobina volt. [ W ]	Pérdida unitaria [ kW ]	Pérdida unitaria [ kWh ]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [ kW ]
653.721	0,505	0,20	1,00	0,0011	8,93	1,124	772,2
7.554	0,468	0,20	1,00	0,0010	8,91	1,124	8,9
10	0,932	0,20	1,00	0,0012	9,36	1,124	0,0
31	0,507	0,20	1,00	0,0011	8,94	1,124	0,0
<b>661.316</b>							<b>781,1</b>

Categoría tarifaria	Medidores Trifásicos											
	Trifásicos electro-mecánicos	Trifásicos electrónicos	Estado carga trifás.	Pér.nom. bobina amp. [ W ]	Pér.nom. electrón. [ W ]	Pér.nom. bobina volt. [ W ]	Pérd.un. electrom. [ kW ]	Pérd.un. electrom. [ kWh ]	Pérd.un. electrón. [ kW ]	Pérd.un. electrón. [ kWh ]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [ kW ]
BT1	7.402	228	0,273	0,90	0,18	3,00	0,0031	26,51	0,0030	26,33	1,197	28,0
BT2	4.119	69	0,540	0,90	0,18	3,00	0,0033	27,18	0,0031	26,46	1,197	16,3
BT3	3.212	1.463	0,538	0,90	0,18	3,00	0,0033	27,17	0,0031	26,46	1,197	17,9
BT4.1	11		0,585	0,90	0,18	3,00	0,0033	27,34	0,0031	26,49	1,197	0,0
BT4.2	38	5	0,710	0,90	0,18	3,00	0,0035	27,84	0,0031	26,59	1,197	0,2
BT4.3	1.067	580	0,501	0,90	0,18	3,00	0,0032	27,06	0,0030	26,44	1,197	6,2
AT2		25	0,875	0,90	0,18	3,00	0,0037	28,86	0,0031	26,80	1,197	0,1
AT3		372	0,963	0,90	0,18	3,00	0,0038	29,40	0,0032	26,90	1,197	1,4
AT41		18	0,081	0,90	0,18	3,00	0,0030	26,30	0,0030	26,28	1,197	0,1
AT42		11	0,838	0,90	0,18	3,00	0,0036	28,64	0,0031	26,75	1,197	0,0
AT43		1.141	0,307	0,90	0,18	3,00	0,0031	26,60	0,0030	26,34	1,197	4,1
Pj.y Cont.Esp.		120	0,692	0,90	0,18	3,00	0,0034	27,89	0,0031	26,60	1,197	0,4
	<b>15.849</b>	<b>4.032</b>										<b>74,8</b>

Los valores resultantes de pérdidas de potencia en kW se pueden sintetizar en la siguiente tabla:

	Variables	Fijas
Pérdidas en Empalmes	1.329,4	
Pérdidas en Medidores	36,9	819,1

## 16.1.2 Pérdidas en aisladores de la red AT

Las pérdidas en aisladores se han determinado tomando en consideración la cantidad de aisladores por tipo que surgen de las redes y los módulos de diseño optimizado y las pérdidas unitarias por cada tipo de aislador. Se han considerado en forma diferenciada los aisladores cerámicos y los poliméricos, habida cuenta de su mejor comportamiento.

Los resultados obtenidos para la empresa modelo se presentan a continuación.

Pérdidas en Aisladores					
N° aisl. cerám.	N° aisl. polim.	Perd. Unit. [ kW/aisl. ]		Perd. Tot. [ kW ]	
		cerám.	polim.	cerám.	polim.
333.816	49.074	0,016	0,002	5.341	98

### 16.1.3 Pérdidas de potencia en las distintas etapas de la red

Como se indicado las pérdidas de potencia en las distintas etapas de la red surgen de los estudios de optimización, más la incorporación de las indicadas en los puntos anteriores. Las pérdidas de potencia se han desagregado en fijas (pérdidas en bobinas de medidores, en el hierro de transformadores y en los aisladores de la red AT) y variables en los conductores de la red y en las bobinas de corriente de medidores y arrollamiento de transformadores.

Las pérdidas variables varían en forma cuadrática con el estado de carga de las instalaciones, mientras que las fijas se consideran independientes del mismo.

A continuación se presenta un detalle de las pérdidas y las agregaciones de demandas máximas de diseño en las distintas etapas de las redes.

	Pérdidas de Potencia [ kW ]	
	Variables	Fijas
Ingreso a Red AT	1.085.834,0	
<b>Pérdidas en la Red AT</b>	<b>28.609,9</b>	<b>5.439,2</b>
Retiros en AT	474.212,9	
Ingreso a SED AT/BT	583.011,2	
<b>Pérdidas en SED AT/BT</b>	<b>7.196,2</b>	<b>4.797,5</b>
Ingreso a Red BT	571.017,5	
<b>Pérdidas en la Red BT</b>	<b>15.270,7</b>	
<b>Pérdidas en Medidores</b>	<b>36,9</b>	<b>819,1</b>
<b>Pérdidas en Empalmes</b>	<b>1.329,4</b>	
Retiros en BT	553.561,4	

### 16.1.4 Determinación de las pérdidas de energía para cada etapa de la red

Tomando en cuenta los factores de carga y los factores de carga de las pérdidas determinados mediante la relación de Buller y Woodrow:

$$FCP = X.Fc + (1 - X).Fc^2$$

donde Fc es el factor de carga del cliente considerado y X es una constante que toma valores ente 0 y 1, y que para sistemas de distribución adopta un valor típico de 0,3.

Los valores de los factores de carga y de pérdidas resultantes son:



	FC	FCP
Ingreso a Red AT	0,3636	
Pérdidas en la Red AT	0,2010	
Retiros en AT	0,4130	<b>0,3629</b>
Ingreso a SED AT/BT	<b>0,3221</b>	
Pérdidas en SED AT/BT	0,1665	
Ingreso a Red BT	<b>0,3184</b>	
Pérdidas en la Red BT		
Pérdidas en Medidores	0,1691	
Pérdidas en Empalmes		
Retiros en BT	<b>0,3219</b>	

A partir de estos factores de pérdidas y considerando las componentes fijas y variables de las pérdidas de potencia se calculan las pérdidas de energía correspondientes a cada etapa de la red, según se indica a continuación.

	Energía [ MWh/año ]	% Ing.AT	% Ing.BT
Ingreso a Red AT	3.458.685,8		
<b>Pérdidas en la Red AT</b>	<b>98.031,2</b>	<b>2,83%</b>	
Retiros en AT	1.715.476,1		
Ingreso a SED AT/BT	1.645.178,5		
<b>Pérdidas en SED AT/BT</b>	<b>52.520,7</b>	1,52%	<b>3,19%</b>
Ingreso a Red BT	1.592.657,8		
<b>Pérdidas en la Red BT</b>	<b>22.618,8</b>	0,65%	<b>1,37%</b>
<b>Pérdidas en Medidores</b>	<b>7.230,0</b>	0,21%	<b>0,44%</b>
<b>Pérdidas en Empalmes</b>	<b>1.969,2</b>	0,06%	<b>0,12%</b>
Retiros en BT	1.560.839,9		

## 16.2 BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

El balance de energía y potencia se determina a partir del factor de carga en el ingreso a la red de AT (a partir de las respectivas potencias), de las ventas de energía por nivel de tensión y de las pérdidas de energía, tanto técnicas como hurto e incobrables, en cada nivel de tensión.

