

Informe original y posterior ajuste

Estudio de Componentes de Costo del Valor
Agregado de Distribución (VAD) Cuadrienio
noviembre 2004 – noviembre 2008

Área Típica 5
(Empresa de Referencia: LUZLINARES)

Elaborado por: SET ENERGY S.A.
Agosto 2004

ÍNDICE

	<u>Pág</u>
1. Resumen ejecutivo	3
2. Caracterización del área de servicio y de la empresa de referencia	5
3. Proyección de demanda	8
4. Dimensionamiento de las Instalaciones del Sistema Eléctrico	13
5. Dimensionamiento de la Organización y Costos de Explotación Empresa Modelo	38
6. Bienes muebles e inmuebles	54
7. Calidad de servicio	55
8. Costo de las instalaciones eléctricas (VNR)	63
9. Balance de potencia y energía	67
10. Costos de distribución de la empresa modelo y Cálculo de Valor Agregado de Distribución (VAD)	82
11. Conclusiones	91

Anexos

Anexo Capítulo 3

Anexo Capítulo 4

Anexo Capítulo 5

Anexo Capítulo 7

Anexo Capítulo 8

1. Resumen Ejecutivo

El objetivo del presente estudio es determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) por nivel de tensión y Cargo Fijo (CF) para el Área Típica 5 según lo establecido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el Documento Técnico “Bases para Estudio de las Componentes del Costo del Valor Agregado de Distribución Cuadrienio noviembre 2004 – noviembre 2008”.

Para cumplir con este cometido se ha diseñado una empresa modelo eficiente que cumple con los estándares de calidad de servicio emanados de las normas vigentes, con instalaciones adaptadas a la demanda, con una política de inversiones de largo plazo que minimiza los costos de inversión, operación, mantención y pérdidas de potencia y energía, que opera en el país con una gestión eficiente de los recursos. Cabe destacar que uno de los criterios fundamentales fue el que la empresa se constituía para la ocasión del estudio y por tanto no recogía las imperfecciones y defectos de la empresa en marcha.

La empresa de referencia, sobre la cual se basa el diseño de la modelo es Luz-Linares S.A., la cual presta servicios en áreas rurales de la VII región y que a diciembre del año 2003, tenía 17.166 clientes.

Para lograr el objetivo se conciliaron modernos conceptos e instrumentos de diseño de ingeniería y la experiencia de profesionales y consultores de empresas distribuidoras de electricidad. Para diseñar la empresa modelo, se ha efectuado un análisis detallado de los principales factores que intervienen en el diseño de redes de baja y media tensión. Esto se justifica por la incidencia no lineal que tienen las principales variables de diseño sobre los costos.

Los resultados de este estudio muestran una empresa modelo que tiene un nivel de Costos de Explotación, absolutos, mayores a los de la empresa de referencia, ello porque la empresa de referencia recibe subsidios de su casa matriz (empresa de distribución eléctrica de tamaño mayor), la incorporación de servicios desde el mercado (hoy día en la empresa de referencia), a la estructura de personal y al cumplimiento de las normas vigentes. El valor de la inversión comprometida en la empresa modelo es mayor al VNR aprobado para la empresa de referencia, ello porque la red modelada debe cumplir con los estándares de calidad previstos en la normativa vigente. Las pérdidas eléctricas actuales y proyectadas son menores a las de la empresa de referencia debido a la robustez de la redes para cumplir con los estándares de calidad y a la optimización de las mismas. Las tareas de medición de la calidad de servicio son tratadas en el capítulo 7; las muestras a examinar se disminuyeron al mínimo, pero se mantiene una buena confiabilidad. Los costos de mediciones de la calidad de servicio han sido considerados en los costos de explotación.

En el modelamiento de los costos de explotación fueron considerados precios de mercado para aquellos servicios que fueron externalizados (outsourcing de

funciones y tareas). También fueron consideradas las diferentes normativas que impactan el quehacer de la empresa, como la reducción en la jornada laboral a contar de enero del 2005. Las remuneraciones se obtuvieron de la encuesta de Remuneraciones elaborada por PriceWaterhouseCoopers a diciembre del 2003.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de los resultados obtenidos del modelamiento.

ÁREA TÍPICA 5	KW	Nº Clientes	MM\$	\$/kW-mes	\$/KW/mes	Pérdidas
Demanda Máxima	16.513					
Demanda Cobrable AT	8.882					
Ingreso a Distribución BT	7.247					
Demanda Cobrable BT	6.674					
Nº de clientes 31.12.2003		17.166				
VNR AT			6.168			
VNR BT			5.714			
VNR TOTAL			11.882			
Costos de Explotación VAD			1.199			
Cargo Fijo Monomio				1.370,22		
Cargo Fijo Tarifas 1 Demanda				2.913,22		
Cargo Fijo Tarifas Horarias				3.135,69		
VAD AT					5.683,39	
VAD BT					13.457,38	
PMPAD						1,0276
PMPBD						1,0857
PMEA						1,0133
PMEB						1,0584

El cálculo de los VAD, consideró las demandas máximas de los sistemas de distribución, pero a su vez se realizó el examen de las ventas y compras de potencia de generación e instalaciones de distribución, para los 12 meses del año 2003 de la empresa de referencia, a objeto de encontrar el equilibrio de ventas y compras. Producto de lo anterior se obtienen nuevos factores de coincidencia para la empresa modelo, basados en la estructura de ventas de la empresa de referencia, estructura de ventas que es propia de cada empresa en particular.

En los capítulos siguientes se muestran los detalles con los cuales se obtienen las cifras del cuadro anterior.

Con este estudio se cumple con las bases, con un diseño realista y un elevado nivel de optimización de la empresa modelo, que servirá para la determinación de valores agregados correspondientes a las empresas de distribución eléctrica que operan en el país, clasificadas en el área típica 5.

2. Caracterización del Área de Servicio y Empresa de Referencia

El área de servicio o zona de influencia de la empresa de referencia alcanza a los 2.845 kilómetros cuadrados y ella abastece las necesidades de 17.166 clientes al 31 de diciembre del año 2003. De lo anterior se calculó el ratio de clientes por kilómetro cuadrado de zona de influencia alcanzando este a 6,0 clientes / km², lo que da una indicación de la ruralidad de esta empresa y de la dispersión de los consumos.

La empresa presta servicios en las siguientes comunas:

Tabla 2.1 Comunas y consumos asociados a Empresa de Referencia

comunas	Clientes al 31 dic	Consumo			Libres	Kwh.	Kwh./cliente
		BT1	Otros BT	AT			
Linares	4,762	6,228,733	601,270	2,883,650	12,201,478	21,915,131	4,577
Colbún	3,426	4,057,823	795,665	3,053,420	3,445,680	11,352,588	3,314
Longaví	2,102	1,918,307	434,851	433,126	0	2,786,284	1,326
San Javier	1,950	2,011,824	581,773	1,241,180	57,989	3,892,766	1,996
Villa Alegre	1,109	1,327,632	74,751	534,325	0	1,936,708	1,746
Yerbas Buenas	2,844	3,419,888	1,223,154	2,185,172	91,159	6,919,373	2,433
Constitución	972	601,779	743,119	496,901	0	1,841,799	1,895
	17,166	19,565,986	4,454,583	10,827,774	15,796,306	50,644,649	2,946

Los gastos totales de la empresa de referencia para el año 2003 ascendieron a MM\$ 3.088 de los cuales MM\$ 950 correspondieron a gastos no compra de energía, gastos financieros y depreciaciones, lo anterior es neto de los gastos capitalizables.

La empresa de referencia informó, para el año 2003, 1.307 kilómetros de redes de alta tensión, 1.065 kilómetros de baja tensión.

Tabla 2.2 Líneas AT por comuna y tipo

Comuna	Red AT km				Postes		Red BT km	Postes	
	3F	km	1F	km	AT	Vano Medio mt.		BT	Vano Medio mt.
Linares	15%	47%	38%	400	5484	73	339	4,994	68
Colbún	29%	20%	51%	189	2524	75	163	2,860	57
Longaví	39%	30%	31%	178	2103	84	166	2,582	64
San Javier	39%	9%	52%	245	2755	89	142	2,203	64
Villa Alegre	40%	13%	47%	66	793	83	53	906	59
Yerbas Buenas	27%	19%	54%	174	2227	78	171	2,856	60
Constitución	7%	60%	33%	56	850	65	31	721	42
	27%	29%	44%	1,307	16,736	78	1,065	17,122	62

La empresa de referencia informó 1.665 transformadores de distribución propios con 69.022 kVA instalados.

Tabla 2.3 Transformadores de Distribución por comuna y por tipo

Comuna	Fases			KVA
	1	2	3	instalados
Linares	196	593	186	4,435
Colbún	195	194	149	20,560
Longaví	241	175	64	16,474
San Javier	268	174	104	6,757
Villa Alegre	80	61	54	8,929
Yerbas Buenas	156	218	126	3,188
Constitución	25	93	53	10,854
	1161	1508	736	71,197

KVA	Fases			KVA
	1	2	3	instalados
1.5	102	22		186
3	115	71		558
5	292	355		3,235
7.5		1	2	23
10	431	515	107	10,530
15	148	227	102	7,155
20			2	40
25	73	317	83	11,825
30			123	3,690
35			18	630
37.5			6	225
45			80	3,600
50			32	1,600
75			62	4,650
100			27	2,700
150			51	7,650
200			10	2,000
300			21	6,300
400			4	1,600
500			6	3,000
	1,161	1,508	736	71,197

Las compras de energía por fueron de 57,9 GWH y la demanda máxima por 15,3 MW ocurrida en febrero del 2003. Las ventas de energía fueron de 50,4 GWH y pérdidas eléctricas por 7,5 GWH (13,0%).

El consumo medio por cliente alcanzo a los 2.933 Kwh.-año, es una zona campesina con actividad de silvoagropecuaria y demanda influida por el regadío y los packing.

Tabla 2.5 Compras de Energía y Potencia Kwh.

	Total Energía Kwh.	potencia HP KW	Leída FP KW
Ene-03	5.460.016	7.327	12.650
Feb-03	6.430.633	7.298	15.316
Mar-03	7.383.993	7.306	15.076
Abr-03	5.822.284	7.350	12.835
May-03	4.606.538	7.538	9.079
Jun-03	4.373.441	7.512	9.542
Jul-03	3.900.591	7.639	8.403
Ago-03	3.389.889	7.522	6.107
Sep-03	3.320.452	7.267	6.423
Oct-03	3.778.654	7.322	9.084
Nov-03	4.161.859	7.337	10.633
Dic-03	5.338.451	7.337	12.167
	57.966.801		

Tabla 2.6 Histograma consumos Empresa de Referencia

Histograma Consumos:

Kwh./mes	Clientes
Otros	739
500-250	683
250-100	3.651
100-80	1.826
60 - 80	2.729
40 - 60	3.166
20 - 40	2.478
< 20	1.894
	17.166

3. Proyección de demanda

3.1 Análisis de la Demanda

El objetivo de este capítulo es determinar el comportamiento futuro de la demanda por electricidad en la zona de concesión, demanda que es medida a través de las siguientes variables:

- Clientes BT
- Clientes AT
- Ventas BT y,
- Ventas AT

Determinar el comportamiento futuro de una variable, requiere hacerla dependiente de otras variables, que a su vez son representativas del contexto en que está inmersa la variable dependiente. Esta idea es representativa de los fenómenos que ocurren en la naturaleza. Un cierto fenómeno físico o químico, puede ser explicado estudiando su entorno y registrando los datos que se han generado en el sistema.

En este caso, el comportamiento de las variables dependientes, antes enunciadas, será explicado a través de diferentes series de datos, representativas del desarrollo económico y social del país, como son:

- Producto Interno Bruto (PIB)
- Construcción de viviendas
- Evolución del crecimiento poblacional
- Índice de precios al consumidor (IPC)
- Índice de precios al por mayor (IPM)
- Índice de remuneraciones

La teoría y la práctica económica, establece que el consumo de energía eléctrica ésta directamente relacionado con el crecimiento o decrecimiento económico.

El modelo de análisis estadístico a usar es el de regresión lineal simple y múltiple, ya que permite explicar una variable dependiente en función de una o más variables independientes. Para esto es fundamental contar con una base de datos histórica amplia de la(s) variable(s) independiente(s) y de la dependiente, que permita establecer una relación segura y confiable.

En este caso, el número de observaciones con que se disponía (10) obligó a trabajar con muchas limitaciones, del punto de vista de los análisis estadísticos, por lo que la bondad de éstos no fue la esperada. Ver cuadro 3.1, en la siguiente página.

En Cuadro 3.1 se presentan los datos utilizados para estimar la demanda de electricidad de la empresa Luz-Linares de referencia para el Área Típica 5.

CUADRO 3.1: Ventas Históricas de LUZLINARES 1994-2003

Año	Clientes		Ventas KWH Cte /Año		Venta KWH/año			PIB MM\$ 1996
	BT	AT	BT	AT	BT	AT	BT + AT	
1994	9,177	14	1,325		12,161,053			26,287,606
1995	9,917	14	1,398	1,199,149	13,864,304	16,788,092	30,652,396	29,081,342
1996	10,903	17	1,419	958,129	15,469,128	16,288,189	31,757,317	31,237,289
1997	12,006	23	1,405	805,787	16,867,086	18,533,090	35,400,176	33,300,693
1998	13,058	35	1,501	556,289	19,593,678	19,470,098	39,063,776	34,376,598
1999	14,043	49	1,478	367,731	20,762,271	18,018,807	38,781,078	34,115,042
2000	14,752	59	1,549	335,026	22,855,028	19,766,518	42,621,546	35,646,492
2001	15,504	84	1,537	311,454	23,823,527	26,162,123	49,985,650	36,854,918
2002	16,215	98	1,416	258,474	22,956,144	25,330,412	48,286,556	37,670,155
2003	16,778	104	1,408	255,826	24,020,569	26,624,080	50,644,649	38,900,435
Tasa Crec.								
1994-2003	6.93%	24.96%	0.67%	-17.56%	7.65%	5.92%	6.37%	4.45%

La variable independiente más usada, por su poder explicativo, es el producto interno bruto (PIB), porque mide el nivel de producción real de un país en un período de tiempo. Es un claro indicador de actividad y desarrollo económico.

Por otra parte se buscaron otras series de datos (indicadas anteriormente), que pudieran apoyar, combinadamente, a las dependientes.

Del análisis de los datos del cuadro anterior, se concluye que las ventas de electricidad crecieron a una tasa promedio anual de 6,37% en el período 1994-2003. En este período el PIB creció a una tasa de 4,45%, por lo que la relación entre la tasa de crecimiento de las ventas y del PIB es 1,43.

El crecimiento en las ventas se puede desagregar en dos componentes. El primero es el aumento en el número de clientes que alcanza a 6,93 y 24.96% para los clientes BT y AT respectivamente. El segundo componente corresponde al consumo por cliente, el que para los clientes BT se incrementó en un 0,67% anual y para los clientes AT disminuyó en un 17,65% anual. Esto puede explicarse por el término de varios proyectos agrícolas y packing en la zona.

La mayor parte de los clientes BT son residenciales, por lo que una tasa de crecimiento en el número de clientes muy superior a la tasa de crecimiento vegetativo de la población (0,77% para la provincia de Linares en el período 1990-2003) requiere de una atención especial. Existen distintas explicaciones para este fenómeno:

- Primero, la construcción de viviendas sociales dotadas de servicios básicos.
- Segundo, el desplazamiento de población rural a localidades de mayor tamaño.
- Tercero, el programa de electrificación rural, que permitió aumentar la cobertura de electricidad en áreas rurales de 53% en 1992 a 86% en el 2002.

3.2 Proyecciones de demanda.

En cada uno de los casos, variables dependientes, se realizaron diversas regresiones econométricas, basadas en combinaciones de variables independientes. Esto con el objetivo de generar distintos escenarios o modelos que fueran entregando parámetros de solución cada vez mejores. Los resultados se muestran en siguiente cuadro (Cuadro 3.2.)

CUADRO 3.2: PROYECCIONES DE VENTA LUZLINARES 2004-2018

Año	Clientes		Ventas Energía/Cliente		Venta KWH/año			PIB MM\$ 1996
	BT	AT	BT	AT	BT	AT	BT + AT	
2004	17,616	122	1,408	226,367	24,798,939	27,586,220	52,385,159	40,767,656
2005	18,564	143	1,432	203,410	26,592,571	29,089,057	55,681,629	42,887,574
2006	19,574	166	1,463	185,481	28,628,942	30,816,597	59,445,539	44,817,515
2007	20,643	191	1,477	169,538	30,482,823	32,408,355	62,891,177	46,834,303
2008	21,740	217	1,491	156,956	32,420,128	34,090,467	66,510,594	48,707,675
2009	22,869	244	1,496	146,005	34,219,669	35,669,573	69,889,242	50,655,982
2010	24,034	273	1,502	136,978	36,091,192	37,328,307	73,419,499	52,682,221
2011	25,239	302	1,507	129,431	38,037,576	39,070,683	77,108,259	54,789,510
2012	26,486	332	1,513	123,047	40,061,815	40,900,921	80,962,736	56,981,091
2013	27,778	364	1,518	117,592	42,167,024	42,823,449	84,990,473	59,260,334
2014	29,118	397	1,523	112,894	44,356,441	44,842,922	89,199,363	61,630,748
2015	30,510	432	1,528	108,817	46,633,435	46,964,228	93,597,663	64,095,978
2016	31,954	467	1,533	105,260	49,001,508	49,192,502	98,194,011	66,659,817
2017	33,455	505	1,538	102,141	51,464,305	51,533,139	102,997,444	69,326,209
2018	35,014	543	1,543	99,395	54,025,613	53,991,804	108,017,417	72,099,258
Tasa Crec 2004-2018	5.03%	11.65%	0.61%	-6.11%	5.67%	4.83%	5.24%	4.20%

En Anexo N° se muestran los mejores resultados estadísticos para el modelo de regresión lineal, para cada variable dependiente.

Para proyectar el PIB se supuso que a partir del 2004 la economía crece a una tasa anual de 4,5% los primeros 4 años y posteriormente al 4%.

Las tasas de crecimiento se establecieron usando como año base el año 2003, para los próximos 5 y 15 años.

Como se observa, la tasa de crecimiento proyectada para el número de clientes BT (5,03%) es inferior que la de la década de los 90 (6,93%). Esta situación se explica, por un lado, porque se supone una tasa de crecimiento menor del PIB para los próximos años y por otro lado, efectos de situaciones coyunturales, como por ejemplo, el número de viviendas electrificadas, a través del programa de electrificación rural, debería disminuir a futuro en la medida que disminuya la población rural sin electrificación y que los costos aumenten al electrificar poblados más distantes. A la fecha el coeficiente de electrificación rural supera el 95%. Por esta razón, parece prudente trabajar con la tasa de 5,03%

La tasa de crecimiento en el consumo por cliente va de un 0,67% en el período 1993-2004 a un 0,61% para los próximos años, lo anterior parece razonable al considerar la evolución que han presentado los clientes BT en esta empresa.

En el caso de los clientes AT se observa que las ventas a este sector pasan de un 5,92% en el período 1994-2003 a un 4,83% para 2004-2018.