**Balance de Energía y Potencia Area Típica 2 (al 31/12/2003)**

	ENERGIA GWh (1)	POT. MAXIMA COINCIDENTE DISTRIBUCION kW (2)	POTENCIA COINCIDENTE GENERACION kW (3)	FACTOR DE CARGA (4)	CODIGO
<b>Total ingresado a distribución AT</b>	<b>3.456,3</b>	<b>628.107</b>	<b>572.613</b>	<b>0,689</b>	<b>O</b>
<b>Pérdidas eficientes en distribución AT</b>	<b>98,0</b>	<b>24.067</b>	<b>20.746</b>	<b>0,539</b>	<b>P</b>
Ventas Reguladas en AT (pto. 5.1 e)	1.025,3	184.414	168.486	0,695	
Clientes no regulados en AT (pto. 5.1 e)	690,2	124.139	113.417	0,695	
Retiros por servidumbres de paso AT (pto. 5.1 e)	0,0	0	0	0,695	
Total Retiros AT	1.715,5	308.553	281.903	0,695	
Incobrables AT	7,2	1.296	1.184		
<b>Cobrables AT</b>	<b>1.708,3</b>	<b>307.257</b>	<b>280.719</b>		<b>Q</b>

<b>Total ingresado a distribución BT</b>	<b>1.642,8</b>	<b>295.487</b>	<b>269.965</b>	<b>0,695</b>	<b>R</b>
Pérdidas en transformadores AT/BT	51,5	12.439	10.757	0,546	
Pérdidas en líneas distribución BT	21,8	5.258	4.547	0,546	
Pérdidas en empalmes	1,9	452	391	0,546	
Pérdidas en medidores	6,9	1.665	1.440	0,546	
<b>Total de pérdidas en BT</b>	<b>82,0</b>	<b>19.814</b>	<b>17.136</b>	<b>0,546</b>	<b>S</b>
Ventas Reguladas en BT (pto. 5.1 e)	1.530,2	275.673	252.829	0,691	
Clientes no regulados en BT (pto. 5.1 e)					
Retiros por servidumbres de paso BT (pto. 5.1 e)					
Hurto Residual BT	30,6	5.513	5.057	0,691	
Total retiros BT	1.560,8	281.186	257.886	0,691	
Incobrables BT	6,4	1.158	1.062		
<b>Cobrables BT</b>	<b>1.523,8</b>	<b>274.515</b>	<b>251.767</b>	<b>0,691</b>	<b>T</b>

A partir de este balance se determinan los valores de demanda y los factores de expansión de pérdidas.

<b>kWAT</b>	<b>=</b>	<b>602.744 kW</b>
<b>kWBT</b>	<b>=</b>	<b>274.515 kW</b>
<b>PMPBD</b>	<b>=</b>	<b>1,0764</b>
<b>PMPBG</b>	<b>=</b>	<b>1,0723</b>
<b>PMEB</b>	<b>=</b>	<b>1,0781</b>
<b>PMPAD</b>	<b>=</b>	<b>1,0421</b>
<b>PMPAG</b>	<b>=</b>	<b>1,0398</b>
<b>PMEA</b>	<b>=</b>	<b>1,0314</b>
<b>kWSD</b>	<b>=</b>	<b>628.107 kW</b>

**16.3 PERDIDAS NO TECNICAS**

Se indica a continuación una descripción de la evaluación realizada de los valores a considerar por incobrables y hurto de energía a efectos de ser incluidas en las pérdidas reconocidas de la empresa eficiente.

**16.3.1 Incobrables**

Del total de ventas de la empresa modelo, una fracción significativa queda sin pago de parte de los clientes. Si bien la empresa modelo, al igual que la empresa real, mantiene un sistema

## 16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

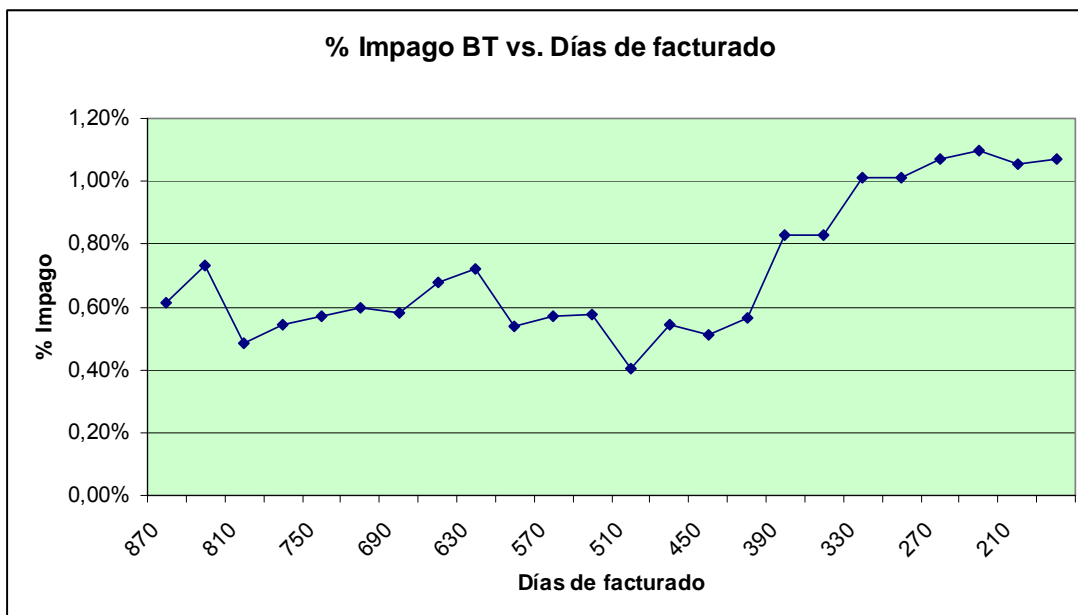
de cobranzas activo y otorga todo tipo de facilidades para que los clientes puedan renegociar sus deudas, en el transcurso del tiempo todavía persiste un porcentaje de deuda remanente impaga o incobrables.

Como una forma de explicitar y fundamentar este costo, se ha tomado la información de la empresa real.

Para ello se ha ordenado la información de recaudación según el mes de emisión de la cuenta o boleta al cliente, determinando así un perfil de pagos en el tiempo y un remanente sin pago hasta la fecha.

BT			
Fecha facturación	Monto facturado	Saldo impago	Saldo impago
	\$	\$	%
2002-1	8.273.508.667	50.808.578	0,614%
2002-2	7.890.179.169	57.746.656	0,732%
2002-3	7.838.100.726	37.859.485	0,483%
2002-4	7.936.356.292	43.093.694	0,543%
2002-5	8.550.536.087	48.710.259	0,570%
2002-6	8.783.620.518	52.358.059	0,596%
2002-7	9.243.452.483	53.960.101	0,584%
2002-8	8.905.132.357	60.453.009	0,679%
2002-9	8.598.559.233	61.842.286	0,719%
2002-10	8.386.138.316	45.011.753	0,537%
2002-11	8.281.255.043	47.163.845	0,570%
2002-12	8.341.307.290	47.895.370	0,574%
2003-1	8.963.079.983	36.201.405	0,404%
2003-2	8.688.733.642	47.397.539	0,546%
2003-3	8.624.171.694	44.079.088	0,511%
2003-4	8.802.266.411	49.677.414	0,564%
2003-5	9.618.619.768	79.575.217	0,827%
2003-6	9.963.670.794	82.701.440	0,830%
2003-7	10.800.174.765	109.108.636	1,010%
2003-8	10.220.730.347	103.236.568	1,010%
2003-9	10.162.375.813	108.740.673	1,070%
2003-10	10.291.090.504	112.908.226	1,097%
2003-11	9.438.432.827	99.469.226	1,054%
2003-12	9.499.829.724	101.516.663	1,069%

Si se considerara la suma de los incobrables acumulados en el período indicado en la tabla precedente y se comparara con la facturación del mismo período se llegaría a un valor para la generación de incobrables de 0,732%. Sin embargo, creemos que los remanentes de pago para períodos de facturación inferiores a 1 año seguirán bajando, llegando a valores finales de incobrables inferiores. Para reflejar esta situación, se ha graficado las columnas "Remanente de pago a Dic 2003" versus los "Días transcurridos a Junio 2004", obteniéndose la siguiente figura:



La tabla precedente tiene los datos de los años 2002 y 2003, y grafica el incobrable a Junio de 2004.

Al analizar el gráfico vemos que para períodos inferiores a 1 año la curva es decreciente con el tiempo, mientras que para tiempos superiores a 1 año los valores impagos oscilan en torno a un valor promedio.

Por lo tanto, si se toma como límite para definir los incobrables el transcurso de 1 año desde la fecha de facturación tenemos que la generación de incobrables mes a mes alcanza un promedio de 0,591%, de lo facturado.

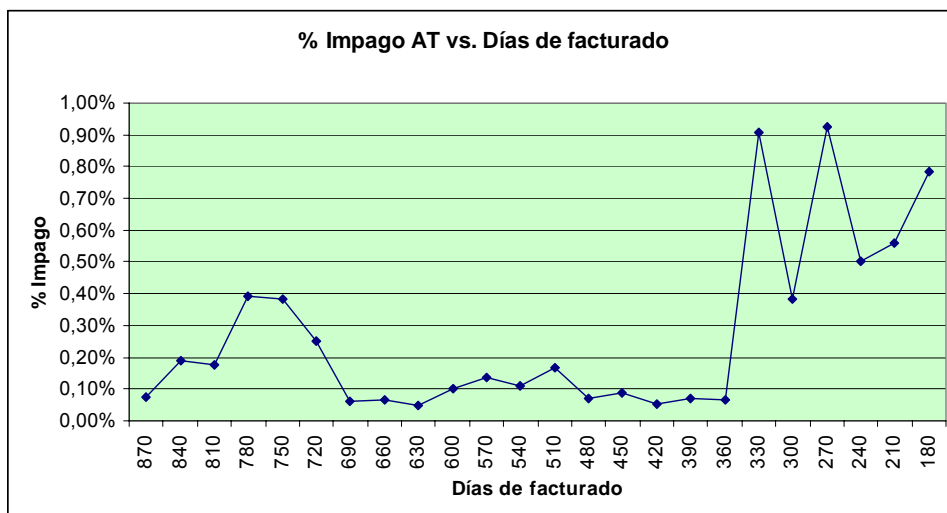
De esta manera el ítem Incobrables de la clase BT alcanza los siguientes valores:

Incobrables BT	Monto \$
Generación anual	680.437.727
Facturación anual	115.073.176.272
% Incobrables	0,591%

Por lo tanto, para el período tarifario se debe considerar una tasa de incobrables de 0,591% en facturación BT.

AT			
Fecha facturación	Monto facturado	Saldo impago	Saldo impago
	\$	\$	%
2002-1	5.266.370.121	3.950.617	0,075%
2002-2	5.534.509.103	10.493.123	0,190%
2002-3	5.824.780.070	10.145.088	0,174%
2002-4	5.521.822.567	21.611.676	0,391%
2002-5	4.908.126.542	18.861.721	0,384%
2002-6	4.593.330.719	11.585.313	0,252%
2002-7	4.831.537.608	3.011.797	0,062%
2002-8	4.549.381.792	3.017.630	0,066%
2002-9	4.445.780.692	2.185.869	0,049%
2002-10	4.792.772.865	4.773.397	0,100%
2002-11	5.084.073.631	6.865.658	0,135%
2002-12	5.557.528.892	6.164.300	0,111%
2003-1	6.341.784.503	10.638.594	0,168%
2003-2	5.928.434.571	4.147.766	0,070%
2003-3	6.268.455.091	5.413.939	0,086%
2003-4	6.365.716.349	3.262.659	0,051%
2003-5	6.917.222.405	4.756.603	0,069%
2003-6	5.497.264.479	3.718.596	0,068%
2003-7	5.685.754.477	51.645.734	0,908%
2003-8	5.388.027.621	20.677.337	0,384%
2003-9	5.392.548.788	49.883.750	0,925%
2003-10	5.697.071.322	28.589.343	0,502%
2003-11	5.686.273.089	31.871.042	0,560%
2003-12	6.113.632.218	47.834.355	0,782%

Graficando la columna % impago versus días de facturado, se logra el siguiente gráfico para el impago AT:



Con la misma metodología se llega al incobrable AT, que alcanza el valor de 0,143%, según se muestra en la siguiente tabla.

Incobrables AT	Monto \$
Generación anual	102.066.805
Facturación anual	71.282.184.913
% Incobrables	0,143%

Por lo tanto, para el período tarifario 2005 – 2008, se debe considerar una tasa de incobrable de 0,42% sobre la facturación.

### 16.3.2 Pérdidas por Hurto

En las empresas de distribución de energía eléctrica se entiende como pérdidas de energía a la diferencia entre los ingresos de energía al sistema de distribución en un período determinado y las ventas registradas en el mismo período. Las pérdidas se clasifican en “pérdidas técnicas”, que son aquellas propias del sistema de distribución y se producen en los transformadores y otros equipos eléctricos, en los conductores de alta y baja tensión, en los empalmes y medidores, etc. y “pérdidas no técnicas”. Las pérdidas técnicas pueden calcularse y controlarse para mantenerlas dentro de rangos económicamente aceptables

para las distribuidoras. Existe un punto de equilibrio a partir del cual las inversiones para reducir las pérdidas no son rentables.

Las “pérdidas no técnicas” provienen de errores en la medida, lectura o facturación, o del hurto de energía. Las primeras son controlables a través de los procedimientos normales de control de gestión. Las segundas requieren de un seguimiento especial, para mantenerlas en un mínimo aceptable.

No es posible desglosar las pérdidas de energía en técnicas y no técnicas con absoluta precisión; pero sí es posible calcular con bastante aproximación las pérdidas técnicas, obteniéndose las pérdidas no técnicas por diferencia con las pérdidas totales registradas en el sistema. Las pérdidas de potencia son más difíciles de determinar, debido a que no toda la potencia vendida es registrada por medidores.

Las bases para el cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución establecen que “... fundadamente, el Consultor podrá incorporar en BT un porcentaje de pérdidas de hurto residual cuya eliminación no resulte económica. Para este efecto, el estudio deberá justificar el porcentaje de hurto residual, el cual no deberá exceder el 2% de la energía vendida a clientes regulados BT. El Consultor deberá estimar el costo de las políticas de control que correspondan y se justifiquen para una empresa eficiente, a través de los costos de inversión, mantenimiento y administración que de ellas se derivan”. Luego, una primera tarea para un plan de control de pérdidas por hurto es determinar a cuánto ascienden éstas en potencia y energía y cuál es su costo para la empresa.