Juntando el crecimiento de los clientes AT y BT se observa la caída en la tasa de crecimiento de las ventas con respecto a la década anterior de un 6,37% a un 5,24% lo que se explica principalmente porque se supuso una menor tasa de crecimiento del PIB para el período 2004-2018 que la que se observó en la década del 90.

4 Dimensionamiento de la Red

4.1 Modelo General

4.1.1 Planteamiento del problema

El problema del diseño de redes de distribución consiste en determinar el tamaño necesario de la red en orden a satisfacer la demanda en un cierto período de tiempo a mínimo costo. De acuerdo a las bases, la demanda es la de la empresa de referencia, LuzLinares, al 31 de diciembre de 2003.

Dependiendo de la forma en que se considera el crecimiento de la demanda en el período, el diseño puede abordarse desde una perspectiva estática o dinámica. La aproximación estática involucra una etapa en la cual se diseña considerando la demanda final del período, la cual se obtiene a partir de la configuración inicial de la demanda y el pronóstico para el horizonte del problema, con ello se determina una red de mínimo costo. Por otra parte, en el caso dinámico se estudia un plan año a año, desde el inicio hasta el horizonte de planificación, determinándose un diseño variable en el tiempo. Ambas estrategias conducen a problemas de optimización mixta de la forma:

$$\min \sum_{i \text{ rama}} \sum_{t=1}^{T-1} \sum_{j=1}^{ML(i)} z_{ijt} \cdot c_{ijt} + \sum_{t=1}^T \sum_{i \text{ nodo}} c_i \cdot g_i + \sum_{t=1}^T \sum_{i \text{ nodo}} \alpha r_{it}$$

s.a.

$$(1) \theta_{inicio} - \theta_{fin} = \sum_{j=1}^{ML(i)} x_{ij} P_i^j + 2\pi(z_{i1} - 1) + u_i$$

$$(1') 0 \leq u_i \leq 4\pi(1 - z_{i1})$$

$$(3) |P_i^k| \leq z_{ik} \sum_{1 \leq j \leq k} \overline{P}_{ij} + \sum_{j > k} z_{ij} \overline{P}_{ij} \quad k = 1 \dots ML(i)$$

$$(4) P_i^k = P_i^{k-1} + (z_{ik} - 1) \sum_{j=1}^{k-1} \overline{P}_{ij} + m_{ik} \\ k = 2 \dots ML(i)$$

$$(5) 0 \leq m_{ik} \leq 2(1 - z_{ik}) \sum_{j=1}^{k-1} \overline{P}_{ij}$$

$$(6) z_{i(j-1)} \geq z_{ij} \quad j = 2 \dots ML(i)$$

$$(7) 0 \leq \theta \leq 2\pi, \quad z_{ij} = 0 \text{ o } 1$$

Donde:

N	: número de nodos en la red
θ	: ángulo de voltaje en nodos
\overline{P}_{ij}	: potencia límite de línea j por tramo i
z_{ij}	: variable binaria de inversión de la línea j por el tramo i (1 invierte, 0 no invierte).
$ML(i)$: máximo de líneas a agregar en tramo i
G	: vector inyección en nodos
D	: vector demanda en nodos
Ω_k	: ramas conectadas al nodo k
C_{ij}	: costo inversión línea j tramo i
x_i, γ_i	: reactancia, susceptancia total tramo i
S	: matriz incidencia nodo-rama
r_i	: potencia no servida nodo i
P_i^0	: potencia por rama i con circuitos existentes al inicio
C_i	: costo de operación nodo i
T	: Periodo en años

Este problema de optimización contiene tanto variables de tipo entera (0-1) como variables continuas. La principal dificultad para la resolución de este problema proviene de la naturaleza combinatorial del proceso de diseño, que normalmente conduce a un incremento explosivo del número de alternativas que deben ser analizadas. Por lo tanto se requieren representaciones simplificadas del sistema.

En la literatura internacional se han propuesto diferentes algoritmos para resolver el problema:

- Métodos de optimización exacta, que usan técnicas de descomposición matemática (Benders, branch and bound, etc.),
- Algoritmos combinatoriales, como annealing simulado y algoritmos genéticos,
- Modelos heurísticos.

Los métodos exactos y combinatoriales, a pesar de tener una formulación matemática más rigurosa, tienen problemas de convergencia, de esfuerzo computacional y de tiempo. Por estas razones en este trabajo se ha adoptado una metodología heurística para resolver el problema en las redes de distribución de la empresa modelo.

Esta metodología consiste básicamente en separar el problema en redes de Media y Baja Tensión. Se optimizan ambas separadamente y luego se integran para obtener un óptimo global.

4.1.2 Modelo de Optimización Global

La optimización global corresponde a un proceso en el cual se minimizan los costos de Inversión, operación y mantenimiento para la red que abastece la demanda sujeto a las condiciones de calidad de servicio mínimas. En términos matemáticos esta formulación es la siguiente:

$$\text{Min VPC } \{F = \text{VNR} + \text{COYM} + \text{PÉRDIDAS}\}$$

s.a.

- Voltajes dentro de la tolerancia aceptada por la norma,
- Límites de flujo máximo de potencia por las líneas (térmico o de estabilidad),
- Demanda satisfecha en 100% para el período considerado,
- Ubicación geográfica de clientes fija,
- Toda red trifásica en la empresa de referencia real se mantiene en la modelo (esto por la existencia de clientes con consumo trifásico que la empresa modelo deba abastecer en esa modalidad).

Donde VPC es el valor presente de los costos.

La estrategia a seguir consiste en separar este problema en dos subproblemas, para Baja y Media Tensión.

Subproblema 1 Baja Tensión:

Con la demanda de diseño, utilizando la ubicación de los consumos reales sobre caminos o trazados posibles de implementar y de las subestaciones actuales en el centro de carga de dichos consumos, se diseña para cada red de baja tensión el número de fases, calibre y la capacidad de los transformadores, de modo que se optimiza el VPC de las redes BT incluidas las pérdidas de distribución.

Subproblema 2 Media Tensión:

Con la demanda de diseño en BT e incluyendo las pérdidas de la red BT y de la subestación de distribución, se determinan los valores de las potencias en Media Tensión en los puntos de retiro de los transformadores. Sobre la base de la ubicación de los transformadores de clientes en MT y de la empresa de referencia se determina el voltaje y el calibre de la red de media tensión de modo que se optimiza el Valor Presente de los Costos de inversión y pérdidas de la red MT. En el proceso de optimización se incluyen diversas opciones de enmalle para mejorar la calidad de servicio y reducir las pérdidas en la red.

4.1.3 Principales opciones técnicas.

4.1.3.1 Tipos de postes

Se consideró la posibilidad de utilizar poste de madera y de concreto. Al comparar el Valor Presente de los Costos de ambas soluciones, se concluye que el uso de postes de madera es más económico sólo si su vida media útil es superior a los 26 y 33 años para los postes de 8,7 y 10 metros (clase 6 y 5, respectivamente), equipados con estructura portante A (caso más favorable para los postes de madera).

La ocurrencia de esta vida útil media se da sólo en un escenario muy favorable y sin considerar las diferencias de esfuerzo admisible entre los materiales (el poste de concreto resiste más del doble que uno de madera). Asimismo, en postes de mayor tamaño, las diferencias de precio disminuyen mejorando la conveniencia de usar concreto armado.

Sobre la base de la experiencia práctica, que muestra la mayor tasa de falla de los postes de madera, se concluye que es más conveniente usar sólo postes de concreto armado.

4.1.3.2 Conductores

En este caso existen, básicamente, las opciones de conductores de cobre y de aluminio de distintos calibres. En todos los casos se consideraron sólo conductores desnudos, por cuanto las líneas aéreas, especialmente en zonas rurales, no requieren aislación.

Para conductores de cobre se analizaron alambres #6 a #4 AWG y cables #3 a #4/0 AWG.

Para conductores de aluminio, se usaron alambres y cables equivalentes de cobre. El diferencial de valor presente de costos es ligeramente favorable al aluminio para conductores equivalentes los calibres de cobre #6 y #2 AWG y es muy significativo para un calibre equivalente a #2/0 AWG.

Si se considera el deterioro que causa al aluminio la manipulación frecuente y las dificultades de las uniones con conductores de cobre, es que para líneas de baja tensión sigue siendo recomendable usar conductores de cobre.

En líneas de media y alta tensión, para conductores de calibres superiores a 2/0, los ahorros cubren la inversión en capacitación que debe incurrirse para adoptar el cambio de tecnología.

Finalmente, cabe mencionar que los precios de ambos tipos de conductores presentan fluctuaciones independientes en el mercado, por lo que se requiere de un nuevo análisis en el momento de llevar a cabo la inversión.

4.1.3.3 Fases

En el diseño de las redes MT y BT están las opciones de usar 1, 2 o 3 fases. Como criterio general, en las optimizaciones se analizan las 3 posibilidades y se busca la solución de menor valor presente de las pérdidas y diferencial de inversiones. El único caso que escapa a esta regla es el de las líneas que en la actualidad son trifásicas, donde se mantiene el mismo número de fases.

4.1.3.4 Tensión MT

Se realizó una comparación entre el valor presente de los costos de instalar líneas de MT en 13.2 kV, versus la alternativa de 23 kV de línea trifásica para un horizonte de tiempo de 15 años.

Las variables que inciden en la elección son la demanda máxima de potencia, la tasa de crecimiento del consumo y el factor de carga de la demanda. En ambos casos, se simuló la red real de la Empresa, variando sólo el voltaje de la red de Media Tensión. Los parámetros generales de la evaluación se detallan en la tabla 4.1.1 e incluyen un promedio de los precios de compra de potencia y energía de las subestaciones Linares y Panimávida.

Tabla 4.1.1: Parámetros Generales de la Evaluación

Factor de Carga LuzLinares	0.44
Factor Carga Perdidas	0.27
Tasa Crecimiento de la Demanda	5.2%
Precio Potencia (\$/kW/Mes)	5,722
Precio Energía (\$/MWh)	18,372
Tasa descuento	10%

Para ambas opciones, se consideró las pérdidas de potencia y energía de la red MT y de las subestaciones, así como el costo del cambio de las subestaciones particulares. Los resultados se encuentran en la tabla 4.1.2.

Tabla 4.1. 2: Resultados Comparación Opciones MT

Ítem	13.2 kV	23 kV	Diferencia
Pérdidas de potencia red MT 2003 (kW)	860	386	474
Pérdidas de energía red MT 2003 (MWh)	2002	898	1,103
VP Perdidas red MT 2004-2018 (MM\$)	1,519	682	837
VP Pérdidas subestaciones distribución (MM\$) (1)	1,114	1,253	-139
VP Costo cambiar subestaciones de Terceros (MM\$) (2)		112	-112
VP total (MM\$)	2,633	2,047	586

(1) Supone un uso inicial del 40%, con un incremento anual del 1%

(2) Incluye un 60% de recuperación de los equipos.

Si se compara la opción de tener toda la red MT en 23 kV versus completa en 13.2 KV, aparece más conveniente la primera, debido a que el ahorro en las pérdidas en la red MT es mayor que el costo de cambio de transformadores de terceros y el aumento de las pérdidas en las subestaciones de distribución.

La opción de una red mixta, con sectores en 23 y en 13,2 kV, puede aparecer conveniente desde el punto de vista de la inversión y las pérdidas. Sin embargo, los costos operacionales aumentan al igual que el riesgo de falla debido a la existencia de un mayor número de equipos en la red (autotransformadores). De manera adicional, en esta opción, los traspasos de carga ante contingencias simples o dobles, son más limitados y de mayor complejidad.

Por estas razones, para la empresa modelo se considera una red de media tensión operando sólo en 23 kV.

4.2 RED DE BAJA TENSIÓN

4.2.1 DETERMINACION DE LAS POTENCIAS DE DISEÑO

Para definir las características óptimas de diseño de redes y subestaciones de distribución se requiere conocer las demandas reales de potencia de los clientes individuales o las potencias agregadas al nivel de subestaciones de la empresa de referencia. Alternativamente, se requiere conocer las ventas de energía y los factores de carga de los clientes o de las subestaciones de la empresa. Con estos antecedentes, con las tasas estimadas de crecimiento del consumo y de las pérdidas y con los costos de las redes y transformadores, puede buscarse el diseño más económico que cumpla con la condición de satisfacer las demandas de los clientes con la calidad exigida.

Como ocurre en otras empresas de distribución, estos antecedentes no están disponibles en forma completa y sistemática para los clientes BT de la empresa de referencia. Menos aún para los clientes BT1, que son la mayoría, de los cuales se tiene solamente el registro del consumo mensual. Las potencias o factores de carga para clientes o para subestaciones de distribución no se registran y no hay estadísticas sistemáticas que permitan hacer alguna estimación bien fundada de ellos.

Una alternativa para enfrentar la situación es suponer valores de los factores de carga o de las potencias recurriendo al juicio de los técnicos que diseñan y construyen redes en empresas distribuidoras y aplicárselos uniformemente a todas las subestaciones que tengan igual número de clientes con clientes de características homogéneas. Esto tiene, por un lado, el problema de la autoreferencia. En particular, si los estándares que se usan en la industria no han sido revisados recientemente. Por otra parte, debido a la no-linealidad de los costos de distribución (ya sea por las economías de escala o por las pérdidas), es

incorrecto aplicar factores homogéneos a subestaciones y redes con diferentes características de la demanda de potencia, energía y distribución geográfica.

Otra opción es planear una campaña sistemática de medición de los parámetros requeridos para el diseño. Esta opción es muy lenta y cara para como para ser realizada en los plazos que se requieren para el presente estudio.

Es importante destacar que, en cualquier caso, las demandas de potencia de los clientes individuales, y la hora en que se produce su demanda máxima, son variables esencialmente aleatorias. Es bien conocido en la industria eléctrica que las demandas de potencia de los clientes están variando permanentemente. De igual modo, las demandas agregadas al nivel de un transformador de distribución también son variables. Lo mismo ocurre al nivel de las subestaciones primarias. Lo que se sabe, que es plenamente coincidente con la teoría estadística, es que la varianza de la demanda máxima de potencia va disminuyendo a medida que se van reuniendo las demandas de más y más clientes. Este caso se conoce como el efecto de la diversificación. Al mismo tiempo, la experiencia indica que, en cualquier zona geográfica que se observe, a medida que se agrupan más y más clientes el factor de carga medio va aumentando. Esta observación es perfectamente explicable. Si se agrupa a dos consumidores con igual demanda de energía e igual factor de carga individual, el factor de carga de ambos será menor o igual al de cada uno de ellos sólo si sus demandas máximas se producen a la misma hora del día. Si las demandas máximas se producen a diferentes horas, lo que es lo más probable, el factor de carga del conjunto será mayor al de los clientes individuales. En el sector eléctrico este fenómeno es bien conocido y da origen a los factores de coincidencia y de diversidad.

En este estudio, las demandas de potencia al nivel de las subestaciones y redes de distribución se estimaron por medio de un modelo de simulación que se hace cargo del carácter aleatorio de las demandas individuales y del efecto de la agrupación de clientes. Para calibrar el modelo se usa como punto de referencia la única información que es conocida: los factores de carga de las subestaciones primarias. Esta información es conocida porque en ese punto se mide la energía y la potencia que la distribuidora está recibiendo de parte del suministrador.

A continuación se presenta el diseño conceptual del modelo de simulación que se utilizó en este estudio.

Primer paso: El factor de carga de un cliente individual se representa como una variable aleatoria que sigue una distribución de probabilidades triangular. Se diferencié en tres tamaños de clientes: menos de 150 kWh/mes (clientes chicos), entre 150 y 15.000 kWh/mes (clientes medianos) y más de 15.000 kWh/mes (clientes grandes). Los rangos de variación de los factores de carga que se usaron en las iteraciones finales fueron 0,01 a 0,35; 0,1 a 0,5 y 0,2 a 0,8 para los clientes chicos, medianos y grandes, respectivamente.

Segundo paso: La hora de la demanda máxima de un cliente individual se representa como una variable aleatoria que se comporta como una función de distribución normal de media T_0 y varianza $2,5^2$.

Tercer paso: La curva de carga de un cliente individual se representa como una función normal con media T_j , que se generó en el segundo paso, y desviación estándar obtenido a partir del factor de carga que se generó en el primer paso. El rol de la función normal es sólo asegurar que en el entorno de la hora de demanda máxima de un cliente la demanda de potencia no se reduce a cero. En todo caso, la caída de la demanda de potencia en el entorno de la hora de la demanda máxima está directamente relacionada con el factor de carga del cliente.

Cuarto paso: Se generan las curvas de carga para todos y cada uno de los clientes de una subestación. Como los procesos anteriores son aleatorios, las curvas resultantes son, casi siempre diferentes. Enseguida, las curvas de carga de los diferentes consumidores de una subestación se superponen. Esto se hace sumando, en cada uno de los intervalos de tiempo en que se dividió un día (96 intervalos de 15 minutos cada uno), las demandas de potencia de todos los clientes de la subestación. Con ello se obtiene una curva de carga para la subestación. El área debajo de la curva de carga obtenida, que representa la demanda de energía de la subestación, se amplifica hasta que dicha área sea igual a la demanda real de energía medida para la subestación.

Quinto paso: Se repiten los pasos uno a cuatro para cada una de las subestaciones que son abastecidas por la empresa de referencia. Enseguida, se agregan las demandas de potencia de las subestaciones servidas desde un cierto alimentador, para cada sub-intervalo del día, y se obtiene una curva de carga para la demanda de BT de la subestación primaria que lo abastece.

Sexto paso: Se repiten los pasos uno a cinco hasta llegar a tener una función de probabilidades con características estables de los parámetros de la curva de carga de la empresa. En este caso, eso se logra con cien iteraciones.

Séptimo paso: Se repiten los seis pasos anteriores hasta lograr que los factores de carga medios y las demandas máximas medias de la empresa se acerquen a los promedios observados. En este estudio se modeló la empresa en conjunto debido a la inconsistencia de la asociación subestación – alimentador, lo que no permitió la calibración a nivel de alimentador. Los parámetros de ajuste para la calibración fueron los límites de la definición de clientes chicos, medianos y grandes, la amplitud del rango de factores de carga de los clientes individuales y la varianza de la hora de la demanda máxima.

Octavo paso: Las potencias de diseño de las redes de distribución de BT son tales que deben permitir abastecer las demandas de los clientes con una probabilidad superior al 95%. Para asegurar ese resultado se definió como potencia de diseño la que responde a un factor de carga equivalente a la media menos dos veces la desviación estándar. De esa forma, se tendrán redes que

permitan abastecer la demanda de potencia de cada subestación con una probabilidad del 97,7%. Al nivel del alimentador, se aplica el mismo principio. Esto es, la capacidad de diseño de los conductores debe ser tal que pueda transmitirse por ellos la demanda coincidente de las redes BT, incluidas las pérdidas de las redes BT, más la demanda coincidente de los clientes AT con una probabilidad del 97,7%.