La tabla siguiente muestra las pérdidas de energía de CGE en el año 2003, desglosadas por administraciones.

<b>ZONA</b>	<b>COMPRAS MWh</b>	<b>VENTAS MWh</b>	<b>PERDIDAS MWh</b>	<b>PERDIDAS %</b>
RANCAGUA	1.180.430	1.084.023	96.407	8,2
TALCA	235.796	218.078	17.718	7,5
CHILLAN	202.696	186.316	16.380	8,1
CONCEPCION	1.256.119	1.157.594	98.525	7,8
LOS ANGELES	211.747	199.785	11.962	5,6
TEMUCO	440.953	399.915	41.038	9,3
<b>TOTAL CGE</b>	<b>3.527.740</b>	<b>3.245.711</b>	<b>282.029</b>	<b>8,0</b>

Estudios efectuados por la empresa muestran que sus pérdidas técnicas son del orden de 5,14%. De acuerdo con estos cálculos, sus pérdidas no técnicas alcanzan al 2,85 % de las

## 16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

compras. El 80% de estas pérdidas corresponderían a hurtos, los que están radicados prácticamente en un 100% en la baja tensión. En alta tensión muy rara vez se ve este tipo de acciones, por las dificultades y riesgos inherentes a este voltaje.

Conforme a la información anterior tenemos:

- Pérdidas no técnicas 100.541 MWh
- Pérdidas por hurto 80.432 MWh

En el año 2003 las ventas de CGE a sus clientes regulados en baja tensión ascendieron a 1.530.235 MWh. Si comparamos las pérdidas por hurto con las ventas en baja tensión, tendremos:

$$\text{Pérdidas por hurto} / \text{Energía BT} \times 100 = 5,26\%$$

### A. VENTAS REGULADAS BT

Para determinar el costo de las pérdidas debemos llevar éstas a los puntos de ingreso al sistema de distribución (aplicándoles las pérdidas técnicas) y calcular su valor con el precio medio monómico de la energía inyectada al sistema de distribución de la empresa. Luego, si tenemos que:

Cph = Costo pérdidas por hurto

Pph = Pérdidas por hurto

Pt = Pérdidas técnicas

Pmm= Precio medio monómico energía inyectada al SD = \$29,1567

$$\begin{aligned} \text{Costo pérdidas por Hurto} &= Pph * (1 + Pt) * Pmm \\ &= 80.432 * (1 + 0.0514) * 29,1567 \end{aligned}$$

$$\text{Costo pérdidas por Hurto} = \text{M\$ } 2.465.671$$

### B. NIVEL DE PÉRDIDAS POR HURTO RESIDUAL

Tomando en cuenta que el nivel de pérdidas por hurto estimado para la empresa de referencia asciende a un valor de 80,4 GWh/año y que su costo valorizado al precio de compra promedio asciende a \$2.466 millones anuales, se ha diseñado para la empresa modelo un área de Recuperación de Energía dedicada a la detección y normalización de los consumos no registrados de energía, ya sea por alteraciones en los equipos de medición como por conexiones clandestinas directas a la red de distribución de la empresa.

Mediante las acciones de control y recuperación de pérdidas de energía previstas en el dimensionamiento de la organización de la empresa modelo se considera factible lograr una



## 16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

reducción del nivel de pérdidas por hurto residual máximo establecido en las Bases del 2% de las ventas en BT, es decir una energía anual de 30,6 GWh.

El monto de la reducción valorizado al precio de compra equivale a un beneficio anual de \$1.527 millones, sin embargo este monto no puede compararse linealmente con el costo del control de las pérdidas, ya que una falta total de seguimiento de este tema redonda en un incremento constante de las pérdidas por hurto por efecto "contagio".

Esta situación se ha verificado en repetidas ocasiones en otros países de Latinoamérica con importantes sectores de la población en estratos socioeconómicos de bajos ingresos.

### 16.4 PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS PARA EL PERÍODO 2004 – 2008

De acuerdo a coindicado se efectuó 4.2 inciso o) de las Bases del presente estudio se efectuó la proyección de las pérdidas de energía y potencia para los 5 años siguientes al año base del estudio (2003).

Para ello se consideraron las distintas componentes de las pérdidas en las distintas etapas de la red (fijas y variables), como así también del hurto residual y de los incobrables, y se proyectó su evolución tomando en cuenta las tasas de crecimiento de la demanda determinadas en el capítulo 4.

Los valores de pérdidas de energía y potencia, los el correspondientes balances, y los resultados de los factores de expansión de pérdidas resultantes se presentan en las siguientes tablas.

	2004			2005			2006		
	Energía [ MWh/año ]	Potncia máx. Dist. [ kW ]	Potncia coinc. Gener.[ kW ]	Energía [ MWh/año ]	Potncia máx. Dist. [ kW ]	Potncia coinc. Gener.[ kW ]	Energía [ MWh/año ]	Potncia máx. Dist. [ kW ]	Potncia coinc. Gener.[ kW ]
Ingreso a AT	3.648.744,5	658.681	600.643	3.792.016,7	684.749	624.355	3.941.007,8	711.865	649.018
Pérdidas red AT	131.210,6	25.298	21.970	137.343,1	26.596	23.075	143.789,6	27.964	24.239
Ventas AT	1.788.268,7	321.646	293.865	1.864.150,2	335.295	306.334	1.943.251,5	349.522	319.333
Incobrables AT	7.510,73	1.351	1.234	7.829,43	1.408	1.287	8.161,66	1.468	1.341
Cobrables AT	1.780.758	320.295	292.630	1.856.321	333.886	305.048	1.935.090	348.054	317.992
Ingreso a BT	1.729.265,2	311.736	284.808	1.790.523,5	322.858	294.946	1.853.966,8	334.379	305.447
Pérdidas SED AT/BT	76.964,737	12.915	11.154	79.604,284	13.411	11.567	82.344,299	13.927	11.997
Pérdidas red BT	23.285,265	5.506	4.762	24.381,983	5.765	4.986	25.530,354	6.037	5.221
Pérdidas medidores	11.044,890	1.725	1.489	11.396,846	1.787	1.540	11.761,306	1.851	1.593
Pérdidas empalmes	2.001,707	473	409	2.095,985	496	429	2.194,704	519	449
Hurto BT	31.685,7	5.708	5.235	32.804,8	5.910	5.420	33.963,5	6.119	5.612
Ventas BT	1.584.282,9	285.410	261.759	1.640.239,6	295.490	271.004	1.698.172,7	305.927	280.576
Incobrables BT	6.654,0	1.199	1.099	6.889,0	1.241	1.138	7.132,3	1.285	1.178
Cobrables BT	1.577.628,9	284.211	260.660	1.633.350,6	294.249	269.866	1.691.040,3	304.642	279.398
kWAT =		632.032 kW	kWAT =		656.745 kW	kWAT =		682.433 kW	
kWBT =		284.211 kW	kWBT =		294.249 kW	kWBT =		304.642 kW	
kWSD =		658.681 kW	kWSD =		684.749 kW	kWSD =		711.865 kW	
PMPBD =		1,0968	PMPBD =		1,0972	PMPBD =		1,0976	
PMPBG =		1,0926	PMPBG =		1,0929	PMPBG =		1,0932	
PMEB =		1,0961	PMEB =		1,0962	PMEB =		1,0963	
PMPAD =		1,0422	PMPAD =		1,0426	PMPAD =		1,0431	
PMPAG =		1,0402	PMPAG =		1,0406	PMPAG =		1,0410	
PMEA =		1,0395	PMEA =		1,0398	PMEA =		1,0401	