Cabe destacar que, con el método descrito, se obtienen distribuciones de probabilidades de todos los parámetros necesarios para describir las demandas de energía y potencia tanto al nivel de las redes de distribución como al nivel de la empresa. Esto es, se dispone de estimaciones para las potencias máximas coincidentes y no coincidentes y para los factores de carga, de coincidencia y de diversidad, tanto al nivel de las subestaciones de distribución como al de la empresa.

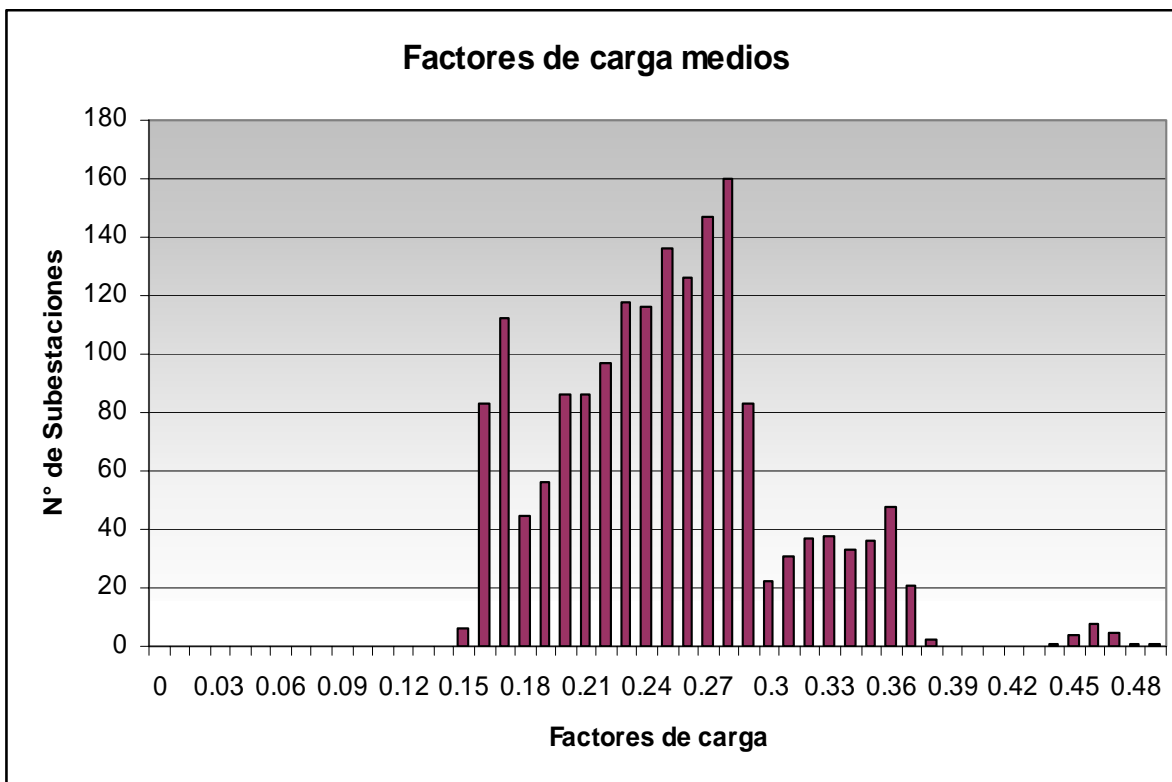
Los factores de carga resultantes para la empresa de referencia se muestran en el Cuadro 4.2.1 siguiente:

Cuadro 4.2.1: Factor de Carga Empresa Modelo. Resultado de la Simulación

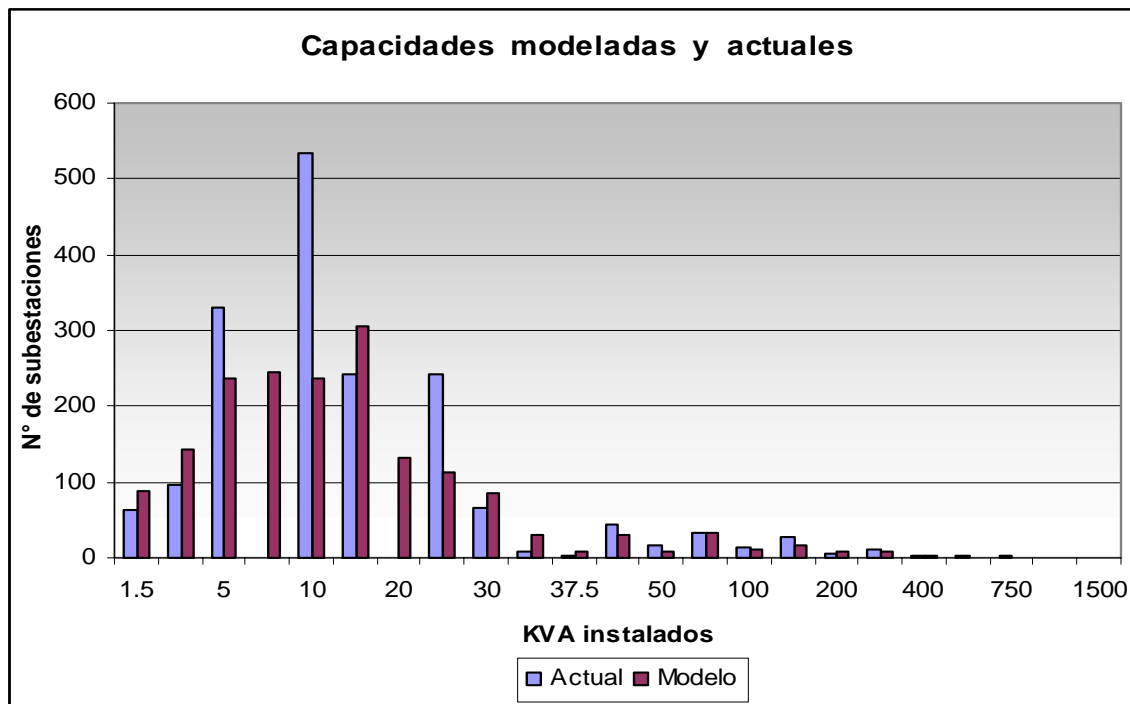
N° de iteraciones	100
Factor Carga Medio	0.3902
Desviación Estándar	4.16%
N° de Clientes	15.533

El valor real para el año 2003 del factor de carga de la empresa fue de 0,3909. De tal manera, la diferencia del factor de carga medio modelado con respecto a lo real es menor al 0,2%.

En el Gráfico siguiente se presenta el histograma de los factores de carga medios obtenidos de la simulación. En el archivo FCarga_DDiseño_LL.xls se presentan los factores de carga y las correspondientes desviaciones estándares, más las demandas de diseño, que entregó el modelo para las subestaciones individuales.



Respecto a la capacidad resultante de los transformadores de distribución, obtenidas con las potencias de diseño, en el gráfico que sigue se muestra el histograma de las capacidades modeladas y las reales de la empresa de referencia.



Como puede apreciarse, el modelo entrega capacidades de transformadores que están un poco por debajo de las capacidades actuales. Como agregado, para las 1745 redes de distribución en baja tensión, la capacidad real es 41.278 KVA, y la modelada es 36.828 KVA. La distribución por tamaños de transformadores se muestra en el Cuadro 4.3.

4.2.2 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE BAJA TENSIÓN

Las posibilidades de diseño (capacidad del transformador, calibre del conductor, número de fases y ubicación del transformador) se evaluarán en un horizonte de 30 años y se buscarán los diseños de redes que tengan el menor Valor Presente de los Costos (VPC) de inversión y pérdidas.

En este caso, se aplicó el procedimiento de optimización a todas las redes BT de la empresa de referencia.

Se considera la tasa de crecimiento anual del consumo por cliente que se informa en el Capítulo 3 correspondiente al 0,67%. El crecimiento de la red, debida al aumento del número de clientes, se incorporará por medio de aumentar el número de redes.

Para la modelación que se describe a continuación, se usan los siguientes términos:

- Carga: el consumo uniformemente distribuido en cada punto de la red.
- Demanda de diseño: corresponde a la suma de las cargas de los clientes individuales y se obtiene con el factor de carga de diseño.
- Topología de la red: Corresponde al trazado real de la red obtenidas de los archivos de VNR 2002 enviados por Luz Linares.
- Largo neutro: Corresponde a la suma del largo de los vanos.
- Largo crítico: Corresponde a la longitud de la rama de mayor extensión que sale de la subestación para cada configuración.
- Demanda crítica: Corresponde a la demanda asociada a la rama de largo crítico.
- Red tipo 3: Son las redes que actualmente son trifásicas y que se mantendrán con igual número de fases.
- Red tipo 1: Son las redes que actualmente no son trifásicas y que pueden llegar a cualquier número de las tres posibilidades de fases.

Situación base

- Una red se caracteriza por su demanda de diseño, el tipo de red (1 o 3), el largo neutro, la topología real de la red, su largo crítico y una configuración que depende del tipo de red.
- Existe un conjunto inicial de transformadores con sus potencias máximas y sus precios. Se consideran sólo transformadores de tamaños que se encuentran disponibles en el mercado.
- Existe un conjunto de conductores cuya capacidad de diseño corresponde a una temperatura ambiente de 30 °C y temperatura de operación de 50°C. El

límite de regulación se obtuvo buscando que el mínimo voltaje corresponda a una regulación no superior al 6%.

- La optimización consiste en obtener en el horizonte de 30 años la asignación de tipo de conductores, capacidad de transformadores y número de fases de la red, que satisfaga la demanda de diseño al mínimo valor presente de los costos (VPC) de inversión y pérdidas.

Criterios

- Una red que atiende a clientes trifásicos, conservará el mismo número de fases en el modelo optimizado.
- El conductor no debe sobrepasar, en ningún período, su capacidad de diseño y debe cumplir con la restricción de regulación de voltaje.
- Al pasar de una configuración inicial monofásica a una bifásica o superior, el transformador debe ser cambiado. Esto no ocurre al pasar de bifásico a trifásico por cuanto es factible técnicamente usar un transformador bifásico en una configuración trifásica.
- El algoritmo, dada una potencia de diseño inicial, evalúa todas las alternativas de conductores, número de fases y transformadores que satisfagan la demanda en un horizonte de 30 años, dada una tasa de crecimiento en el consumo de la red BT, incluyendo las pérdidas y regulación de tensión obtenidas para cada red por medio de los flujos de potencia correspondientes.
- Se analiza para todos los conductores posibles pero no se considera el cambio de calibre de conductores para una misma red en el período. La razón de esto es que el costo de cambio de conductores es una opción de muy alto costo. Las opciones que se mantienen abiertas son pasar de una a dos fases y de dos a tres fases.

Algoritmo

El algoritmo se basa en 4 rutinas principales:

1. Partir x_f : Se cargan los datos de la red a evaluar. Se incluye un tipo de conductor, un transformador, una ubicación del transformador, un número x_f de fases y una tensión de la red MT.
2. Factible $x_f(t)$: A partir de la demanda en t , para x_f fases, se obtiene el período mínimo entre el momento en que se copa la capacidad térmica del conductor y el que excede su capacidad de regulación. Si es mayor o igual a 30, con ese número de fases puede llegar hasta el final del horizonte de evaluación. Si es menor, el modelo agrega otra fase y/o cambia la capacidad del transformador.
3. Combinación de transformadores en x_f : Determina las secuencias de transformadores capaces de abastecer la demanda entre dos períodos (t_1 y t_2). La rutina genera las configuraciones de secuencias de tipos y tamaños de transformadores para abastecer la demanda en todo el período entre t_1 y t_2 .

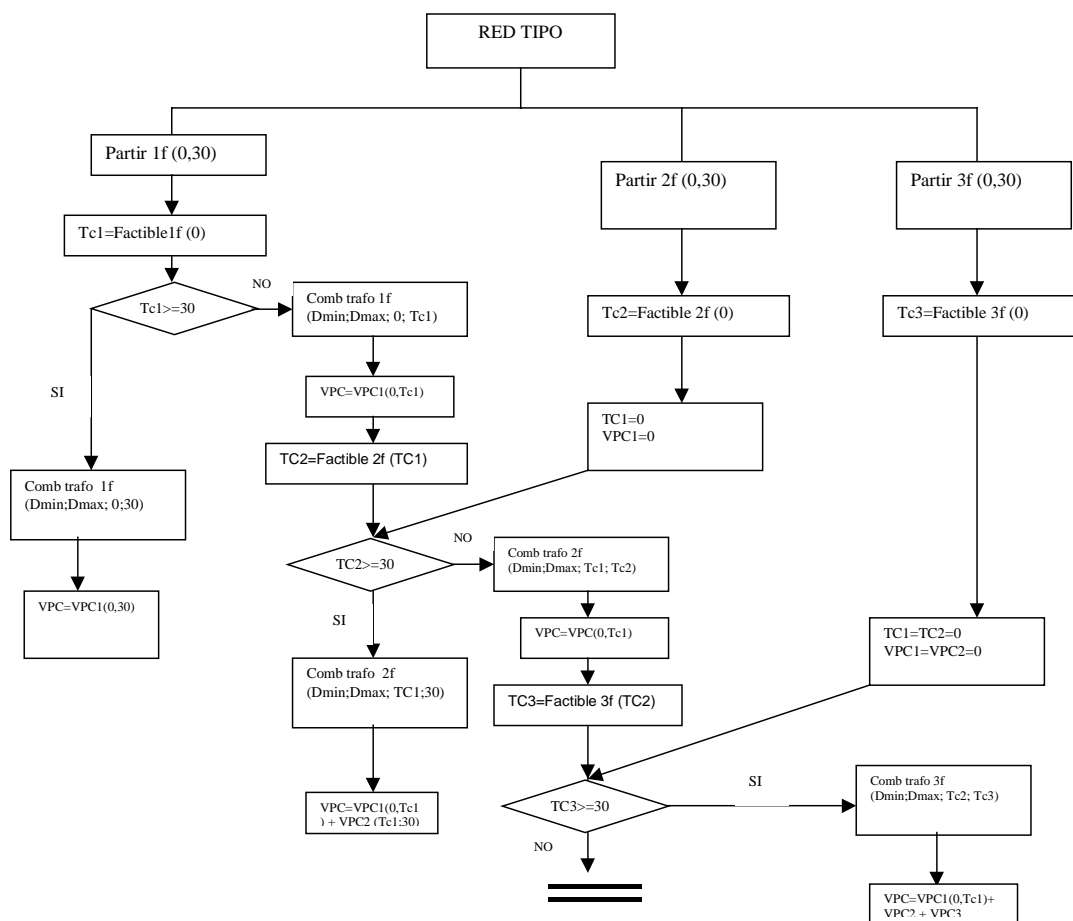
4. $VPC_i(t_1, t_2)$: Genera el valor presente de los costos de cada una de las configuraciones de transformadores que entrega la rutina anterior. En esta función se evalúan las inversiones y las pérdidas del conductor y del transformador. Enseguida se calcula el valor presente de los costos totales (VPC) de abastecer la demanda durante el período de 30 años.

Explicación del algoritmo

La forma en que opera el algoritmo se muestra en el Diagrama 4.1. Los pasos son los siguientes:

- a) La optimización parte con un conductor dado, el que puede partir con 1, 2 o 3 fases. El caso más general es optimizar partiendo de 1 fase, que es el que analizaremos.
- b) Partiendo de una fase, la rutina “factible 1f” determina el año en que ocurre la saturación térmica del conductor o no se cumple la regulación de voltaje (el que ocurre primero). Si este año (Tc_1) es mayor o igual que 30, “comb trafo 1f” evalúa las asignaciones posibles de transformadores en 30 años y evalúa el VPC en ese período sin cambiar la configuración.
- c) Si Tc_1 es menor que 30, “comb trafo 1f” evalúa las asignaciones posibles de transformadores para ese período (0 a Tc_1) y pasa a configuración bifásica incrementando el VPC por la inversión y, en este caso, cambia transformador a uno bifásico y pasa a “Factible 2f”.
- d) “Factible 2f” realiza la misma función que en el punto b), pero para una configuración bifásica, obteniendo Tc_2 . Si Tc_2 es mayor o igual que 30 “comb trafo 2f” evalúa las asignaciones de trafos para el período comprendido entre Tc_1 y 30 calculando su VPC.
- e) Si Tc_2 es menor que 30 años, al igual que el punto c), “comb trafo 2f” evalúa las asignaciones posibles entre Tc_1 y Tc_2 y pasa a una configuración trifásica, incrementando el VPC por la inversión del período y aumenta la capacidad del transformador y pasa a “Factible 3f”.
- f) “Factible 3f” es equivalente al punto d), pero trifásico, repitiendo el algoritmo de “comb trafo” entre Tc_3 y 30, y en el caso que Tc_3 sea menor que 30 años significa que el conductor es infactible para satisfacer la demanda en el período de 30 años, y debe probar otro conductor.
- g) Si se parte en 2 fases o 3, la rutina comienza en el punto b) o d), pero cambiando las condiciones iniciales para Tc y para el VPC acumulado.

Diagrama 4.1: Algoritmo de optimización red BT



Para el cálculo del VPC, sólo se consideran las inversiones en conductores y transformadores, que son las únicas variables relevantes en este problema. Los costos anuales corresponden a la valorización a costo medio de las pérdidas anuales de potencia y energía de la red y las pérdidas del transformador.

Para el valor residual de los transformadores que se cambian dentro del período, se considera el saldo de aplicar una depreciación lineal a 30 años. Igualmente, supone que las líneas se deprecian en 30 años desde el momento en que se instalan.

Resultados.

Además de las capacidades de los transformadores, fases, conductores y ubicación del transformador, se obtiene una estimación de las pérdidas de potencia y energía para cada año del horizonte de evaluación. El detalle de los resultados para cada red optimizada se entrega en el archivo Salida_Red_LL.xls.

En este mismo archivo se incluyen las potencias de los transformadores sin redes y los de propiedad de terceros.

En el Cuadro 4.2 se presenta una comparación entre los conductores de la empresa real y la modelada. La comparación de los transformadores resultantes con los actuales es la que se presenta en el Cuadro 4.3.

Cuadro 4.2.: Conductores Red Modelo y Actual

Conductor	Red modelo			Red actual		
	N° de fases			N° de fases		
	1	2	3	1	2	3
Cu #1			2			
Cu #2			13			
Cu #3	138		7			
Cu #4	122		19	27		
Cu #5	88		17			
Cu #6	350	5	248	926	5	56
Total (km)	698	5	304	953	5	56
Total (km)	1,007			1,015		

Cuadro 4.3 Distribución de frecuencias de capacidades de transformadores.

Modelado versus Real.

Capacidad (KVA)	Frecuencia		Acumulado	
	Modelo	Actual	Modelo	Actual
1.5	88	62	132	93
3	142	95	558	378
5	238	330	1,748	2,028
7.5	244	1	3,578	2,036
10	237	535	5,948	7,386
15	305	242	10,523	11,016
20	131	1	13,143	11,036
25	114	242	15,993	17,086
30	85	66	18,543	19,066
35	31	9	19,628	19,381
37.5	8	3	19,928	19,493
45	30	43	21,278	21,428
50	8	16	21,678	22,228
75	32	32	24,078	24,628
100	11	14	25,178	26,028
150	16	27	27,578	30,078
200	8	5	29,178	31,078
300	8	12	31,578	34,678
400	4	3	33,178	35,878
500	1	3	33,678	37,378
750	1	2	34,428	38,878
900	1	1	35,328	39,778
1500	1	1	36,828	41,278

Pérdidas de la Red BT.

Para el conjunto de redes de baja tensión rediseñadas se obtuvieron las pérdidas que se presentan en el Cuadro 4.4 siguiente.

Cuadro 4.4: Pérdidas en la Red BT. Empresa Modelo Área Típica 5.

Pérdidas de Potencia

Año	0	1	2	3	4	5
Demanda BT (kW)	8,266	8,322	8,377	8,434	8,490	8,547
Pérdidas Red (kW)	134	136	138	140	142	144
%	1.6%	1.6%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Pérdidas Trafo (kW)	191	192	193	194	196	197
%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
% Total	3.9%	3.9%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%

Pérdidas de Energía

Año	0	1	2	3	4	5
Demanda BT (kWh/Mes)	1,686,588	1,697,888	1,709,264	1,720,716	1,732,245	1,743,851
Pérdidas Red (kWh/Mes)	13,384	13,576	13,775	13,972	14,172	14,371
%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
Pérdidas Trafo (kWh/Mes)	88,883	89,010	89,134	89,249	89,366	89,671
%	5.3%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.1%
% Total	6.1%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%

4.2.3 Expansión territorial de la red BT en el tiempo.

Para efectos de proyectar el crecimiento de las redes de baja y media tensión debidas al aumento del número de clientes, se utilizaron relaciones medias observadas en la empresa real entre largo de las redes y capacidad de transformación respecto a la cantidad de clientes, respectivamente.

En el caso de LuzLinares, la capacidad media de transformación por cliente es 0,99 kVA, el largo medio de la red de BT es 21,9 metros por cliente y el de la red de media tensión es 53,3 metros por cliente. Estos valores son similares a los de otras empresas distribuidoras de la misma área típica.

La proyección del crecimiento de la capacidad instalada de transformación y del largo de las redes, calculada con los parámetros anteriores y la proyección del crecimiento del número de clientes obtenida en el capítulo 3, se presenta en el Cuadro 4.5 siguiente.

**Cuadro 4.5: Proyección del Crecimiento de las Redes.
Empresa Modelo del Área Típica 5.**

	CLIENTES	Variación N°	Var. SSDD	Var. RED BT	VAR. RED MT
AÑO	N°	Cientes	kVA	kM	kM
2003	16,882				
2004	17,738	856	845	19	46
2005	18,707	969	957	21	52
2006	19,740	1,032	1,019	23	55
2007	20,834	1,094	1,080	24	58
2008	21,957	1,123	1,109	25	60

4.3 Red MT

4.3.1 Descripción red de media tensión actual.

La red de media tensión actual de la empresa está conformada por siete alimentadores cuyas características principales son las siguientes:

Nombre Alimentador	Tensión de Servicio (KV)	S/E Primaria de Origen	Longitud Total en Líneas (km)	KVA Totales Instalados
Linares Sur	13,2	Linares Norte	383,6	8014
Linares Norte	13,2	Linares Norte	253,6	9622
Panimávida	13,2	Panimávida	202,1	7939
Colbún	13,2	Panimávida	302,5	7028
San Javier-Nirivillo	23,0	Emel (San Javier)	111.7	1795
Constitución-Purape	23,0	Emel (Constitución)	0,1	305
Las Cañas	23,0	Emel (Constitución)	55,2	6000

Asimismo en la red de media tensión existen 5 bancos reguladores destinados a mejorar las condiciones de voltaje y, prácticamente, no existen elementos de protección automáticos a excepción de los ubicados en las SS/EE primarias.

4.3.2 Modelación de la red.

La red de media tensión fue modelada considerando los criterios de diseño indicados en 4.1.2, para lo cual se utilizó información geográfica del VNR 2003 más las adiciones y retiros 2003.

Como cargas para el modelo de media tensión fueron utilizados los resultados obtenidos de la optimización de la red de baja tensión y sus transformadores de distribución, distribuidos geográficamente de acuerdo a la ubicación actual de los mismos.

Para determinar la configuración óptima de los alimentadores, especialmente en la zona Linares – Panimavida que tiene muchos puntos de interconexión, se realizó un cálculo de flujo de potencia para toda la red completamente enmallada, con lo cual se determinaron como puntos de aperturas aquellas ramas con flujos mínimos.

La configuración radial así determinada fue nuevamente simulada verificando que las pérdidas del modelo radial resultaran similares a las del modelo enmallado, definiendo así la configuración definitiva de los distintos alimentadores.

Estas configuraciones definitivas fueron simuladas para las demandas esperadas en el año 5, mediante un modelo de flujo de carga radial sujeto a restricciones de capacidad de corriente para definir los conductores y restricciones de voltaje mínimo (Art. 243 del D.S. N° 327).

Dado que en el puntos de compra los proveedores tienen la facultad de entregar voltajes en media tensión en el rango (+6%, -6%), y que en la práctica tal rango es aprovechado a cabalidad por los suministradores, no quedando o solo un mínimo margen para la distribución, es que se requiere considerar en la salida de cada alimentador un banco de reguladores para dar cumplimiento a las restricciones de calidad señaladas por las normas.

4.3.3 Optimización

A continuación se describe la metodología usada.

1. Se cierran las redes de MT para respetar criterios n-1. La solución propuesta se contrasta con la situación real para chequear factibilidad de su trazado.
2. Para los tramos radiales de mayor longitud se evalúa la conveniencia entre segunda línea de respaldo y generación local.
3. Para aquellos tramos cortos de MT que salen de los anillos y que no quedan con respaldo, se contabilizará el numero de clientes. Se determina así el porcentaje de clientes que no quedarían con respaldo n-1.

4. Los reguladores de voltaje no se consideran en la modulación de las redes enmalladas. Una vez definidos los límites de zona mas convenientes, se le agregan los reguladores de tensión al sistema radial
5. Para el dimensionamiento de los calibres se determina un caso base considerando un calibre sobredimensionado igual para toda la red MT. Con este caso base se obtienen las corrientes de cada tramo de la red.
6. Con las corrientes por tramo se determinan los calibres óptimos dependiendo de los costos y las pérdidas. Como resultado de esto se obtienen todos los calibres y fases de la red trifásica de MT, contrastado con el requerimiento de fases de los consumos.
7. Se realiza un proceso iterativo entre los puntos 5 y 7, de manera de obtener un sistema con mínimo del punto de vista técnico-económico y con cumplimiento de los estándares en calidad de servicio.
8. Para los extremos libres se les asigna la configuración que la red de BT óptima determine.
9. Las cargas de las subestaciones en MT, se calculan agregándoles a las demandas de diseño en BT, las pérdidas de la red de BT y las del transformador.

4.3.4 Resultados de la optimización

Los resultados de la nueva configuración para el año base son los siguientes:

a) Sector Linares-Panimavida

Red de 23 KV compuesta por los siguientes conductores y fases:

Conductor	Fases	Longitud (Km.)	Pérdidas (Kw)
Cobre N°6 AWG	1	630,8	0,7
Cobre N°6 AWG	2	33,3	1,5
Cobre N°6 AWG	3	324,3	14,8
Cobre N°4 AWG	3	45,7	20,0
Cobre N°2 AWG	3	79,9	262,4
SpaceCab 35mm ²	3	30,1	3,9
SpaceCab 70mm ²	3	18,0	9,3
Totales		1162,1	312,6
Punto con regulación más alta: 3,59%			

b) Sector Constitución

Red de 23 KV compuesta por los siguientes conductores y fases:

Conductor	Fases	Longitud (Km)	Pérdidas (KW)
Cobre N°6 AWG	1	31,8	0,01
Cobre N°6 AWG	2	5,5	0,32
Cobre N°6 AWG	3	4,3	0,47
Cobre 2/0 AWG	3	13,9	98,8
Totales		55,5	99,6
Punto con regulación más alta: 2,2%			

c) Sector San Javier

Red de 23 KV compuesta por los siguientes conductores y fases:

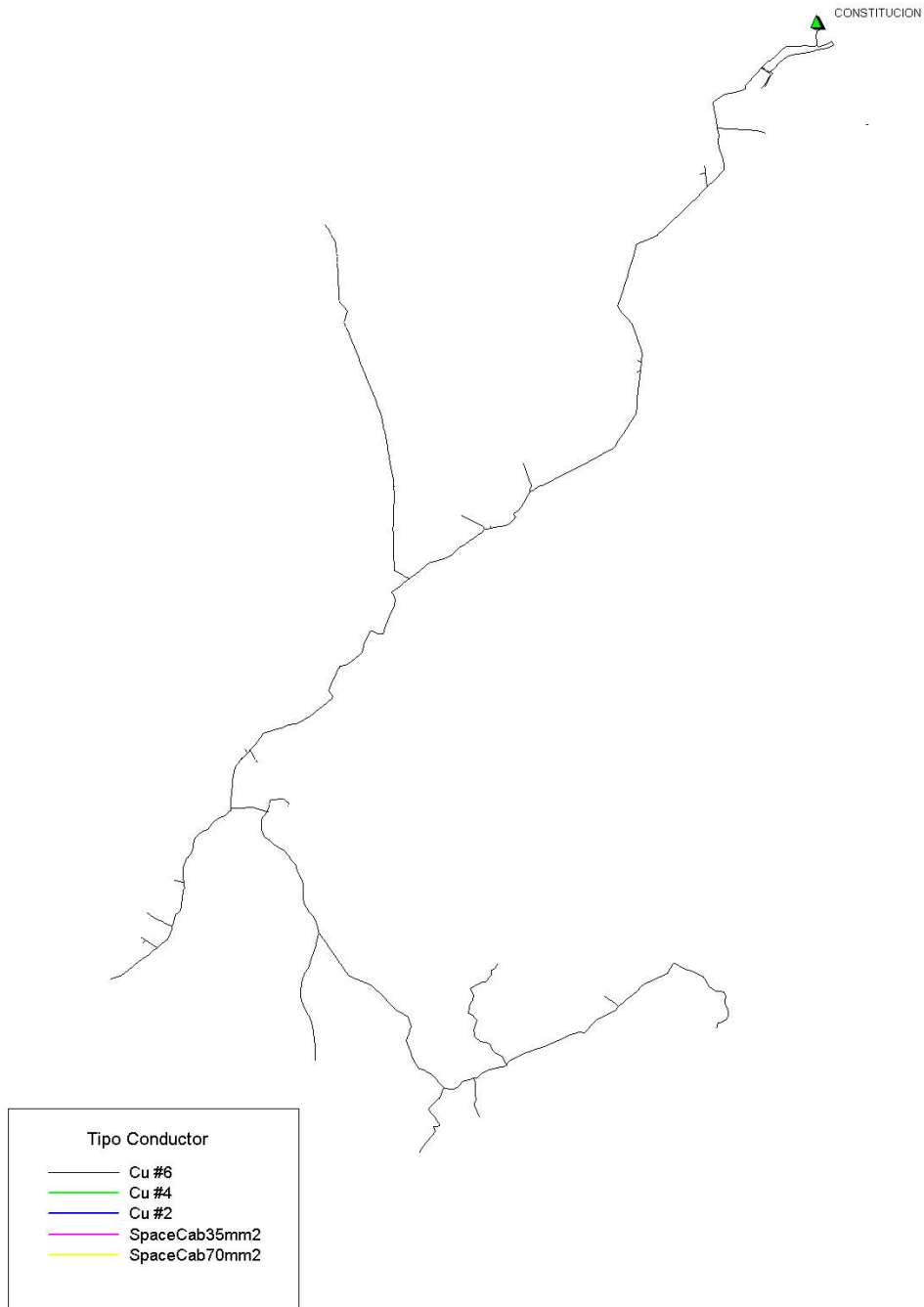
Conductor	Fases	Longitud (Km)	Pérdidas (KW)
Cobre N° 6 AWG	1	43,0	3,21
Cobre N° 6 AWG	3	68,7	0,00
Totales		111,7	3,21

Punto con regulación más alta : 12 %

Para mostrar la características de la red modelada, se adjuntan los siguientes diagramas de fases y conductores en las áreas de Linares-Panimávida y Constitución.

L
S
D
R

LUZLINARES
SISTEMA CONSTITUCION
DIAGRAMA CONDUCTORES MT
RED NUEVA



4.3.5 Equipos de protección y operación

Para diseñar el sistema de protección y operación se han tenido en cuenta las exigencias de calidad y continuidad de servicio definidas en el D.S N° 327, la experiencia de empresas de distribución similares a la de referencia y recomendaciones internacionales especialmente en cuanto al tipo y durabilidad de las fallas mas recurrentes.

A partir de lo anterior se estableció la siguiente metodología para la selección y ubicación de los elementos de operación y protección:

- a) Se utilizarán desconectadores fusibles tipo bastón en todas las S/D como protección del transformador y en todos los arranques con mas de entre dos y cinco SS/DD y de menos de 30 km. de longitud. ,dependiendo de las longitudes presentes.
- b) Se utilizarán reconectadores automáticos en arranques o sectores con mas de 30 km de líneas para minimizar la posibilidad de que fallas de tipo transitoria (que son de mas alta ocurrencia en los sistemas de distribución) generen una desconexión permanente o afecten a sectores muy amplios de la red y para acortar los sectores de búsqueda cuando se trate de fallas permanentes. Tambien se utilizarán reconectadores para facilitar las maniobras de operación, mayor automatización de los traspasos de carga, en los sectores que se llevan los mayores flujos de carga del sistema, cumpliendo en muchos casos un doble objetivo como elemento de operación y de protección.
- c) Se utilizarán desconectadores bajo carga en los puntos de interconexión entre alimentadores para realizar traspasos de carga y realimentaciones en el caso de fallas para minimizar los sectores afectados.

Con esos criterios se determinaron las siguientes cantidades y tipo de equipos principales:

Reconectadores automáticos	25
Desconectadores bajo carga	8

4.3.6 Comparación con la red actual

Los principales aspectos comparativos del sistema existente y el proyectado se resumen en las siguientes tablas:

a) Sector Linares-Panimavida

	Actual	Nuevo
Líneas Monofásicas (km)	323,7	630,8
Líneas Bifásicas (km)	326,6	33,3
Líneas Trifásicas (km)	491,5	498,1
Total	1141,8	1162,2

Pérdidas (kw)	1942,0	312,6
Peor Regulación (%)	12,7	3,59
Voltaje nominal (kv)	13,2	23,0

b) Sector Constitución

	Actual	Nuevo
Líneas Monofásicas (km)	4,1	31,8
Líneas Bifásicas (km)	33,2	5,5
Líneas Trifásicas (km)	18,2	18,2
Total	55,5	55,5

Pérdidas (kw)	347	99,6
Peor Regulación (%)	8,18	2,2
Voltaje nominal (kv)	23,0	23,0

c) Sector San Javier

	Actual	Nuevo
Líneas Monofásicas (km)	43,0	43,7
Líneas Bifásicas (km)	0	0
Líneas Trifásicas (km)	68,7	68,7
Total	111,7	111,7

Pérdidas (kw)	3,21	3,21
Peor Regulación (%)		
Voltaje nominal (kv)	23,0	23,0

4.3.7 Crecimiento de la red y de los equipos MT.

La red de media tensión crece como consecuencia del aumento del número de clientes. Como se indica en el Cuadro 4.5, se estima que la red MT, por este concepto, crecerá entre 46 y 60 kilómetros por año desde el 2004 al 2008.

Respecto a los equipos, para mantener la calidad de servicio y las pérdidas controladas, se requerirá agregar los siguientes elementos se indican a continuación.

Año 2004: 300 kVAr en bancos de condensadores fijos y 150 kVAr en condensadores controlados por voltaje.

Año 2005: 300 kVAr en bancos de condensadores controlados por voltaje.

Año 2006: 300 kVAr en bancos de condensadores fijos.

Año 2007: 150 kVAr en bancos de condensadores fijos y 150 kVAr en condensadores controlados por voltaje.

Año 2008: 300 kVAr en bancos de condensadores controlados por voltaje.

5. Dimensionamiento de la Organización y Costos de Explotación Empresa Modelo

5.1 Diseño de la Estructura Organizacional

Entendemos por estructura organizacional al sistema “formal” de las relaciones dentro de una organización, que señala las relaciones de subordinación y/o relación entre diferentes funciones e instancias de éstas dentro de la administración. Por lo general se representa a través de un organigrama.

Si bien no existen guías de acción absolutas para elegir una u otra estructura organizacional, al diseñar la estructura se debe dar respuesta a las siguientes preguntas (Peter Drucker):

- ✓ ¿En que áreas se requiere excelencia en orden a alcanzar los objetivos de organización?
- ✓ ¿En que áreas la ausencia de acción podría poner en peligro los resultados, incluso, tal vez, la supervivencia de la misma?
- ✓ ¿Qué valores son realmente importantes para la compañía?
 - ¿Calidad de producto?
 - ¿Seguridad de producto?
 - ¿Servicio a los consumidores?

La respuesta a estas interrogantes identifica las funciones claves y las actividades esenciales para alcanzar los objetivos de la organización. Estas serán una clave para el diseño de la estructura organizacional. Las actividades claves siempre deberán estar representadas en la estructura y nunca debieran subordinarse a aquellas que no son claves.

Se establecen como objetivos permanentes del diseño de la estructura organizacional, los siguientes:

- ✓ Incrementar la apertura de la comunicaciones,
- ✓ Procurar dar soluciones sinérgicas a los problemas que se presentan con mayor frecuencia,
- ✓ Incrementar la responsabilidad individual y grupal,
- ✓ Incrementar el nivel de entusiasmo y satisfacción en la organización.

Sobre la base de éstas guías y objetivos acerca de la estructura organizacional, la empresa encontrará una fuente de cambio, para enfrentar el cambio en estos tiempos.

Partiendo de las necesidades de los clientes, se identifican los procesos clave y se dirigen los esfuerzos de la organización hacia una integración interfuncional. El resultado de este proceso, en la mayoría de las organizaciones, es el

"aplanamiento" de la estructura organizacional. Esto mejora la capacidad de coordinación y reduce los niveles jerárquicos. Un enfoque de este tipo (procesos) presenta las siguientes ventajas:

- ✓ Mayor calidad en menor tiempo y al menor costo.
- ✓ Mejor capacidad de respuesta al cambio de las necesidades y expectativas del cliente.
- ✓ Mejor posicionamiento ante el constante cambio en las oportunidades y amenazas del mercado.
- ✓ Despliegue del conocimiento existente en la organización para resolver problemas y añadir valor.

Adquieren especial importancia los procesos de comunicación interna. Sean estos formales o informales.

Sobre la base de esta premisa de diseño se estudiaron las tareas, funciones y procesos de una empresa de distribución de energía eléctrica. Los procesos fundamentales del negocio se definieron como:

1. Compras y movimiento de energía y potencia.
2. Operación y mantención de las redes y equipos. Incluye mantención preventiva y correctiva.
3. Facturación. Incluye lectura de medidores, facturación, reparto de boletas, cobranzas, corte y reconexión de suministros por deuda.
4. Atención de Clientes. Incluye atención de reclamos, cambios de opciones de suministro y tarifas, modificación de antecedentes.
5. Procesos regulatorios.