## 16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

	2007			2008		
	Energía [ MWh/año ]	Potncia máx. Dist. [ kW ]	Potncia coinc. Gener.[ kW ]	Energía [ MWh/año ]	Potncia máx. Dist. [ kW ]	Potncia coinc. Gener.[ kW ]
<b>Ingreso a AT</b>	<b>4.095.950,1</b>	<b>740.074</b>	<b>674.672</b>	<b>4.257.085,3</b>	<b>769.420</b>	<b>701.357</b>
Pérdidas red AT	150.567,3	29.406	25.466	157.694,1	30.928	26.759
Ventas AT	2.025.709,3	364.353	332.883	2.111.666,0	379.814	347.008
Incoables AT	8.507,98	1.530	1.398	8.869,00	1.595	1.457
<b>Cobrables AT</b>	<b>2.017.201</b>	<b>362.823</b>	<b>331.485</b>	<b>2.102.797</b>	<b>378.219</b>	<b>345.551</b>
<b>Ingreso a BT</b>	<b>1.919.673,5</b>	<b>346.315</b>	<b>316.324</b>	<b>1.987.725,1</b>	<b>358.679</b>	<b>327.591</b>
Pérdidas SED AT/BT	85.188,936	14.465	12.444	88.142,532	15.025	12.909
Pérdidas red BT	26.732,813	6.321	5.467	27.991,907	6.619	5.724
Pérdidas medidores	12.138,761	1.918	1.648	12.529,722	1.988	1.705
Pérdidas empalmes	2.298,073	543	470	2.406,311	569	492
Hurto BT	35.163,0	6.335	5.810	36.405,0	6.558	6.015
Ventas BT	1.758.151,9	316.732	290.486	1.820.249,6	327.919	300.746
Incoables BT	7.384,2	1.330	1.220	7.645,0	1.377	1.263
<b>Cobrables BT</b>	<b>1.750.767,7</b>	<b>315.402</b>	<b>289.266</b>	<b>1.812.604,6</b>	<b>326.542</b>	<b>299.483</b>

kWAT =	709.138 kW	kWAT =	736.897 kW
kWBT =	315.402 kW	kWBT =	326.542 kW
kWSD =	740.074 kW	kWSD =	769.420 kW
PMPBD =	1,0980	PMPBD =	1,0984
PMPBG =	1,0935	PMPBG =	1,0939
PMEB =	1,0965	PMEB =	1,0966
PMPAD =	1,0436	PMPAD =	1,0441
PMPAG =	1,0415	PMPAG =	1,0419
PMEA =	1,0404	PMEA =	1,0407

## 17. VALOR AGREGADO POR CONCEPTO DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a lo indicado en el punto 7 de las Bases se han determinado los diversos Valores Agregados de Distribución. Los valores se expresan en pesos al 31 de diciembre del 2003.

### 17.1 VALORES AGREGADOS

El valor agregado por concepto de distribución se compone de los siguientes parámetros:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del área típica
- Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución

#### 17.1.1 Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del área típica

Este valor resulta diferente según el tipo de medidor y se ha calcular como:

$$CFE = kav + ke + kfc \quad [\$/\text{cliente/año}]$$

$$CFD = kav + kd + kfc \quad [\$/\text{cliente/año}]$$

$$CFH = kav + kh + kfc \quad [ \$/\text{cliente/año}]$$

en que:

CFE : costo fijo medidor simple de energía.

CFD : costo fijo medidor de energía y de demanda máxima.

CFH : costo fijo medidor de energía y demanda horaria.

A continuación se indican los valores resultantes para el año base.

$$CFE = kav + ke + kfc = \quad \mathbf{11.623,18} \quad \$ / \text{cliente-año}$$

$$CFD = kav + kd + kfc = \quad \mathbf{25.025,78} \quad \$ / \text{cliente-año}$$

$$CFH = kav + kh + kfc = \quad \mathbf{27.346,87} \quad \$ / \text{cliente-año}$$

### 17.1.2 Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía

Estos valores se expresan en por unidad de la potencia y energía suministrada, respectivamente, y corresponden a los costos por mayores compras de energía y potencia al sistema de generación, como se indica en la tabla siguiente:

**Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía**

	AT			BT		
	POTENCIA HPG	POTENCIA HPD	ENERGIA	POTENCIA HPG	POTENCIA HPD	ENERGIA
Factor de expansión de pérdidas	1,0398	1,0421	1,0314	1,0723	1,0764	1,0781

### 17.1.3 Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución

Se calculan por unidad de potencia suministrada en horas de punta de distribución, en pesos al 31 de diciembre del 2003 y son los siguientes:

$$\text{VADAT} = a \cdot \text{kia} + \text{koymat} \text{ [$/kW/año]}$$

$$\text{VADBT} = a \cdot \text{kibt} + \text{koymbt} \text{ [$/kW/año]}$$

$$\text{VADSD} = a \cdot \text{kisd} + \text{koymsd} \text{ [$/kW/año]}$$

en que: a : factor de recuperación del capital para un período de 30 años y una tasa de actualización de 10% real (0,10608).

VADAT : Valor agregado por costos de distribución de AT.

VADBT : Valor agregado por costos de distribución de BT.

VADSD : Valor agregado por costos de distribución equivalente del sistema de distribución.

A continuación se indican los valores resultantes para el año base.

$$\text{VADAT} = 28.985,97 \text{ \$ / kW-año}$$

$$\text{VADBT} = 69.605,36 \text{ \$ / kW-año}$$

$$\text{VADSD} = 58.236,60 \text{ \$ / kW-año}$$

## 17.2 VALORES AGREGADOS PARA LA RED AÉREA Y SUBTERRÁNEA

De acuerdo a lo indicado en el punto 5.2 de las Bases, se ha efectuado el cálculo de los valores agregados de la porción aérea y subterránea.

Para el cálculo de los costos de inversión, mantenimiento y operación para los dos tipos de red, se discriminó la demanda según las áreas de densidad establecidas y considerando las superficies donde existían instalaciones subterráneas, se tomó en forma proporcional la demanda correspondiente de cada zona (tanto en AT como en BT), según se muestra a continuación:

### ***Demanda de Dimensionamiento en BT***

<b>Zona</b>	<b>POTENCIA AEREA [kW]</b>	<b>POTENCIA SUBTERRANEA [kW]</b>
URBANA - MAD	37.716,0	1.231,5
URBANA - AD	197.145,8	680,4
URBANA - MD	93.629,1	702,0
URBANA - BD	4.672,6	13,6
<b>URBANA - TOTAL</b>	<b>333.163,6</b>	<b>2.627,6</b>
<b>RURAL</b>	<b>209.869,1</b>	<b>7.900,2</b>
<b>TOTAL EMPRESA BT</b>	<b>543.032,7</b>	<b>10.527,8</b>

### ***Demanda de Dimensionamiento en AT***

<b>Zona</b>	<b>POTENCIA AEREA [kW]</b>	<b>POTENCIA SUBTERRANEA [kW]</b>
URBANA - MAD	90.906,2	2.968,4
URBANA - AD	201.124,6	694,2
URBANA - MD	79.904,6	599,1
URBANA - BD	3.897,1	11,4
<b>URBANA - TOTAL</b>	<b>375.832,5</b>	<b>4.273,0</b>
<b>RURAL</b>	<b>531.520,2</b>	<b>28.079,1</b>
<b>TOTAL EMPRESA AT</b>	<b>907.352,7</b>	<b>32.352,1</b>

Por otra parte se discriminó el VNR de acuerdo a las instalaciones AT y BT aéreas y subterráneas, y los costos de Mantenimiento y Operación en función de la asignación por actividades.

En lo referente al VNR la desagregación es la siguiente:

### **VNR CON BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACION**

	<b>VNR AEREO</b>	<b>VNR SUBTERRANEO</b>
<b>VNR AT</b>	79.712.769,7	7.628.702,1
<b>VNR BT</b>	99.303.000,1	7.158.967,5
Bienes Muebles e Inm. AT	1.987.964,8	196.404,0
Bienes Muebles e Inm. BT	2.498.274,6	184.529,3
	<b>183.502.009,2</b>	<b>15.168.602,9</b>

En función de la información desagregada según el tipo de instalación se calculan los costos de mantenimiento y operación y los costos de instalaciones según se muestra.

### Costos de mantenimiento y operación para instalaciones aéreas y subterráneas

	AEREO	SUBTERRANEO	
COYMAT =	7.885,2	89,0	MM\$ / año
COYMBT =	7.469,8	59,9	MM\$ / año

kWAT =	581.993	20.751	kW
kWBT =	269.294	5.221	kW
KWSD =	606.483	21.624	kW

<b>koymatA =</b>	<b>13.549 \$ / kW-año</b>
------------------	---------------------------

<b>koymatS =</b>	<b>4.290 \$ / kW-año</b>
------------------	--------------------------

<b>koymbtA =</b>	<b>27.738 \$ / kW-año</b>
------------------	---------------------------

<b>koymbtS =</b>	<b>11.465 \$ / kW-año</b>
------------------	---------------------------

<b>koymsdA =</b>	<b>25.318 \$ / kW-año</b>
------------------	---------------------------

<b>koymsdS =</b>	<b>6.884 \$ / kW-año</b>
------------------	--------------------------

### Costos de las instalaciones aéreas y subterráneas

	AEREO	SUBTERRANEO	
CINSTAT =	79.712.770	7.628.702	M\$
CIMIAT =	1.987.965	196.404	M\$
CINSTBT =	99.303.000	7.158.967	M\$
CIMIBT =	2.498.275	184.529	M\$

kWAT =	581.993	20.751	kW
kWBT =	269.294	5.221	kW
kWSD =	606.483	21.624	kW

<b>kiatA =</b>	<b>140.381 \$ / kW</b>
----------------	------------------------

<b>kiatS =</b>	<b>377.091 \$ / kW</b>
----------------	------------------------

<b>kibtA =</b>	<b>378.030 \$ / kW</b>
----------------	------------------------

<b>kibtS =</b>	<b>1.406.579 \$ / kW</b>
----------------	--------------------------

<b>kisdA =</b>	<b>302.567 \$ / kW</b>
----------------	------------------------

<b>kisdS =</b>	<b>701.457 \$ / kW</b>
----------------	------------------------

Finalmente se determinaron los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución para las instalaciones aéreas y subterráneas de AT y BT.

	AEREO	SUBTERRANEO	
<b>VADAT =</b>	<b>28.440,25</b>	<b>44.291,46</b>	<b>\$ / kW-año</b>
<b>VADBT =</b>	<b>67.839,79</b>	<b>160.674,69</b>	<b>\$ / kW-año</b>
<b>VADSD =</b>	<b>57.414,44</b>	<b>81.294,93</b>	<b>\$ / kW-año</b>

Con relación a los costos fijos por atención a usuarios y a los factores de expansión de pérdidas se ha considerado que resultan equivalentes para la red aérea y subterránea y se corresponden con los indicados en los puntos 17.1.1 y 17.1.2.

### 17.3 INDEXACIÓN DE LOS VALORES AGREGADOS

El objetivo de este capítulo es proponer fórmulas que expresen los costos fijos (\$/cliente/año) y los costos de distribución de AT y BT (\$/KW/año), en función de índices de variación representativos de los principales componentes de costos, que correspondan a indicadores de público conocimiento, según se solicita en el punto 7.2 de las Bases.

#### 17.3.1 Metodología

El Consultor ha analizado los indicadores de público conocimiento disponibles para determinar cuales de ellos pueden reflejar en mejor forma el comportamiento en el tiempo de los componentes de costo, para seleccionar y proponer su utilización en la indexación de las fórmulas tarifarias. Los índices examinados son los siguientes:

IPC, Índice de Precios al Consumidor, entregado por el Instituto Nacional de Estadísticas mensualmente. Refleja la variación de precios de una canasta que contiene bienes de consumo y servicios.

IPM, Índice de precios al por mayor, entregado por el Instituto Nacional de Estadísticas mensualmente. Refleja la variación de precios al por mayor de una gran cantidad de productos. Tiene varias componentes, entre ellas el IPMN, que solo incluye productos nacionales.

D, Índice combinado de precios del dólar americano y la tasa de arancel vigente, publicado mensualmente por el Banco Central. Calculado como  $D = T_c \times (1 + T_a)$  donde  $T_c$  es el valor del dólar observado y  $T_a$  la tasa arancelaria vigente para productos electromecánicos. Refleja la variación en moneda nacional de los artículos importados.

ISS, Índice de Sueldos y Salarios, entregado mensualmente por el Instituto Nacional de Estadísticas. Refleja la variación de las remuneraciones. Tiene varias componentes, entre ellas las de variación por actividad.

IPCu, Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de la libra de cobre en la Bolsa de Valores de Londres; calculado por la Comisión Chilena del Cobre y que se publica mensualmente en el Boletín del Banco Central.

#### 17.3.2 Propuesta

La verificación del comportamiento y representatividad de estos índices para su utilización en el sector eléctrico, nos muestra que algunos costos cuyas variaciones aparentemente deberían estar asociadas al ISS, quedan mejor representadas por el IPC. Por esta razón se propone la utilización de los siguientes índices para representar las variaciones de precio de los elementos que se indican:

IPMN, para materiales y equipos de fabricación nacional, y para 20% de servicios

D, para materiales y equipos de origen externo

## 17 Valor Agregado por Concepto de Costos de Distribución...

IPC, para costos de montaje, 80% de servicios diversos, remuneraciones

IPCu, para conductores de cobre desnudo y parcialmente para Cu aislado

Para los efectos de indexación, se considerarán los valores de los índices al segundo mes anterior al de su aplicación.

Los valores agregados de distribución se componen de los siguientes parámetros, para los que se indican los índices propuestos y las fórmulas a aplicar, sin considerar factores especiales como el de asignación de costos fijos sectorizados, o el de asignación de VAD sectorizados, o el de corrección por aportes de terceros:

CF: Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios. Si bien este Costo tiene una componente importada, esta es muy baja y se propone no considerarla. Indexar por el IPC e IPMN, en la proporción que se indica en la tabla que se entrega más adelante.