Estos son los procesos o funciones primarias de la cadena de valor en la distribución de energía eléctrica. Luego están los procesos o funciones de apoyo como el abastecimiento de materiales de mantención, la obtención de recursos financieros y humanos, las tecnologías de la información, la planificación de mediano y largo plazo, entre otros.

En el diseño organizacional se ha previsto mantener en la empresa los procesos fundamentales del negocio, sin perjuicio que algunas tareas sean encargadas a terceros. También se mantienen algunas funciones de apoyo tales como finanzas, marketing y la planificación, presupuestación y control de gestión

Procesos considerados fundamentales del negocio, pero no considerados para efectos del costeo del Valor Agregado de Distribución, son Proyectos Eléctricos y Servicios Asociados al Suministro. Si bien la estructura organizacional es diseñada con ellos, al momento de efectuar el costeo para el Valor Agregado de Distribución son dejados de lado.

Para comenzar el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo, luego de haber fijado nuestras premisas básicas acerca de los procesos y objetivos en el diseño de la estructura organizacional, realizamos un Análisis de Tareas en la empresa de referencia y otras empresas de la industria a nivel nacional e internacional. Se efectuaron entrevistas con ejecutivos de la empresa de referencia en donde se visualizaron las principales actividades de distribución eléctrica, la estructura organizacional vigente y consideraciones existentes para definir niveles de dotación para funciones y actividades de la empresa. También se efectuaron visitas a terreno para observar la operación de la empresa.

Así se llegaron a identificar 534 tareas al interior de este tipo de organizaciones, "Empresas de Distribución de Energía Eléctrica". Estas tareas fueron agregadas al nivel de funciones, 60 funciones que se detallan en el Anexo N° 5.1, en donde una función esta compuesta por varias tareas. Una vez analizadas las tareas agrupadas por funciones, se obtiene claridad acerca de la estructura funcional y de los perfiles de quienes deberán desarrollar las diferentes funciones y tareas. Lo anterior en conjunto con el análisis del área de influencia de la concesión y a la envergadura del sistema eléctrico modelado, estructurará una dotación de personal para la empresa modelo.

Aquí cabe el análisis de qué tareas serán desarrolladas por personal propio y qué tareas serán desarrolladas por terceros, es decir corresponde el análisis de externalización u outsourcing.

Outsourcing

El outsourcing, externalización o tercerización es un concepto que alude a un sistema mediante el cual las empresas contratan los servicios de otras organizaciones para que éstas, con mayor grado de especialización, satisfagan algún requerimiento específico con más efectividad.

El outsourcing permite que la empresa que contrata a la compañía externa, dirija su atención a lo que es su "razón de ser", su misión y no distraiga tiempo valioso de sus ejecutivos en problemas o acciones que no están en la línea directa del negocio. En sus orígenes la externalización parte con las actividades de informática; luego se agregan otras como: aseo, transporte, alimentación, jardinería, vigilancia, capacitación, manejo de nóminas, reclutamiento y selección de personal, mensajería, cajeros y cobranzas, traslado de valores, entre otras.

La Decisión de Externalizar

El costo no es el factor más importante al momento de tomar la decisión de externalizar. Existen otras consideraciones fundamentales que hacen que el proceso de externalización sea exitoso, como:

- ✓ La mejora en los tiempos de respuesta en la prestación del servicio.
- ✓ El personal propio concentrado en las actividades del negocio.
- ✓ La disminución de activos fijos prescindibles.
- ✓ El nivel estratégico de la información requerida para desarrollar el servicio.
- ✓ La disminución de riesgos y niveles de accidentabilidad.

El éxito de la externalización tiene directa relación con la confianza que se tenga en el proveedor del servicio, ya que el objetivo es obtener ventajas comparativas y competitivas y esto involucra, mejorar la eficiencia, utilizar de mejor manera los recursos humanos, físicos y financieros y, por sobre todo, centrar los esfuerzos en aquellas actividades relacionadas con el negocio de la empresa.

Beneficios de la Externalización:

- ✓ Enfocarse en los procesos centrales de la empresa y actividades que generan valor.
- ✓ Calidad y oportunidad de la información que permite realizar análisis de los resultados y posición de la sociedad.
- ✓ Aumento del control y eficiencia interna basado en la correcta separación de tareas y supervisión de las mismas.
- ✓ Costos predecibles y controlables.
- ✓ Reducción de costos del personal, liberando contingente de supervisión para aquellas actividades que generan valor para la empresa.
- ✓ Implantación y soporte de nuevas tecnologías.
- ✓ Utilización de las mejores prácticas.
- ✓ Mejora el nivel de los servicios, capacitación permanente.
- ✓ Mayor flexibilidad para enfrentar ambientes económicos cíclicos.
- ✓ Mayor confiabilidad de información contable ante instituciones financieras y organismos externos.

5.2 Resultados del Modelo Organizacional

La empresa modelo generada como resultado de los análisis realizados, está preparada para trabajar como unidad autónoma tomando un gran número de servicios desde el mercado. En primer lugar se dimensionó a la empresa en su operación normal. Es decir, como si ella fuese autosuficiente para todas las tareas a realizar. La empresa en su conjunto requiere del orden de 139 personas que trabajan directamente, ya sea en planillas o como contratistas u outsourcing, ver Anexo N° 5.2, lo anterior incluye al directorio o comité de administración. Del análisis de funciones y tareas que pueden ser provistas por el mercado, se llega a concluir que es posible externalizar, ya sea como contratistas o servicios de terceros a 76 personas con las respectivas tareas y funciones asociadas. Este análisis se fundamenta en la externalización de funciones más tradicionales provistas por el mercado local. De un segundo análisis se concluye que es posible externalizar otras 14 personas con las tareas y funciones a ellas asociadas. En este segundo análisis están las tareas y funciones más profesionales y para las cuales no necesariamente existe un mercado en las localidades donde se deberá prestar el servicio. No obstante lo anterior, se optó por externalizar a objeto de obtener organizaciones más livianas y preocupadas del negocio principal como se destaca en el análisis de procesos. Las funciones externalizadas se presentan en el Anexo N° 5.2.

Dado lo anterior, una organización concebida como organización autónoma es capaz de pasar de 139 trabajadores (incluido Directorio), 134 trabajadores sin incluir el directorio, a una organización de 44 trabajadores propios.

De estos 44 trabajadores al interior de la organización, 3 corresponden a las funciones de Proyectos y Obras y 4 corresponden a la unidad de Servicios Asociados al Suministro. En ambos casos los trabajadores asociados no deben ser considerados para efectos de determinar el Valor Agregado de Distribución. Ello nos lleva a que la empresa modelo Distribuidora de Energía Eléctrica, para efectos del Valor Agregado de Distribución, tenga asociados a 37 trabajadores propios. El organigrama con la estructura organizativa final se muestra en el Anexo N° 5.3.

Estructura Organizacional:

La empresa modelada tiene base de operaciones en la ciudad de Linares y presencia en 2 pueblos de la zona de concesión, dadas las características geográficas de la zona de influencia: 2.845 Km², 6 clientes/Km² y las dificultades de acceso típicas de una zona rural.

Se considera una gerencia general y gerencias de áreas en operaciones, comercial y finanzas, así como áreas de proyectos y obras y servicios

complementarios. Las definiciones de cargos y funciones asociadas se presentan en el Anexo N° 5.4.

1. La Gerencia General se encarga de coordinar las diferentes funciones en la empresa: la planificación de mediano y largo plazo, los aspectos de la regulación, el control interno, seguridad, de las políticas y acciones en prevención de riesgos y manejo ambiental, de las relaciones con entes externos a la organización e informar acerca de la marcha de la empresa a los accionistas.
2. La Gerencia de Operaciones mantiene una estructura plana y se encarga de las compras de energía y potencia, del movimiento de energía a través de las redes. Para lo anterior se ha provisto un sistema SCADA para telemedida y telecontrol. Además se encarga de la operación y mantención en terreno de las instalaciones y equipos. En el caso de las guardias de operaciones, personal de operaciones en terreno y mantenciones de emergencia, se consideraron los criterios de mantener un 40% dentro de la empresa y el restante 60% externalizado.

Además se consideró una guardia por cada 800 kilómetros cuadrados de zona de influencia en dos turnos. El turno nocturno es atendido como alerta por un 50% de las guardias de operaciones diurnas. Cabe destacar que una guardia por cada 800 kilómetros cuadrados implica una velocidad de desplazamiento media del orden de 60 kilómetros por hora dentro de cada cuadrante, lo que es un poco alto. Las mantenciones mayores se realizan todas con personal externo.

3. La Gerencia Comercial mantiene una estructura plana y se encarga de los procesos de facturación que incluye la lectura, facturación, reparto, cobranzas, atención y mantención de clientes, el control de los saldos de clientes, el control de fraudes. Además se encarga de las labores de marketing y coordina los requerimientos de informática dentro de la empresa.
4. La Gerencia de Finanzas se encarga de los procesos de registro de los hechos económicos acontecidos en la empresa, la centralización de los ingresos de caja y provisión de fondos para las necesidades de la empresa, la planificación tributaria, la administración de los seguros, la administración del personal, el pago de las planillas de remuneraciones, pago de tributos y retenciones, la emisión de reportes para SVS, SII y accionistas, centraliza las labores de presupuestación, control presupuestal y control de gestión y administra y provee los materiales y servicios a la empresa.
5. El área de Proyectos y Obras se encarga de las necesidades de crecimiento y refuerzo del sistema eléctrico de la empresa.

6. El área de Servicios Asociados al Suministro se encarga de la captación y prestación de servicios complementarios al suministro de energía eléctrica que presta la empresa

Externalización:

En cada área se trabaja con un mix de personal interno y externo:

En el caso de la alta administración se han externalizado las labores de control interno, seguridad, prevención de riesgos y manejo ambiental, empleando a personal en base a horas de trabajo.

En la Gerencia de Operaciones se han externalizado el 60% de las Guardias de Operaciones (personal de operaciones en terreno y mantenciones de emergencia), además se consideró una guardia por cada 800 kilómetros cuadrados de zona de influencia en dos turnos, el turno nocturno es mantenido como alerta con la mitad de las guardias diurnas. Cabe destacar que una guardia por cada 800 kilómetros cuadrados implica un tiempo de medio de arribo a la atención de 28 minutos con una velocidad de desplazamiento de 60 kilómetros por hora dentro de cada cuadrante, lo que puede considerarse un poco alto, pero disminuir este guarismo repercute en los costos de explotación y por ende en la determinación de los valores agregados de distribución. Las mantenciones mayores se realizan todas con personal externo así como las mediciones de calidad de producto. Por otra parte se ha externalizado el 100% del transporte en la empresa.

En la Gerencia Comercial se encuentran externalizadas las labores de lectura de registradores, reparto de boletas y facturas, cortes y reconexiones, retiro de acometidas por deuda, los operativos de control de fraude, las labores de cobranza y atención de clientes en mesón y operadoras telefónicas, así como todo el manejo informático. Cabe destacar que el manejo informático ha sido externalizado en su totalidad (hardware y software).

En la Gerencia de Finanzas se ha externalizado las labores de planificación tributaria, administración de seguros, compras de materiales y servicios, gestión de stocks y manejo de almacenes.

En el área de Proyectos y Obras se ha externalizado las labores de dibujo y construcción.

En el área de Servicios Asociados al Suministro se ha externalizado todas las labores de construcción y mantención.

5.3 Costo de la Planilla

La estructura organizacional determinada tiene un grado de calificación medio-alto, ello dado las labores de coordinación y control asumidas producto de la externalización. El número de trabajadores asociado se costea a precios de mercado, en cargos homologados. Para ello se emplea la encuesta de remuneraciones de PriceWaterhouseCoopers a diciembre del 2003, para la muestra de empresas pequeñas; es decir, aquellas que facturan menos de diez mil millones de pesos al año. En caso de no encontrar el cargo homologado en dicha muestra, se va a buscar a la encuesta general al percentil 25%. La planilla de personal con cargos homologados se presenta en el Anexo N° 5.5.

El costo anual de la planilla así determinado alcanza a los M\$ 558.346, sin incluir al directorio o comité de administración. A lo anterior se le deducen los costos de las áreas de Proyectos y Servicios Asociados al Suministro, con lo cual el costo de la planilla anual queda en M\$ 465.841.- Al resultado anterior se le agregan los honorarios del directorio por M\$ 60.912 y se le deduce un 10,8% del valor de la planilla de áreas que podrían participar en el negocio de Servicios. Estas áreas corresponden a la estructura central, la gerencia comercial y de finanzas más la gerencia de operaciones sin incluir movimiento de energía y calidad de servicio. Con ello el costo de la planilla anual, para efectos del valor agregado de distribución alcanza a los M\$ 475.650.-

El criterio para determinar el guarismo de 10,8% fue el de determinar cuanto representaban los ingresos operacionales por servicios respecto de los ingresos operacionales totales de la empresa de referencia. Ese factor se empleó como representativo de la atención que el personal de la empresa pondría en este negocio. Los datos de Ingresos se obtuvieron de los informes enviados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de los años 2001 - 2003 y se muestran en el Anexo N° 5.6.

No corresponde deducir un costo por ingeniería y gastos generales como contribución al VNR, pues al deducir el 100% del área de Proyectos y Obras, se está cubriendo más de un 6% de las inversiones totales. Lo anterior representa más del 50% del guarismo de Ingeniería y gastos generales reconocidos en inversiones VNR, y se asume que al menos un 50% de la ingeniería de las inversiones es contratada a terceros.

Detalle de Remuneraciones Anuales

Planilla de Remuneraciones		\$
Total	44	558,345,612
Servicios	4	55,519,980
Proy y Obras	3	36,984,336
Subtotal Distribución	37	465,841,296
Directorio	5	60,912,000
Total Distribución	42	526,753,296
Gastos Compartidos	10.8%	51,103,063
Total Atribuible a Tarificación Distribución		475,650,233

Estructura de Remuneraciones Total

Planta Empresa	Nº Trab	\$ / año
Directorio	5	60,912,000
Ejecutivos	4	152,814,828
Profesionales	18	249,806,184
Técnicos	19	134,795,700
Administrativos	3	20,928,900
TOTAL	49	619,257,612

Estructura de Remuneraciones Distribución

Planta Distribución	Nº Trab	\$ / año
Directorio	5	60,912,000
Ejecutivos	4	152,814,828
Profesionales	13	179,007,756
Técnicos	17	113,089,812
Administrativos	3	20,928,900
TOTAL	42	526,753,296
Asignación Servicios	10.80%	51,103,063
TOTAL VAD		475,650,233

5.4 Costos de Operación, Administración y Ventas

Ya el análisis de funciones y tareas, así como la externalización de ellas nos arrojan fuertes directrices de lo que serán los gastos de la empresa modelo. Se realiza un completo análisis de los gastos de operación y como se estructuran los trabajos a objeto de operar y mantener el sistema eléctrico, así como para atender las necesidades comerciales de la empresa. Cabe destacar que en todo momento se tuvo presente las Leyes vigentes a objeto de determinar los costos relevantes. Dentro de este contexto es conveniente mencionar que a partir de enero del año 2005 la jornada laboral máxima se reduce desde 48 a 45 horas por semana. Ello repercute en todo el personal que está con jornada por sobre 45 horas a la semana. El efecto de esta disposición es cuantificado en la proyección de gastos a cinco años realizada de acuerdo a la Bases Técnicas.

Los principales alcances en la determinación de costos fueron:

- Lecturas: \$ 224 por evento. Este precio promedio considera las labores propias de lectura, reparto, estándar de relecturas de 1,799% de los clientes. Este valor fue tomado como una media de mercado para este tipo de empresa y es significativamente más bajo que el precio actualmente pagado por la empresa.
- Comunicaciones operaciones: se calcula el costo de los derechos por espectro de frecuencia (M\$ 155 por año) y canon por estaciones repetidoras (M\$ 402 por año), a ello se suma el valor de celular para operación remota (M\$ 250 por año).
- Contratistas de operaciones: se consideran 6 guardias externas equipadas, compuestas por 2 técnicos en un móvil a un costo día - turno de \$ 36.000.- Se adiciona un costo mensual de \$ 12.690 por concepto de equipos de radio en cada móvil.
- Atención de público y cajeras: se consideran 2 personas en atención de público y 3 en cajas receptoras a un costo mensual individual de \$ 335.632. El número de personas está en función de las localidades atendidas. Considera que un 10% de los clientes paga en oficinas externas a un costo de 300 \$/talón.
- Vigilancia de locales y oficinas: Se consideran 4 vigilantes a un costo mensual unitario de \$ 243.000.
- Aseo de edificios y dependencias: se considera un valor de \$ 80.500 mensuales por cada 100 metros o menos de oficinas y dependencias.

- Arriendo de camionetas: se consideran 9 vehículos diesel, doble cabina, de tracción a las 4 ruedas a un costo mensual de \$ 395.000 por vehículo. Se adiciona un costo mensual de \$ 25.380 por concepto de equipos de radio en cada móvil.
- Combustibles: se considera un recorrido anual para la flota de 450.000 kilómetros con un rendimiento de 8 km/litro y un costo por litro de combustible de \$ 293.
- Peajes: se considera un costo medio de 1 US\$ por cada 100 kilómetros de vía.
- Arriendo de inmuebles: se considera alquiler por la totalidad de los inmuebles. Dadas las tasas de mercado en provincias, se consideran 360 m² de oficinas en Linares, 25 m² de plataforma comercial, 300 m² de bodegas, 9 estacionamientos y 40 m² de atención en las oficinas periféricas a costos mensuales de UF 0,217; UF 0,26; UF 0,117; UF 2,0; UF 0,217 respectivamente.
- Mantenición de edificios e inmuebles: se consideran 3 horas hombre año por metro cuadrado de oficina y planta comercial, a un costo de \$ 1.800 la hora.
- Contratistas y materiales de mantención mayor: se consideran diferentes actividades típicas de mantenimiento para una empresa que recién se instala y por tanto sus instalaciones son nuevas. Los costos de mantención ascienden a M\$ 31.148, de los cuales M\$ 21.933 corresponden a mano de obra y M\$ 9.215 a materiales.
- Control de hurtos o fraude: considera la realización 400 operativos de control en el año. La duración media asciende a 2,5 horas con una cuadrilla externa por operativo. El costo anual considerado alcanza a los M\$ 11.250.- Cabe destacar que en esta zona tan amplia con 6,0 clientes por kilómetro cuadrado, no se justifica una mayor labor de vigilancia y por tanto es admisible la consideración de un hurto residual del 1%. Alrededor de 317 operativos contra el fraude equivalen al valor anual de un 1% de pérdidas eléctricas.
- Mediciones de calidad de producto: considera la obtención de 40 mediciones de calidad durante 7 días realizadas por un Organismo de Medición Autorizado (OMA) a un costo de M\$ 500 por medición e informe. El detalle de guarismo muestral se muestra en el capítulo relativo a calidad de servicio. Por otra parte, se considera que la empresa preocupada de la calidad de producto y de las perturbaciones que puedan ser introducidas por los clientes, realiza 45 mediciones anuales con equipos propios de las cuales envía un 20% a un organismo externo para la elaboración de un informe imparcial, para

sustentar casos ante clientes. El costo de este procedimiento alcanza a los M\$ 6.461 anuales.

- Viáticos: se consideran \$ 2.000 por día, que afectan al 50% del personal por 200 días en el año.
- Ropa de seguridad, equipos y uniformes: se consideran \$ 100.000 por empleado año.
- Servicios básicos (agua, energía, climatización): se consideran \$ 6.000 mensuales por trabajador.
- Teléfonos y comunicaciones: se considera un valor de \$ 90 por minuto con un tráfico anual de 60.000 minutos más 3 minutos por cliente, para el 15% de los clientes (de acuerdo a la experiencia internacional).
- Materiales de Oficina: se considera un gasto de \$ 8.400 año por trabajador más 400 hojas para impresoras por empleado mes, con su respectivo tonner de impresión.
- Formularios: se consideran \$ 8,33 por cliente mes.
- Papelería corporativa: se considera una base de US\$ 1.500 año más US\$ 150 por empleado año (de acuerdo a la experiencia internacional).
- Fotocopias: considera 100 copias mes por trabajador, a un costo de \$ 15 la unidad.
- Boletas y facturas (papel y tonner): se considera \$ 20 pesos por boleta y \$ 100 por factura, donde un 7% de clientes requiere factura. Se considera una tasa de rechazo (fallas de impresión) del 2%.
- Patentes municipales: considera un 5 por 1000 del valor del VNR modelado, equivalente al capital propio de la empresa.
- Otros impuestos y gastos notariales: considera la confección de 15.000 cheques por año y M\$ 1.000 en gastos notariales
- Seguros generales: considera el 0,30% del valor de VNR, instalaciones de la empresa, más UF 250 por los seguros comerciales y de responsabilidad civil.
- Asesorías regulatorias: se considera un costo anual de M\$ 10.000
- Otras asesorías: considera un costo anual de M\$ 5.000 por planificación y administración tributaria.

- Atención accionistas: considera un costo anual de M\$ 7.000, por llevar registro de accionista, pago de dividendos y envío de información a los accionistas.
- Call Center: considera un costo de personal mensual de \$ 300.000 por cada 10.000 clientes.
- Auditoría interna: considera 480 horas año a un costo de 2 UF/hora.
- Asesoría legal: considera 600 horas año a un costo de 2,5 UF/hora.
- Prevención de riesgos (planes, informes y acciones): considera 160 horas año a un costo de 2,5 UF/hora.
- Administración de RR.HH.: considera 240 horas año a un costo de 2,5 UF/hora.
- Planillas de remuneraciones: considera un costo mensual de 0,42 UF por empleado.
- Bodegas y gestión de stock: Considera un cargo fijo de M\$ 7.000 por año, más una compra mínima que es alcanzada, de la cual se beneficia la distribuidora.
- Gestión informática: considera costo anual de arriendo de equipos periféricos (PCs y notebooks, impresoras públicas y simples, software, cableados, scanners, host y mantención de web, proyectores) de M\$ 13.659 y mantención anual de ellos de M\$ 7.216.- Además considera el costo de los desarrollos y mantención de software para la empresa (sistemas de: administración de clientes, facturas varias, contabilidad – finanzas – presupuestos – control de gestión, liquidación de contratistas, mantención y análisis de la red, servidores, respaldos) por un costo anual de M\$ 95.914.-
- Auditoría Externa: considera costo anual de M\$ 40.000, ello debido a las exigencias de auditorías parciales y totales a los estados financieros de empresas eléctricas.
- Aporte mutuales de seguridad: considera aporte de 0,91% base más adicional de 1,7% de riesgo de la industria sobre la planilla imponible de remuneraciones.
- Aportes seguro de cesantía: considera aporte del 2,4% de la planilla sobre un tope individual de 90 UF por empleado mes.
- Sobretiempo: considera un 2,5% de la planilla de la empresa.

- Provisión indemnizaciones empleados: considera una indemnización a todo evento de hasta 11 remuneraciones mensuales, con una antigüedad promedio de retiro de 20 años, con lo cual la tasa de provisión anual sobre la planilla alcanza al 1,6%.
- Acciones de prevención de riesgos: considera desembolso anual de M\$ 2.500.
- Capacitación: considera el 1% de la planilla anual.
- Directorio: considera un gobierno corporativo compuesto por cinco miembros titulares con un honorario de 60 UF por mes. Este gasto ha sido considerado en las partidas correspondientes a remuneraciones y excluido de los partidas correspondientes a gastos de operación.

El total de gastos de Explotación de Distribución (Operación, Administración y Ventas, sin Remuneraciones) alcanza la cifra de M\$ 792.601 por el año 2003. A este gasto corresponde una deducción del 10,8% por dedicación a las actividades de Servicios Complementarios, de aquellas partidas que corresponda realizar una deducción. De esta forma el gasto anual asociado al Valor Agregado de Distribución de Energía Eléctrica alcanza a los M\$ 723.367.- El detalle de los cálculos realizados se muestra en el Anexo N° 5.7.-

Gastos de Explotación (no incluye remuneraciones)

	Total Gastos M\$	Asig a Serv. Comp. M\$	Total VAD M\$
Servicios de Terceros	573,176	49,984	523,192
Gastos Generales	219,425	19,251	200,174
TOTAL GASTOS	792,601	69,235	723,367

Gastos de Explotación (incluye remuneraciones)

	Total Gastos M\$	Asig a Serv. Comp. M\$	Total VAD M\$
Remuneraciones Distribución	526,753	51,103	475,650
Servicios de Terceros	573,176	49,984	523,192
Gastos Generales	219,425	19,251	200,174
TOTAL GASTOS	1,319,355	120,338	1,199,017

5.5. Gastos Proyectados a 5 años.

Del análisis de gastos realizados se determinó aquellas partidas de costos variables, que se mueven en función del número de clientes y kilómetros de redes. Dentro del análisis se incluyó el efecto de la disminución de la jornada laboral de 48 a 45 horas por semana. Este cambio afecta sólo al personal que labora en régimen de mas de 45 horas por semana, como lo son todos los estamentos operativos y los contratistas de mantención. Los resultados del análisis se muestran a continuación y el detalle en el Anexo N° 5.8.

PROYECCIÓN DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN / GASTOS FIJOS, SEMI FIJOS Y VARIABLES

PROYECCIÓN DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN / GASTOS FIJOS, SEMI FIJOS Y VARIABLES

	2003 - M\$	2004 - M\$	2005 - M\$	2006 - M\$	2007 - M\$	2008 - M\$
Gastos Variables:						
Asociados a Explotación Tecnica	382,969	393,942	406,266	419,434	433,279	447,629
Asociados a Clientes (31,32,33)	82,871	87,073	91,832	96,900	102,271	107,785
Gastos Fijos:						
Incremento Rem. por Disminución Jornada laboral			17,773	17,773	17,773	17,773
Asociados a Explotación Tecnica	530,237	530,237	530,237	530,237	530,237	530,237
Semi fijos Clientes (31,32,33)	202,940	202,940	202,940	202,940	202,940	202,940
Total Gastos	1,199,017	1,214,192	1,249,048	1,267,284	1,286,501	1,306,364
		1.27%	2.87%	1.46%	1.52%	1.54%

Resultados del Modelamiento	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Clientes Medios	16,882	17,738	18,707	19,740	20,834	21,957
Km. Redes AT	1269	1315	1367	1422	1480	1540
Km. Redes BT	998	1017	1038	1061	1085	1110
Total Km. Redes	2267	2332	2405	2483	2565	2650
Consumo MWH	50,223	52,385	55,682	59,446	62,891	66,511
Incremento costo de personal con jornada superior a 45 horas por semana			17,773	17,773	17,773	17,773

5.6 Cuadros de Salidas de Gastos Estructura VAD (CNE)

De acuerdo a lo solicitado en las Bases Técnicas, en Anexo 5.9 se presentan los cuadros de detalle para el diseño organizacional y los costos de explotación.

La numeración y título de los cuadros corresponde a los mismos señalados en las bases técnicas en: anexo 2, punto 3 “Resultados”, punto 3.2 “Relacionados con costos de explotación”.

Los resultados a niveles globales, de resumen y de detalle, para efecto de este estudio, se entregan a través de las siguientes descripciones de actividades:

Actividad	DESCRIPCIÓN
11	Distribución AT aérea
12	Distribución AT subterránea
21	Distribución BT aérea
22	Distribución BT subterránea
25	Subestaciones de distribución aéreas
26	Subestaciones de distribución subterráneas
27	Otras subestaciones distribución
31	Atención clientes AT por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad
32	Atención clientes BT por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad
33	Atención clientes por peajes en distribución
34	Atención clientes por otros servicios incluidos en chequeo de rentabilidad
41	Ejecución y retiro de empalmes
42	Reposición de fusibles de empalmes
51	Desconexión y reconexión de servicios
61	Arriendo equipos de medida AT
62	Colocación y retiro de equipos de medida AT
63	Conservación de equipos de medida AT
64	Arriendo equipos de medida BT
65	Colocación y retiro de equipos de medida BT
66	Conservación de equipos de medida BT
71 GC	Gestión Comercial de la compra de E&P valorizada al ingreso de distribución

6. Bienes Muebles e Inmuebles

Los bienes muebles e inmuebles de la empresa modelada se muestran en el cuadro siguiente.

ÁREA TÍPICA 5

MUEBLES E INMUEBLES (\$)		Empresa Total
Total Muebles y enseres	49	6,350,400
Base comunicaciones Radio	1	18,000,000
Planta Telefónica	1	11,890,140
Herramientas		9,975,453
Equipos Calidad Producto	3	18,881,730
Vehículo Gerencia	1	18,000,000
Base Scada	20	46,639,000
Kardex Transformadores	50	21,738,067
TOTAL		151,474,790

La empresa presenta bajos valores en este rubro debido a uno de los criterios básicos del modelamiento: “Externalización de servicios para no distraer al personal de las tareas propias de la distribuidora”.

Los muebles son los escritorios, mesas, sillas, kardex y otros utensilios propios de las labores. La base de comunicaciones incluye la antena, mástil, antenas repetidoras y estación de trabajo. La planta telefónica considera la planta misma y los aparatos de comunicaciones. Las herramientas son aquellas necesarias en las labores de mantención y operación normal y que deben equipar al vehículo de la guardia de operaciones como a su personal. Los equipos de calidad de producto consideran a los medidores de la misma. La base del Scada considera a los servidores, respaldos, antenas y mástil. El kardex de transformadores considera un grupo mínimo de transformadores de distribución para realizar operaciones y mantenimientos del sistema eléctrico.

El valor determinado se incluyó en el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de la empresa modelada.

7. Calidad de Suministro

Objetivos

Este capítulo tiene como objeto proponer una infraestructura, así como la gestión de apoyo técnico y administrativo, para mantener programas de medición y control de la calidad de suministro, según se establece en las disposiciones reglamentarias vigentes.

Se incorpora en el modelamiento, tecnología, equipos y materiales para facilitar la medición y mejoramiento de la calidad de suministro.

Se dispone instalaciones y equipos para medir la calidad de suministro, en un conjunto de puntos de la red que permitan efectuar la operación, mantenimiento y/o las inversiones en las instalaciones de distribución, permitiendo que la calidad de suministro se encuentre en los rangos de exigencias de la normativa vigente.

Se considera el plan de mediciones anuales de la calidad de suministro, efectuadas a través de organismos habilitados, según el procedimiento, programa y metodología que en cada ocasión determine la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Marco Legal

Las normas técnicas y las resoluciones complementarias se establecen en la Ley General, DFL N° 1, de 1982, del ministerio de Minería, como en su reglamento, DS N° 327 de 1997 del mismo Ministerio.

Definiciones

La calidad de servicio está definida como el conjunto de propiedades y estándares normales, que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada y constituyen las condiciones bajo las cuales la actividad debe desarrollarse. Esta calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes:

- Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión,
- La seguridad de las instalaciones, de su operación y el mantenimiento de las mismas,
- La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en el DS N° 327,
- La correcta medición y facturación de los servicios prestados y el oportuno envío a los usuarios y clientes,
- El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro,

- La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos,
- La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes,
- La continuidad del servicio y
- Los estándares de calidad de suministro.

Cuantificación del Sistema de Control

De acuerdo al análisis de los objetivos planteados y al contexto regulatorio antes expuesto, corresponde dimensionar el sistema de control, de acuerdo a los requerimientos de información necesarios con que la empresa modelo debe contar con un plan anual de mediciones y registros. En el corresponde la obtención de los índices y magnitudes eléctricas que a continuación se indican:

- Índices de continuidad de servicio,
- Interrupciones y fluctuaciones de tensión de duración inferior o igual a 3 minutos,
- Magnitudes de la tensión nominal de 50 Hz,
- Valor del factor de potencia,
- Índices de severidad de parpadeo o flicker,
- Índices de contaminación por armónicas de corriente y voltaje (tensión),
- Valor efectivo máximo de la componente de secuencia negativa de la tensión,

Solicitudes específicas de la SEC

- Solicitudes específicas de medición, registro y monitoreo de la red,
- Encuesta anual de calidad de servicio.

Determinación del Tamaño de la Muestra para Calidad de Servicio

Para calcular el tamaño de una muestra hay que tomar en cuenta tres factores:

1. Un nivel de confianza de un 95%,
2. Un error relativo pre-especificado en el rango 0,25 a 0,50 ambos inclusive y
3. Un coeficiente de variación en el rango de 1 a 2 ambos inclusive.

Determinación de la Muestra de Calidad de Servicio

El Nodo elegido para hacer las mediciones debería ser el empalme del cliente, donde se tendrá la certeza de la calidad de suministro de cada cliente.

Considerando el modelo muestreo aleatorio simple, para la empresa de referencia con 17.166 clientes, el tamaño de la muestra es de 1.488 mediciones.

Las mediciones, que realiza un OMA, cuestan M\$ 500 cada una, e implica la instalación de los equipos (de su propiedad), el registro, la desinstalación, el procesamiento y la emisión de los informes.

El dar cumplimiento a este requerimiento tiene un costo anual de M\$ 744.000. Esto significa que cada cliente debería pagar \$ 3.612 por mes, adicionales a lo que paga en consumo y cargo fijo.

Como una manera de disminuir el costo de las mediciones se puede elegir como Nodo a las cabezas de los alimentadores, estos son 8, se tendría un costo anual M\$ 4.000. Sin embargo las conclusiones que se obtendrían de estas mediciones serían gruesas, ya que suponer que todos los clientes de ese alimentador tiene la misma calidad de suministro, es una hipótesis difícilmente cierta.

La alternativa aconsejable es elegir el lado de baja tensión de los transformadores como el Nodo de medición. Se trata entonces de un número menor de 15.000 muestras, en cuyo caso la práctica recomienda utilizar la técnica de muestreo por aceptación por variables (Mil-std-414) y no el muestreo aleatorio simple, ya que en este caso, la población no se comporta de acuerdo a una curva normal. El empleo de esta técnica, requiere definir un Nivel de Calidad Aceptable (NCA), que implicará aceptar el lote analizado, si la cantidad de piezas defectuosas no excede de un número de aceptación "c" dentro de la muestra.

Considerando un NCA de 0,065% para la población de 1.745 transformadores, es necesario efectuar 40 mediciones y el costo total anual de mediciones de calidad de servicio es M\$ 20.000.- Este valor ha sido considerado para efectos de este estudio.

El error de esta medición es asumir que todos los consumos de ese transformador tienen una misma calidad de suministro, El número de clientes promedio por transformador es 9,83.- resultando bastante menor que el de clientes por alimentador.

Para medir la frecuencia de la red, se recomienda que al menos una medición se efectúe en cada sistema de generación transporte no interconectado que abastezcan a la distribuidora.

En Anexo N° 7.1 se incluyen detalles respecto de la estimación del tamaño de la muestra.

En Anexo N° 7.2 se incluyen algunos comentarios respecto al costo de las mediciones efectuadas por el OMA.

Determinación de la Muestra de Continuidad de Suministro

El artículo 249° del DS N° 327 del 97 establece que:

- “En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión inferior a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 12 horas en doce meses, ni de 8 horas continuas en ninguna ocasión.”
- “En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión igual a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 8 horas en doce meses, ni de 6 horas continuas en ninguna ocasión.”

Para cumplir con esta norma se debería instalar un dispositivo especial en el empalme de cada cliente.

El dispositivo especial requiere registrar fecha y hora, de inicio y de término de las interrupciones en tres voltajes monofásico, poseer capacidad de almacenamiento de datos y asegurar la permanencia de los datos por un período superior a un año, un reloj de tiempo real, una puerta de comunicaciones o recolección de datos, una fuente de poder con su batería de respaldo para el funcionamiento de la memoria y el reloj, un software para la programación, lectura de los registros y su procesamiento, una caja para instalación a la intemperie y con cierre inviolable. Se estima en US\$ 300 el costo de un dispositivo de las características señaladas.

Para la empresa de referencia representaría una inversión de M\$ 3.086.893.- más los gastos de recolección de los datos.

El desarrollo de la electrónica de estado sólido, micro procesadores, memorias masivas entre otros, permite suponer que en el mediano plazo se dispondrá de elementos de control a un precio razonable. Podríamos esperar que estén incluidos como una parte constitutiva de los registradores normales de energía.

Es conveniente destacar que por cada dólar de inversión en un equipo instalado en el empalme del cliente, sería necesario cobrar un cargo adicional de \$ 5,30.- Además el costo de la lectura del dispositivo debería ser de \$ 250,00 por lectura.

No obstante lo anterior, hoy los factores previstos por la normativa vigente respecto al registro de índices anuales representativos de la continuidad de servicio entregada a los usuarios (artículos N° 230 y N° 246 del DS N° 327 del 97), son:

FMIT : frecuencia media de interrupción por transformador.

FMIK : frecuencia media de interrupción por KVA.

TTIT : tiempo total de interrupción por transformador.

TTIK : tiempo total de interrupción por KVA.

Estos indicadores son llevados en las empresas mediante estadísticas de interrupciones, las que se informan periódicamente a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Este sistema permite disponer de información útil para planificar el mantenimiento, nuevas inversiones en instalaciones para mejorar la continuidad de servicio y para el cálculo de compensaciones.

Además la Empresa Modelada cuenta con un sistema SCADA, el que provee, entre otras funciones, en 20 puntos de la red los tiempos de inicio y término de las interrupciones, validando el actual sistema de registro e información de interrupciones.

Lo anterior, nos permite concluir que no son necesarios mayores costos de operación e inversiones para la medición de la continuidad. Esto significa, que en este estudio, no han sido considerados costos adicionales para el registro y medición de Continuidad de Servicio.

Mediciones para Mejorar la Calidad del Consumo

Sin perjuicio de las mediciones que permitiesen a la autoridad (SEC) cerciorarse de la Calidad de Servicio en la Empresa, ésta por condiciones de operación debe estar constantemente monitoreando la calidad del producto en su red.

La empresa modelo debe velar permanentemente por la calidad del suministro, debiendo medir en forma regular los parámetros de calidad de suministro, para en el caso que se detecte algún problema, efectúe las acciones y/o procedimientos necesarios para su corrección.