Fórmula simplificada para servicio con medidor sólo de energía:

$$CFES = CFEo * (CFE1 * IPC / IPCo + CFE2 * IPMN / IPMNo)$$

Fórmula simplificada para servicio con medidor con indicador de demanda

$$CFDS = CFDo * (CFD1 * IPC / IPCo + CFD2 * IPMN / IPMNo)$$

Fórmula simplificada para servicio con medidor horario

$$CFHS = CFHo * (CFH1 * IPC / IPCo + CFH2 * IPMN / IPMNo)$$

CDAT: Costos de distribución de AT. Uno de sus componentes, el costo de inversión, está afectado por los cuatro índices. En el otro componente, el costo de explotación, inciden principalmente el IPMN y el IPC. Se propone indexar por los cuatro índices propuestos, en los porcentajes que se indican en la tabla siguiente.

Fórmula simplificada:

$$CDAT = CDATo * [(IA1 + OA1) * IPC / IPCo + (IA2 + OA2) * IPMN / IPMNo + IA3 * IPCu / IPCuo + IA4 * D / Do]$$



CDBT: Costos de distribución de BT; valen consideraciones y propuesta similares al del CDAT, pero con porcentajes diferentes.

Fórmula simplificada:

$$\text{CDBT} = \text{CDBTo} * [(\text{IB1} + \text{OB1}) * \text{IPC} / \text{IPC}_o + (\text{IB2} + \text{OB2}) * \text{IPMN} / \text{IPMNo} + \text{IB3} * \text{IPC}_u / \text{IPC}_o + \text{IB4} * \text{D} / \text{Do}]$$

Definición de los Factores:

CFE1 = Componente del costo fijo medidor energía con variación asociada al IPC

CFE2 = Componente del costo fijo medidor energía con variación asociada a IPMN

CFD1 = Componente del costo fijo medidor demanda con variación asociada a IPC

CFD2 = Componente del costo fijo medidor demanda con variación asociada a IPMN

CFH1 = Componente del costo fijo medidor horario con variación asociada al IPC

CFH2 = Componente del costo fijo medidor horario con variación asociada al IPMN

IA1 = Componente del costo de inversión en AT con variación asociada al IPC

IA2 = Componente del costo de inversión en AT con variación asociada al IPMN

IA3 = Componente del costo de inversión en AT con variación asociada al IPC<sub>u</sub>

IA4 = Componente del costo de inversión AT con variación asociada al Índice D

OA1 = Componente del costo de explotación AT con variación asociada al IPC

OA2 = Componente del costo de explotación AT con variación asociada al IPMN

IB1 = Componente del costo de inversión en BT con variación asociada al IPC

IB2 = Componente del costo de inversión en BT con variación asociada al IPMN

IB3 = Componente del costo de inversión en BT con variación asociada al IPC<sub>u</sub>

IB4 = Componente del costo de inversión BT con variación asociada al índice D

OB1 = Componente del costo de explotación BT con variación asociada al IPC

OB2 = Componente del costo de explotación BT con variación asociada al IPMN

17 Valor Agregado por Concepto de Costos de Distribución...

A continuación se entrega la tabla con los valores propuestos para estos componentes, determinados en función de su participación, en tanto por uno, en los valores agregados:

<b>CFE1</b>	<b>CFE2</b>	<b>CFD1</b>	<b>CFD2</b>	<b>CFH1</b>	<b>CFH2</b>
0,80	0,20	0,81	0,19	0,81	0,19

<b>IA1</b>	<b>IA2</b>	<b>IA3</b>	<b>IA4</b>	<b>OA1</b>	<b>OA2</b>
0,25	0,17	0,03	0,09	0,36	0,10

<b>IB1</b>	<b>IB2</b>	<b>IB3</b>	<b>IB4</b>	<b>OB1</b>	<b>OB2</b>
0,34	0,11	0,04	0,04	0,37	0,10

Santiago, 24 de septiembre de 2004  
GG-155/2004

Señor  
Luis Sánchez Castellón  
Secretario Ejecutivo  
Comisión Nacional de Energía  
PRESENTE

De nuestra consideración:

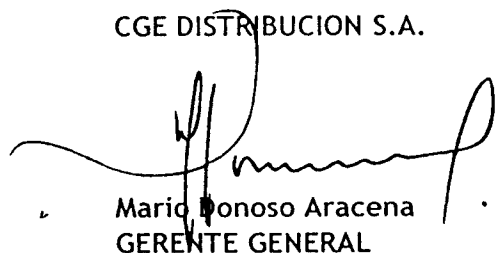
Nos referimos a su carta CNE N° 1189/2004, mediante la cual efectuó observaciones al estudio de componentes de costos del Valor Agregado de Distribución contratado por las empresas Río Maipo, Emelat, Luz Andes, Puente Alto, Eliqsa, Elecda, Conafe y CGE Distribución, para el área típica 2.

Al respecto, nos es grato adjuntar informe "Ajuste del Estudio sobre Cálculo de las Componentes de Costos del VAD del AT2" preparado por el consorcio conformado por las empresas PA CONSULTING y CONSTAR. En este informe se presentan los nuevos valores obtenidos al considerar las observaciones ya referidas.

Así, nos es grato manifestar nuestra conformidad para que esa Comisión corrija los valores incluidos en los estudios presentados de modo de ajustarlos a los nuevos valores determinados por nuestro consultor.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,

CGE DISTRIBUCION S.A.



Mario Donoso Aracena  
GERENTE GENERAL

3582-20  
24 SEP 2004

16 44

CGE DISTRIBUCION S.A.  
Fonduco, 11.100.000  
11.100.000  
11.100.000  
11.100.000  
11.100.000  
11.100.000  
11.100.000



# CGE

Ajuste del Estudio sobre Cálculo de las  
Componentes de Costos del VAD del AT2

24 septiembre 2004

© PA Knowledge Limited 2004

Prepared by:

PA Consulting Group  
Cerrito No 866 Piso 9 (C1010AAR)  
Buenos Aires  
Argentina  
Tel: +54 11 4813 9898  
Fax: +54 11 4811 9855  
[www.paconsulting.com](http://www.paconsulting.com)

Versión: 1.0

CGE 24/9/04

**INDICE**

<b>1.</b>	<b>Introducción</b>	<b>1-1</b>
<b>2.</b>	<b>Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo</b>	<b>2-1</b>
2.1	Costos directos de Atención a Clientes	2-1
2.2	Costos directos de Operación y Mantenimiento	2-1
2.3	Costos de explotación de la estructura general	2-1
2.4	Efectos de los ajustes efectuados	2-1
<b>3.</b>	<b>Ajuste de las Instalaciones de la Empresa Modelo</b>	<b>3-1</b>
<b>4.</b>	<b>Resultados de los ajustes efectuados</b>	<b>4-1</b>
4.1	Cargos resultantes	4-1

## 1. INTRODUCCIÓN

---

En función de las observaciones efectuadas por CNE a CGE DISTRIBUCIÓN, empresa contratante del estudio del AT2, se efectuaron una serie de ajustes en el Estudio de Cálculo de Componentes del VAD con la finalidad de que la empresa modelo recoja de manera más representativa la realidad de la empresa de referencia, aún a costa de algunas de ellas pudieran implicar un mayor riesgo de incumplimiento en las obligaciones de Calidad de Servicio (tanto desde el punto de vista de la calidad de los servicios técnicos y comerciales ofrecidos a los clientes como de las obligaciones de medición y control requeridas por la normativa).