En el mercado existe un equipo de medida orientado a la Calidad de Servicio Eléctrico, el cual mide para múltiples variables, entre las cuales está el voltaje mínimo, máximo, promedio, desviación estándar, factor de potencia promedio, armónicas (considera hasta la 50 de 50 ciclos), flicker, fluctuaciones, interrupciones, micro cortes, etc. El valor de este equipo es de 10.500 dólares.

La empresa modelo tendrá entre sus implementos de medición tres equipos, los cuales serán operados directamente por el personal de la empresa modelo, teniendo un rendimiento esperado anual de 15 períodos de medición por equipo.

Se considera necesario detectar a los clientes, que por las características de sus consumos producen distorsiones en los parámetros normales de las redes de suministro, contaminando con flicker, componentes armónicos etc. El 20% de las mediciones corresponderá a este tipo de clientes, razón por la cual los datos serán estudiados e informados por un agente externo e independiente de la distribuidora, trabajo que, demandaría ocho horas a un costo de tres unidades de fomento por hora. El gasto anual previsto para las campañas de mediciones de la calidad de servicio es de M\$ 6.461.-

En Anexo N° 7.3 se detallan los componentes de los costos.

Información Actual Sobre Calidad de Suministro

Se tuvo acceso a los informes mensuales con el detalle las interrupciones de suministro en la red de distribución, correspondiente al período enero-diciembre del 2003, preparado por la Empresa de Referencia a requerimiento de La Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Estos informes fueron resumidos y analizados, permitiendo a este consultor visualizar a grandes rasgos las causas más recurrentes en las faltas de suministro.

La suma de las interrupciones atribuidas a los actos vandálicos, árboles y condiciones atmosféricas, explican en la empresa de referencia Área 5 el 43,09% de los casos y el 55,86% del tiempo total de las interrupciones. Además la calidad

de suministro también es afectada por los tiempos promedio de la atención de los clientes para la reposición del suministro interrumpido.

También la información permitió calcular la “Frecuencia media de interrupciones (FMIT)”, “Tiempo total de interrupción por transformadores (TTIT)”, “Frecuencia media de interrupciones por KVA (FMIK)”, y “Tiempo total interrupciones por KVA (TTIK)”.

Los resultados son:

Índice Anual	Área 5
Frecuencia media de interrupciones	9,38
Tiempo total de interrupción por transformadores (horas)	10:50
Frecuencia media de interrupciones por KVA	7,41
Tiempo total interrupciones por KVA (horas)	7:22

Para mejorar la calidad de suministro se incorporaron en la Empresa Modelo los siguientes elementos y prácticas:

- Sistema de Supervisión, Control y Mediciones de la Red de Distribución (SCADA).
- Redes de Alta Tensión en Base a Conductores Protegidos (Space Cab).
- Guardias de Operación.

Sistema de Supervisión Control y Mediciones de la Red de Distribución

El diseño incluye en la empresa modelo la implementación de un sistema automático de adquisición de datos (SCADA), que entre otras funciones permite disponer de dos puntos de medición por alimentador, el primero en la cabecera y el otro en un punto por decidir. Junto al reconectador, se ubica un equipo compacto de medida para extraer información de parámetros eléctricos de cada punto.

La inclusión de los equipos compactos de medida permitirá efectuar de forma permanente o periódica, mediciones de la calidad de suministro en la red a nivel de alimentador, verificables en cualquier momento o instancia.

En Anexo N° 7.4 se detallan los componentes principales y sus costos.

Redes de Alta Tensión en Base a Conductores Protegidos

Con el objeto de disminuir las perturbaciones o interrupciones del suministro, producidas por contacto de la red de distribución, con las ramas de los árboles vecinos a estas u otros objetos, se incluyó la construcción de algunos sectores de la red de alta tensión con la tecnología de conductores protegidos Space Cab.

En Anexo N° 7.5 se detallan los componentes principales y sus costos.

Guardia de Operaciones

Las guardias de operación son de vital importancia en la atención rápida de los reclamos de los clientes, la reparación de fallas y reposición del suministro.

Las guardias están asignadas a razón de una por cada 800 kilómetros cuadrados aproximadamente, con el objeto de disminuir los tiempos de atención a las fallas, permitiendo que el tiempo esperado de arribo al lugar afectado, sea inferior a 30 minutos.

Para facilitar la oportuna atención a los clientes y mantener la calidad de servicio en valores razonables, el esquema de trabajo de las guardias de operación, considera la asignación inicial de cada cuadrilla de trabajo a una zona geográfica preestablecida.

La cuadrilla está compuesta por dos personas, sus herramientas, implementos de trabajo, dispositivos para la protección del personal y de terceros. Movilizados en una camioneta equipada con escalas, materiales, fungibles eléctricos de uso frecuente, y permanentemente comunicados con su base por medio de un equipo de radio transmisión.

Para la Empresa Modelo del Área 5, el área de influencia es de 2.845 kilómetros cuadrados y tomando en consideración la gran amplitud del área servida se dispone la implementación de 4 guardias de operación en el turno de mañana, 4 guardias de operación en el turno de la tarde, con un territorio primario asignado de 800 kilómetros cuadrados. El turno de la noche es atendido por 2 guardias de operación elevando el territorio asignado a 1.420 kilómetros cuadrados. Todas las guardias toman una ubicación estratégica en el territorio asignado, para permitir la llegada al punto más lejano de la red en media hora, con una velocidad promedio de 56 kilómetros por hora. No obstante, en situaciones anormales de mayor carga de trabajo para la guardia de operación asignada en un área, el jefe de mantención asignará los recursos necesarios para absorber la puntual sobre-carga de trabajo.

8. Costo de Instalaciones Eléctricas (VNR)

8.1 Definición de precios

Los precios utilizados para el cálculo del VNR de la empresa modelo fueron, en su mayoría, obtenidos de los precios de los VNR aprobados por las Comisiones Periciales del año 2003 para las distribuidoras de características similares a la empresa de referencia. Estos valores fueron complementados con cotizaciones solicitadas a la empresa ALV Consultores.

Se realizó un tratamiento especial a los elementos más relevantes del VNR, que corresponden a conductores y transformadores.

8.1.1 Costo de conductores y transformadores

La diferencia fundamental de precios entre los cables de distinto calibre y un mismo material está dado por la cantidad de material que utilizan y en grado menor por el número de hebras presentes (1 en alambres y 7 en cables).

A su vez, para un mismo material, el precio es muy sensible a los volúmenes de compra, por lo que cotizaciones puntuales de empresas provocan distorsiones importantes al costo real del conductor.

Por estas razones, los precios de los conductores fueron corregidos para obtener valores relativos al contenido de cobre. Los precios del cobre utilizados fueron 1.958 \$/kg para los alambres y 2.066 \$/kg para los cables (7 hebras).

En forma análoga a los conductores, los precios de los transformadores están afectados por factores puntuales que no revelan el costo real del transformador, ya sea por las diferencias en los volúmenes de compras como por las variaciones del mercado.

Para corregir estos factores, la lista de precios base del VNR modificó en orden a obtener una relación de precios que tenga una cierta lógica económica. Esto es que se reflejen las diferencias de precios entre los distintos tipos de transformadores y las economías que se obtienen al ir aumentando la capacidad de los equipos.

Los precios de cada tipo de conductores y transformadores se adjuntan en el archivo Precios_Cond_Trafos_VNR_LL.xls.

8.1.2 Recargos

Para la valorización de los activos se utilizaron los factores de recargo aprobados en el VNR de Luz Linares por la Comisión Pericial del año 2003.

Para mayor detalle, en el Anexo N° ZZ se incluye el detalle de los precios y los recargos utilizados en los principales elementos constitutivos del VNR.

8.2 Cálculo del VNR de Distribución Secundaria.

Para el cálculo del VNR de distribución secundaria se utilizó la información de la empresa de referencia en los siguientes aspectos:

- Se consideró el mismo vano medio
- Trazado similar al actual

Sobre la base de esas consideraciones y con los tipos de conductores y número de fases definidos en la etapa de diseño de la red de baja tensión, se determinó el resto de los materiales necesarios para construir la red:

- a) Para los postes se usó la misma composición de la empresa de referencia.
- b) Las estructuras consideradas fueron del tipo Norma Nacional con soporte individual y la variedad de estos se determinó a partir de una revisión de las utilizadas en la empresa de referencia y otras empresas similares a ésta.
- c) Las tierras de servicio se consideraron de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Corrientes Fuertes, en el cual se indica que éstas no deben instalarse a distancias superiores 200 m. entre sí. (Norma NCH 4/84 Artículo 10)

8.3 Cálculo del VNR de Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de distribución fueron valorizadas de acuerdo a los siguientes criterios generales:

- a) Montadas en estructuras tipo mochila para potencia de hasta 45 KVA y con estructuras en dos postes para potencias mayores.
- b) En media tensión se consideraron como protección desconectores fusibles del tipo bastón.
- c) En baja tensión se consideraron equipos de protección normalizados según la potencia del transformador.

8.4 Cálculo del VNR de Distribución Primaria.

Para el cálculo del VNR de distribución primaria se utilizó la información de la empresa de referencia en los siguientes aspectos:

- Se consideró el mismo vano medio
- Trazado similar al actual

Sobre la base de esas dos consideraciones y con los tipos de conductores y número de fases definidos en la etapa de diseño, se determinó el resto de los materiales necesarios para construir la red:

- a) Para los postes se usó la misma composición de la empresa de referencia.
- b) Las estructuras consideradas fueron del tipo Norma Endesa, y la variedad de éstas se determinó a partir de una revisión de las utilizadas en la empresa de referencia y otras empresas similares a ella.
- c) Los equipos de protección y operación fueron incluidos en esta etapa con sus estructuras de montaje y tierras de protección.

Se debe señalar que en la valorización del VNR de la zona Linares-Panimávida están incluidos los equipos necesarios para elevar el nivel de tensión actual de las SS/EE Primarias del sector, de 13,2 a 23 KV. Cambio establecido en el Capítulo 3 en cuanto a la definición del voltaje de distribución óptimo y de acuerdo con lo establecido en las Bases de este estudio. Los equipos considerados son dos autotransformadores de 10 MVA de potencia cada uno.

8.5 Bienes Intangibles y Capital de Explotación

Los bienes intangibles se estimaron en MM\$170 que corresponden al 1,5% del VNR físico de la empresa modelo.

El Capital de Explotación fue estimado en MM\$235. Las Entradas de Explotación de la empresa de referencia del área en estudio es algo más de MM\$2.800 (anualizado) por este concepto. Así, el Capital de Explotación corresponde a 1/12 de las Entradas de Explotación de la empresa de referencia.

8.6 Resultados

Los resultados del cálculo de VNR se adjuntan en el Anexo del Capítulo 8, en Tablas que siguen el formato definido por las Bases del Estudio.

8.7 Crecimiento del VNR.

Valorizando los incrementos de redes de media y baja tensión, de subestaciones y de equipos para la media tensión a su costo medio, de acuerdo con el VNR de LuzLinares, se obtiene el siguiente aumento anual del VNR, en pesos de diciembre de 2003:

AÑO	REDES y SSDD	EQUIPOS MT	TOTAL
2,004	328,508,700	9731974.287	338,240,674
2,005	371,992,910	11,234,753	383,227,663
2,006	396,204,673	4114597.558	400,319,270
2,007	419,932,348	7,674,676	427,607,023
2,008	431,029,554	11234753.46	442,264,307

9. Balance de Potencia y Energía y Caracterización del Consumo

9.1 Metodología para el balance de potencia y energía

Como lo establecen las bases en su punto 6.3, se realizó el balance de energía y potencia para empresa Referencia Área Típica 5, siguiendo la siguiente metodología:

- 1) Se determinó la energía ingresada a AT según la siguiente expresión:

$$EI_{AT} = PEE_{AT} + ER_{AT} + ER_{BT} + PEE_{BT}$$

Con:

EI_{AT}	= Energía ingresada a AT
PEE_{AT}	= Pérdidas eficientes de energía en AT
ER_{AT}	= Energía retirada en AT (Regulados, Libres y Servidumbres)
ER_{BT}	= Energía retirada en BT (Regulados, Libres y Servidumbres)
PEE_{BT}	= Pérdidas eficientes de energía en BT

- 2) El ingreso real de energía durante el año 2003 fue E_{AT} :

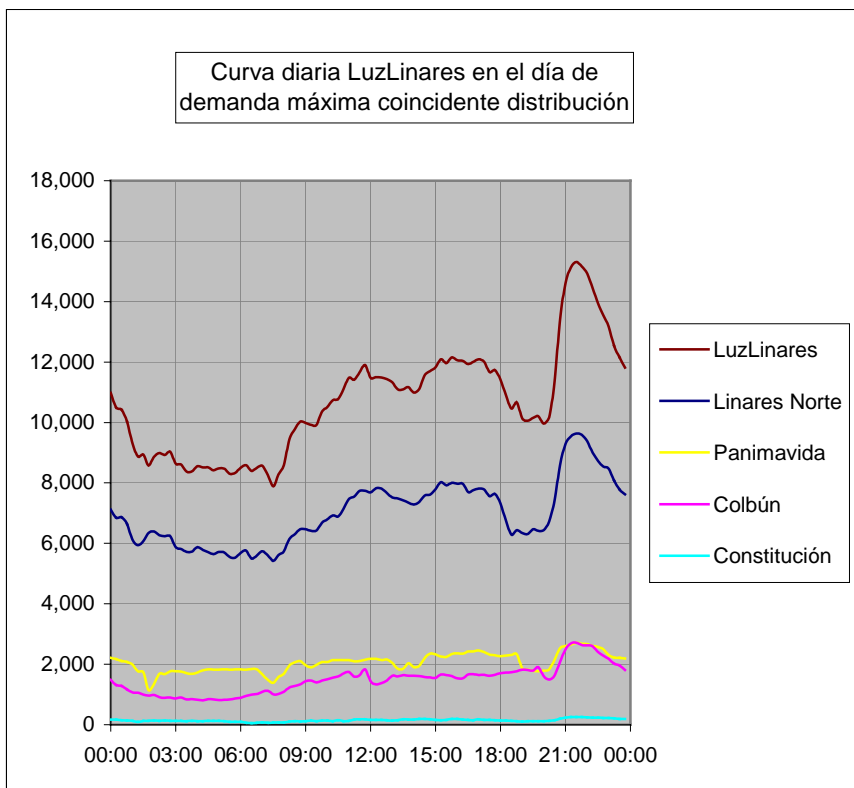
Subestación Primaria	[kWh]
S/E Linares Norte	39,420,688
S/E Panimavida	15,587,998
S/E Linares Conafe	147,441
S/E Villa AlegreConafe	43,200
San Javier	1,115,504
S/E Constitución	1,189,076
Constitución	462,894

E_{AT} 57,966,801

La demanda máxima de generación para el 2003 para Luz Linares ocurrió en el mes de julio de 2003 y corresponde a la siguiente:

S/E Primaria	<u>demanda</u>	<u>suministrador</u>
S/E Linares Norte	5,173	Ibener
S/E Panimavida	1,610	Ibener
S/E Constitución	264	Ibener
Constitución	280	Emelectric
San Javier	<u>312</u>	Emelectric
	7,639 KW	

La de demanda máxima coincidente distribución de Luz Linares se registro el día 27 de febrero de 2003 a las 21:30 horas, siendo la curva diaria de ese día la siguiente:



La curva anterior representa lo suministrado por Ibener, se debe agregar lo suministrado por Emelectric en San Javier y Constitución, que en febrero facturó 669 kW.

Considerando lo anterior, la potencia ingresada al sistema de distribución fue el 27 de febrero de 2003 a las 21:30 fue:

$$D_{DIS} = 15,316 + 669 = 15,985 \text{ kW.}$$

Por otro lado la demanda máxima coincidente del sistema de generación ocurrió en el mes de julio de 2003 y fue:

$$D_{SIC} = 7,639 \text{ Kw.}$$

Con estos valores se calcula un factor de carga fc_{SIC} y otro fc_{DIS} :

$$fc_{SIC} = \frac{E_{AT}}{D_{SIC} \cdot 8.760}$$

$$fc_{DIS} = \frac{E_{AT}}{D_{DIS} \cdot 8.760}$$

Así, se calculó la potencia ingresada a AT (PI_{AT}) para la Potencia coincidente generación :

$$PI_{AT-SIC} = \frac{EI_{AT}}{fc_{SIC} \cdot 8.760}$$

Y la potencia ingresada a AT (PI_{AT}) para la Potencia máxima coincidente Distribución.

$$PI_{AT-DIS} = \frac{EI_{AT}}{fc_{DIS} \cdot 8.760}$$

3) Las pérdidas de potencia en AT (PP_{AT}), se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$PP_{AT} = PP_{AT \text{ máx(diseño)}} \cdot \left(\frac{f_{ap} \cdot (Retiros_{AT} + Pérdidas_{BT} + Retiros_{BT})}{P_{diseño_AT}} \right)^2$$

en que

$PP_{\text{máx(diseño)}}$ = Pérdidas calculadas con flujos de potencia para la Demanda Máxima de Diseño.

f_{ap} = Factor de ajuste de la potencia retirada aplicado a las ventas compactadas, por los factores de coincidencia vigentes, necesario para equilibrar los ingresos y retiros de potencia. Este factor se obtuvo mediante un procedimiento iterativo.

$Retiros_{AT}$: corresponde a la venta compactada de potencia AT más los retiros por servidumbres AT compactados asimilados a una tarifa AT4.3.

$Retiros_{BT}$: corresponde a la venta compactada de potencia BT.

4) Para el cálculo de las pérdidas de potencia BT se aplica el siguiente factor corrector:

$$f_{corr_BT} = \left(\frac{f_{ap} \cdot Retiros_{BT}}{Potencia_{DiseñoBT}} \right)^2$$

Este factor fue aplicado sobre las pérdidas en empalmes, medidores, redes y además sobre las pérdidas por efecto Joule en los enrollados de los transformadores. Las pérdidas de potencia producidas en el núcleo del transformador se mantienen constantes.

9.2 Pérdidas de energía y potencia en medidores y empalmes

Pérdidas en medidores

Se distinguen dos tipos de pérdidas en medidores:

- a) **Pérdidas propias:** Son aquellas pérdidas originadas por las bobinas de corriente y de potencial. Las pérdidas en la bobina de potencial son permanentes mientras el medidor se encuentra conectado.
- b) **Pérdidas por consumo no detectado:** Son aquellas pérdidas originadas cuando el consumo no supera la corriente mínima de partida del medidor, que en general es de 50 a 75 mA.