Estos ajustes se efectuaron tanto en lo referente a los costos de explotación técnicos y de atención de clientes (COyM y CEXAC), como en las instalaciones de la red adaptada (VNR de la empresa modelo).

## **2. AJUSTE DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN DE LA EMPRESA MODELO**

---

En lo referente a los costos de explotación de la empresa modelo los ajustes se efectuaron tanto en los costos de explotación de atención de clientes (CEXAC) como en los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones (COyM).

En ambos casos se revisaron costos unitarios de servicios, cantidades de personal requeridos para las tareas y costos de servicios.

### **2.1 COSTOS DIRECTOS DE ATENCIÓN A CLIENTES**

En lo referente a los costos directos de Atención a Clientes se efectuaron ajustes en los costos unitarios de lectura, en el costo anual por el servicio de Seguridad y Transporte de Caudales y en el Personal de las tareas de Atención a Clientes y Nuevos Suministros, Análisis de Lecturas y Cobranza (Cancelación de Saldos).

La reducción de costos por los conceptos mencionados anteriormente asciende a 505,9 millones de pesos anuales.

### **2.2 COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

En lo referente a los costos directos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de distribución los ajustes fueron efectuados por la reducción de la longitud de la red rural de BT de la empresa modelo (según se indica más adelante), por la reducción de las mediciones de Calidad de Producto, por reducción de personal en tareas de Ingeniería y Calidad de Servicio y por reducción en las actividades de control de pérdidas de energía.

La reducción de costos por los conceptos mencionados anteriormente asciende a 1.309,3 millones de pesos anuales.

### **2.3 COSTOS DE EXPLOTACIÓN DE LA ESTRUCTURA GENERAL**

Estos costos corresponden a actividades que no están directamente vinculadas con la Atención de Clientes o la Operación y Mantenimiento de las instalaciones, pero que son de apoyo, y son necesarias para el cumplimiento de la actividad de distribución por parte de la Empresa Modelo.

Con referencia a estas actividades se efectuó el ajuste de los costos mediante reducciones de personal en las actividades de Compra de Energía y de Control Regulatorio.

La reducción de costos por los conceptos mencionados anteriormente asciende a 65,2 millones de pesos anuales.

### **2.4 EFECTOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS**

Como resultado de todos los ajustes efectuados sobre la Empresa Modelo para el AT2, se produjeron los siguientes efectos sobre los resultados de los Costos de Explotación:

## 2. Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo

PA

		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Total de empleados	N°	648	597
Costo Total de Personal	MM\$	12.332,49	11.651,42
Costo Total de Explotación	MM\$	26.215,91	24.341,53
Costo de Explotación a VAD	MM\$	23.540,20	21.659,72
Costos de Atención de Clientes	MM\$	8.036,34	7.420,42
CEXAV	MM\$	2.223,48	1.962,63
CEXME	MM\$	2.141,16	1.848,45
CEXMD	MM\$	72,98	63,01
CEXMH	MM\$	63,33	53,29
CEXFC	MM\$	3.535,38	3.493,04
Costos de Operación y Manten.	MM\$	15.503,87	14.239,29
COYMAT	MM\$	7.974,23	7.277,33
COYMBT	MM\$	7.529,63	6.961,96

Lo que implica una reducción total de los Costos de Explotación a transferir al VAD del 8%, siendo la reducción de los Costos de Explotación de Atención de Clientes del 7,7% y la de los Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de distribución del 8,2%.



### 3. AJUSTE DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA MODELO

Con relación al diseño de las instalaciones de la Empresa Modelo el ajuste se efectuó en el modelado de la red de Baja Tensión de las áreas rurales.

En este modelo se había considerado en el estudio presentado un grado de cubrimiento del área de servicio que, luego de la revisión, se consideró excesivo en vista de los resultados que arrojaron una longitud superior a la existente en la empresa de referencia, particularmente en las redes monofásicas.

Por este motivo se ajustó el modelo de diseño de las redes de BT en zonas rurales, obteniéndose una reducción en la longitud total de estas instalaciones lo que impactó en el VNR de Baja Tensión.

Como se indicó en el capítulo referente a los Costos de Explotación, este ajuste de la longitud de redes en BT también redujo los requerimientos de recursos para su operación y mantenimiento, lo que fue considerado.

El resultado del ajuste efectuado sobre el VNR de la Empresa Modelo se presenta en el siguiente cuadro.

VNR por tipo de instalación		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Red AT y Equipos	MM\$	79.865,5	79.865,5
SED AT/BT	MM\$	23.296,1	23.296,1
Red BT	MM\$	74.793,4	64.295,3
Bienes Muebles e Inmuebles	MM\$	4.771,7	4.771,7
Bienes Intangibles	MM\$	3.654,5	3.444,6
Capital Explotación	MM\$	12.289,4	12.035,8
<b>TOTAL</b>		<b>198.670,6</b>	<b>187.709,0</b>

Esto implica que el ajuste produjo una reducción del 5,5% en el VNR de la Empresa de Referencia.

Si consideramos las componentes del VNR que se utilizan para el cálculo de las Componentes de Costos del VAD, los resultados son:

VNR para cálculo de VAD		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
VNR AT	MM\$	87.341,5	87.385,9
VNR BT	MM\$	106.462,0	95.455,9
Bienes Muebles e Inm. AT	MM\$	2.184,4	2.321,3
Bienes Muebles e Inm. BT	MM\$	2.682,8	2.545,9
<b>TOTAL</b>		<b>198.670,6</b>	<b>187.709,0</b>

Según puede observarse el mayor impacto se produce en el VNR BT con una reducción del 10,3% respecto al presentado en el Estudio.

#### 4. RESULTADOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS

Como resultado de los ajustes efectuados a los Costos de Explotación y al VNR de las instalaciones de la Empresa Modelo, se registra una reducción del ingreso teórico global de la misma calculado como la anualidad del VNR total ( $a \times \text{VNR}$ ) más los costos totales de explotación de la misma (COyM), la que se muestra en el siguiente cuadro:

		Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Diferencia
$a \times \text{VNR}$	MM\$	21.074,98	19.912,17	-5,5%
COyM	MM\$	23.540,20	21.659,72	-8,0%
$a \times \text{VNR} + \text{COyM}$	MM\$	44.615,18	41.571,88	-6,8%

Como se observa los ajustes efectuados producen una reducción sobre el ingreso total teórico de la Empresa Modelo del 6,8%, respecto al correspondiente al Estudio presentado.

##### 4.1 CARGOS RESULTANTES

Los cargos resultantes se presentan a continuación, comparados con los correspondientes al Estudio presentado.

Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención a usuarios del área típica.

	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	
CFE =	11.623	10.744	\$ / cliente-año
CFD =	25.026	22.315	\$ / cliente-año
CFH =	27.347	23.906	\$ / cliente-año

Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución

	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	
VADAT =	28.986	27.862	\$ / kW-año
VADBT =	69.605	63.231	\$ / kW-año
VADSD =	58.237	54.372	\$ / kW-año