Metodología de cálculo de pérdidas en medidores

Para estimar las pérdidas de energía y potencia en medidores y empalmes se adoptó la siguiente metodología de cálculo:

- 1) De las especificaciones técnicas de medidores tipo, se obtuvieron valores representativos de pérdidas en las bobinas de voltaje y corriente para el parque de medidores monofásicos y trifásicos de la empresa de referencia. Las pérdidas totales de potencia y energía por este concepto se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$Ppb = (Pbv_3 + Pbc_3 \cdot \left(\frac{Pm_3}{380 \cdot In \cdot fp \cdot \sqrt{3}} \right)^2) Nm_3 + (Pbv_1 + Pbc_1 \cdot \left(\frac{Pm_1}{220 \cdot In \cdot fp} \right)^2) \cdot Nm_1 \text{ [kW]}$$

$$Peb = Ppb \cdot 8760 [\text{kWh} / \text{año}]$$

en que:

- Ppb = Pérdidas totales de potencia en bobinas de medidores
- Peb = Pérdidas totales de energía en bobinas de medidores
- Pbv₃ = Pérdidas en bobinas de voltaje de medidores trifásicos
- Pbc₃ = Pérdidas en bobinas de corriente de medidores trifásicos
- Pm₃ = Potencia media registrada por medidores trifásicos
- Pm₁ = Potencia media registrada por medidores monofásicos
- In = Corriente nominal medidores
- fp = Factor de potencia = 0,93
- Pbv₁ = Pérdidas en bobinas de voltaje de medidores monofásicos
- Pbc₁ = Pérdidas en bobinas de corriente de medidores monofásicos
- Nm₁ = Número de medidores monofásicos de la empresa de referencia
- Nm₃ = Número de medidores trifásicos de la empresa de referencia

- 2) Para efectos de estimar los consumos no registrados debido a demandas bajo el umbral de detección, se supuso que los medidores de clientes, cuyo consumo promedio mensual es menor que 80 kWh. La no detección de consumos se produce en promedio durante 4 horas al día (mitad de horas nocturnas). Las pérdidas por este concepto se calculan mediante la siguiente expresión:

$$P_{cnr} = NC_{<80} \cdot Pu [kW]$$

En que:

P_{cnr} = Pérdidas por consumos no registrados
 $NC_{<80}$ = Número de clientes con consumos inferiores a 80 kWh/mes
 Pu = Potencia umbral de detección

Cálculo de pérdidas en empalmes

El cálculo de las pérdidas en empalmes se obtuvo aplicando la siguiente fórmula:

$$P_{pem_3} = r_3 \cdot L \cdot \left(\frac{Pm_3}{380 \cdot fp \cdot \sqrt{3}} \right)^2 [kW]$$

$$P_{pm_1} = r_1 \cdot L \cdot \left(\frac{Pm_1}{220 \cdot fp} \right)^2 [kW]$$

en que,

P_{pem_3} = Pérdidas de potencia en empalmes trifásicos
 P_{pm_1} = Pérdidas de potencia en empalmes monofásicos
 r_3 = Resistencia conductor empalmes trifásicos
 r_1 = Resistencia conductor empalmes monofásicos
 L = Longitud media de empalmes

Resultados

Los resultados detallados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 9.2 Pérdidas Medidores y Empalmes Área Típica 5

Parámetros generales	unidad	valor
Tasa crecimiento clientes		5.32%
Tasa crecimiento ventas energía		1.16%
Pérdidas internas bob. Potencial med. 1f	w	1.200
Pérdidas internas bob. Cte. med. 1f	w	<u>0.150</u>
Total pérdidas bobinas med. 1f	w	1.350
Pérdidas internas bob. Potencial med. 3f	w	1.000
Pérdidas internas bob. Cte. med. 3f	w	<u>0.010</u>
Total pérdidas bobinas med. 3f	w	1.010
Potencia no detectada por medidores	w	6
Horas del día de no detección en med.	hrs.	4
Resistencia empalmes 1f 2x4 mm ²	ohm	0.1344
Resistencia empalmes 3f 3x6 mm ²	ohm	0.14125
Largo medio de empalmes	m	15

Antecedentes	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Medidores monofásicos		16,141	16,959	17,886	18,874	19,919	20,994
Medidores trifásicos		<u>251</u>	<u>264</u>	<u>278</u>	<u>293</u>	<u>310</u>	<u>326</u>
Total Medidores		16,392	17,223	18,164	19,167	20,229	21,320
Clientes monofásicos		16,631	17,474	18,429	19,446	20,524	21,631
Clientes trifásicos		<u>251</u>	<u>264</u>	<u>278</u>	<u>293</u>	<u>310</u>	<u>326</u>
Total clientes		16,882	17,738	18,707	19,739	20,834	21,957
Venta Energía monofásica	kwh	19,822,255	20,675,586	21,976,650	23,462,205	24,822,144	26,250,670
Venta Energía trifásica	kwh	<u>30,400,843</u>	<u>31,709,573</u>	<u>33,704,979</u>	<u>35,983,334</u>	<u>38,069,034</u>	<u>40,259,925</u>
Total venta Energía	kwh	50,223,098	52,385,159	55,681,629	59,445,539	62,891,177	66,510,594
Venta media x cl. 1f	kwh/cl	1192	1183	1193	1207	1209	1214
Venta media x cl. 3f	kwh/cl	121,119	120,112	121,241	122,810	122,803	123,497
Dem. media por cliente 1f	kwh/cl	0.136	0.135	0.136	0.138	0.138	0.139
Dem. media por cliente 3f	kwh/cl	13.826	13.711	13.840	14.019	14.019	14.098

Medidores							
Pérdida Pot. Med. 1f	kw	21.79	22.89	24.15	25.48	26.89	28.34
Pérdida Pot. Med. 3f	kw	<u>0.25351</u>	<u>0.26664</u>	<u>0.28078</u>	<u>0.29593</u>	<u>0.31310</u>	<u>0.32926</u>
Total Pérdida Pot. Interna	kw	22.04	23.16	24.43	25.78	27.20	28.67
Pérd. Pot. media x Med.	kw / Med	0.00134	0.00134	0.00134	0.00134	0.00134	0.00134
Pérdida E. Med. 1f	kwh	170,647	179,295	189,096	199,543	210,589	221,955
Pérdida E. Med. 3f	kwh	2,221	2,336	2,460	2,592	2,743	2,884
Total Pérdida Energía Med.	kwh	172,868	181,631	191,556	202,135	213,331	224,840

Consumos no detectados en medidores	unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Cientes Consumo < 80 kwh/mes		10,267	10,788	11,377	12,005	12,670	13,353
Tot. Pot. no detectada kw	kW	61.60	64.73	68.26	72.03	76.02	80.12
Tot. Energía no detectada kwh	kWh	89,939	94,499	99,662	105,160	110,993	116,976

Histograma Consumos:

kWh/mes	Cientes
>500	591
500-250	683
250-100	3,651
100-80	1,826
60 - 80	2,729
40 - 60	3,166
20 - 40	2,478
< 20	1,894
	17,018

Empalmes							
Dem. media x empalme 1f kw	kW	0.136	0.135	0.136	0.138	0.138	0.139
Dem. media x empalme 3f kw	kW	13.826	13.711	13.840	14.019	14.019	14.098
I x empalme 1f A	A	0.665	0.660	0.665	0.673	0.675	0.677
I x empalme 3f A	A	22.588	22.400	22.611	22.904	22.902	23.032
Pérd. pot. empalmes 1f kw	kW	0.959	0.945	0.960	0.983	0.988	0.995
Pérd. pot. empalmes 3f kw	kW	18.089	18.711	20.076	21.710	22.967	24.426
Tot. Pérd. Pot. Empalmes kw	kW	19.05	19.66	21.04	22.69	23.95	25.42
Tot. Pérd. Energía Empalmes kwh	kWh	166,867	172,193	184,275	198,792	209,846	222,685

Resumen pérdidas Medidores y Empalmes							
Pérdida total de energía	kWh	429,674	448,323	475,492	506,087	534,170	564,501
Pérdidas total potencia	kW	102.69	107.54	113.72	120.50	127.18	134.21

9.3 INCOBRABLES

Se efectuó un análisis de los incobrables de la Empresa de Referencia, los datos recogidos no muestran un comportamiento estable, los valores del 2002 y 2003 fueron un 0.50% y 0,36% de las ventas valoradas de energía y potencia, se esta considerando utilizar el promedio de estos valores. Este valor corresponde a M\$ 2,142 o un 0,43% de las ventas valoradas de energía y potencia.

La cifra monetaria de incobrables de convierte en unidades de potencia con los precios de nudo al 31 de diciembre del año 2003 para ser empleada en el balance de energía y potencia. El valor resultante se distribuye entre alta y baja tensión de acuerdo a las ventas físicas de potencia de la empresa de referencia.

9.4 Resultados del Balance de Potencia y Energía

Los resultados que se obtienen para el Balance de Potencia y Energía al 31/12/03, aplicando la metodología señalada en el punto anterior se indican en la siguiente tabla:

Tabla 9.4: Balance de Potencia y Energía Área Típica 5 (al 31/12/03)

	ENERGÍA KWh(1)	POT.MAXIMA COINCIDENTE DISTRIBUCIÓN KW(2)	POTENCIA COINCIDENTE GENERACIÓN	FACTOR DE CARGA % (4)	CODIGO
Total ingresado a distribución AT	72,174,645	16,513	9,460	49.9%	O
Pérdidas eficientes en distribución AT	948,646	415	136	26.1%	P
Ventas Reguladas en AT (pto. 5.1 bases)	10,827,774	2,945	972	42.0%	
Ventas a Clientes no regulados en AT (pto. 5.1)	15,796,306	3,437	343	52.5%	
Retiros por servidumbre de paso AT (pto. 5.1)	18,924,467	2,470	2,570	87.5%	
Total Retiros AT	45,548,547	8,852	3,885	58.7%	
Incobrables AT	104,639	28	28	42.0%	
Cobrables AT	45,548,547	8,824	3,857	58.9%	Q

Total ingresado a distribución BT	25,677,452	7,246	5,438	40.5%	R
Pérdidas en transformadores AT/BT	1,066,599	191	149	63.7%	
Pérdidas en líneas distribución BT	160,610	134	76	13.6%	
Pérdidas en empalmes	166,867	19	11	100.0%	
Pérdidas en Medidores	262,807	84	74	35.9%	
Total pérdidas en BT	1,656,883	428	309	44.2%	S
Ventas Reguladas en BT (pto. 5.1)	24,020,569	6,758	5,069	40.6%	
Ventas a Clientes no regulados (pto. 5.1)	0	0	0		
Retiros por servidumbres de paso BT (pto. 5.1)	0	0	0		
Hurto Residual BT	240,206	60	60	46.1%	
Total Retiros BT	24,260,775	6,817	5,129	40.6%	
Incobrables BT	510,109	144	144	40.6%	
Cobrables BT	24,260,775	6,674	4,985	41.5%	T

Parámetros para la empresa modelo Área Típica 5

a) kWAT	Demanda máxima integrada coincidente usuarios AT del sistema de Distribución	16,069	Q + R
b) kWBT	Demanda máxima integrada coincidente usuarios BT del sistema de Distribución	6,674	T
c) PMPBD	Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución de BT	1.0857	R / T
d) PMPBG	Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución de BT en horas de punta de generación	1.0908	R / T
e) PMEB	Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en BT	1.0584	R / T
f) PMPAD	Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización en los sistemas de distribución de AT	1.02762	O / (Q + R)
g) PMPAG	Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en AT en horas de punta de generación	1.01773	O / (Q + R)
h) PMEAS	Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en AT	1.01332	O / (Q + R)
i) kWSD	Demanda máxima integrada, coincidente, ingresada al sistema de distribución	16,513	O

9.5 Caracterización del Consumo

Los resultados obtenidos, demandas de diseño y factores de pérdidas eléctricas, se aplicaron a las ventas reales de potencia de la Empresa de Referencia Área Típica 5 para todos los meses del año 2003. El objetivo de este procedimiento fue comparar las demanda de potencia e instalaciones “compradas” con las ventas de potencia e instalaciones y así tener un mecanismo para corregir los factores de coincidencia por nivel de tensión y de esta manera obtener el equilibrio entre las compras y las ventas en un modelamiento eficiente de las redes.

En Tabla 9.5.1 se muestran los valores calculados para la potencia coincidente de generación al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso vigentes y los factores de expansión de pérdidas determinados en proceso VAD 2004 a las ventas de potencia 2003. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de (8.482) KW (subventa).

En Tabla 9.5.2 se muestran los valores calculados para la potencia máxima coincidente distribución al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso vigentes y los factores de expansión de pérdidas determinados en proceso VAD 2004 a las ventas de potencia 2003. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de (18.619)KW (subventa).

Considerando lo anterior se modelaron y determinaron factores de coincidencia y horas de uso para los BT-1 que permitieran obtener un equilibrio entre la compra y venta de potencia e instalaciones con un modelamiento eficiente de las redes. Los valores determinados y propuestos son los siguientes:

Horas de uso Factores de Coincidencia Área Típica 5

	<u>VIGENTE</u>		<u>PROPUESTO</u>
NHUIB	315	NHUIB	327
NHUNB	380	NHUNB	390
NHUI	315	NHUI	327
NHUNI	380	NHUNI	390
FNDPB	50%	FNDPB	60%
FDDPB	60%	FDDPB	70%
FNPPB	75%	FNPPB	95%
FDPPB	91%	FDPPB	95%
FDFPB	48%	FDFPB	64%
FNDPA	60%	FNDPA	65%
FDDPA	25%	FDDPA	95%
FNPPA	85%	FNPPA	85%
FDPPA	35%	FDPPA	95%
FDFPA	17%	FDFPA	60%
PMPBT	1.1193	PMPBD	1.0857
PPBT	1.0772	PMPBG	1.0908
		PMPAD	1.0276
PPAT	1.0216	PMPAG	1.0177
PEBT	1.0763	PEBT	1.0584
PEAT	1.0155	PEAT	1.0133

En Tabla 9.5.3 se muestran los valores calculados para la potencia coincidente de generación al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso propuestos y los factores de expansión de pérdidas determinados en proceso VAD 2004. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de 534 KW.

En Tabla 9.5.4 se muestran los valores calculados para la potencia máxima coincidente distribución al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso propuestos y los factores de expansión de pérdidas determinados en proceso VAD 2004. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de (346) KW (subventa).

Tabla 9.5.1 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 5

Factores de Coincidencia, Horas de Uso
Factores de Expansión de Pérdidas

Los Vigentes
Calculados en VAD 2004

Demanda HP KW
a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
compra KW HP	7,327	7,298	7,306	7,350	7,538	7,512	7,639	7,522	7,267	7,322	7,337	7,337	88,755
compra corregida	6,731	6,704	6,712	6,752	6,925	6,901	7,017	6,910	6,676	6,726	6,740	6,740	81,533
Perdida eficiente	532	554	559	491	518	478	488	497	481	489	477	457	6,021
Disponible Venta	6,199	6,150	6,153	6,261	6,406	6,423	6,530	6,413	6,194	6,237	6,263	6,283	75,513

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW HP	6,036	6,237	6,286	5,667	5,837	5,171	5,346	5,376	5,272	5,431	5,308	5,062	67,030
AT	1,137	1,138	1,147	1,150	1,008	617	703	636	769	870	859	786	10,819
BT	4,599	4,800	4,838	4,218	4,489	4,182	4,256	4,348	4,199	4,256	4,143	3,972	52,299
Libres	300	300	300	300	340	372	387	393	304	306	306	304	3,913
peajes AT	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	29,314

Sobreventa

-162 87 133 -594 -569 -1,252 -1,184 -1,037 -922 -806 -955 -1,221 -8,482

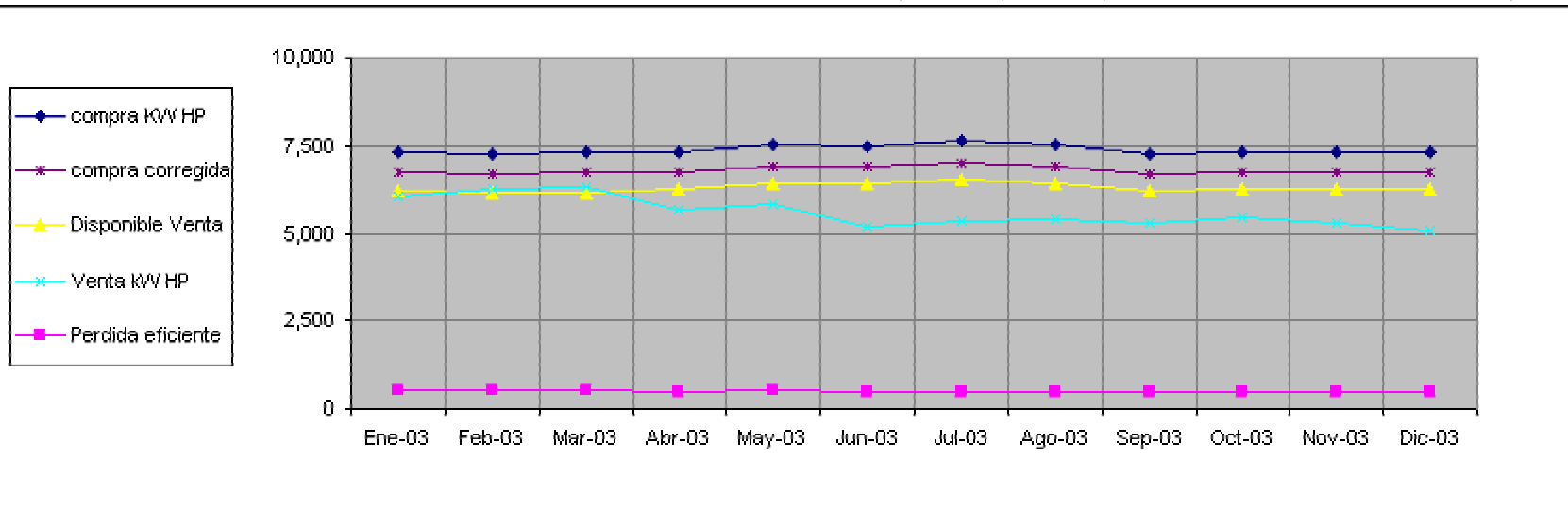


Tabla 9.5.2 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 5

Factores de Coincidencia, Horas de Uso
Factores de Expansión de Pérdidas

Los Vigentes
Calculados en VAD 2004

Demanda FP KW (instalaciones de Distribución)

a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Compra kW FP (instalaciones)	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	183,792
compra corregida	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	168,837
Perdida eficiente	<u>712</u>	<u>741</u>	<u>752</u>	<u>679</u>	<u>708</u>	<u>672</u>	<u>676</u>	<u>693</u>	<u>668</u>	<u>677</u>	<u>666</u>	<u>643</u>	<u>12,558</u>
Disponible Venta	13,358	13,328	13,318	13,391	13,362	13,398	13,394	13,377	13,401	13,393	13,403	13,426	156,280

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW FP (Instalaciones)	11,522	12,079	12,396	11,567	11,785	11,229	11,144	11,530	11,057	11,226	11,280	10,846	137,660
AT	2,257	2,278	2,482	2,539	2,384	2,235	2,203	2,526	2,318	2,402	2,442	2,308	28,374
BT	6,628	6,868	6,911	6,095	6,462	6,121	6,214	6,328	6,127	6,196	6,010	5,821	75,782
libres	2,637	2,932	3,003	2,933	2,938	2,873	2,727	2,676	2,612	2,628	2,828	2,717	33,505
peajes AT	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	29,314

Sobreventa -1,836 -1,249 -922 -1,824 -1,577 -2,169 -2,249 -1,847 -2,344 -2,166 -2,124 -2,580 -18,619

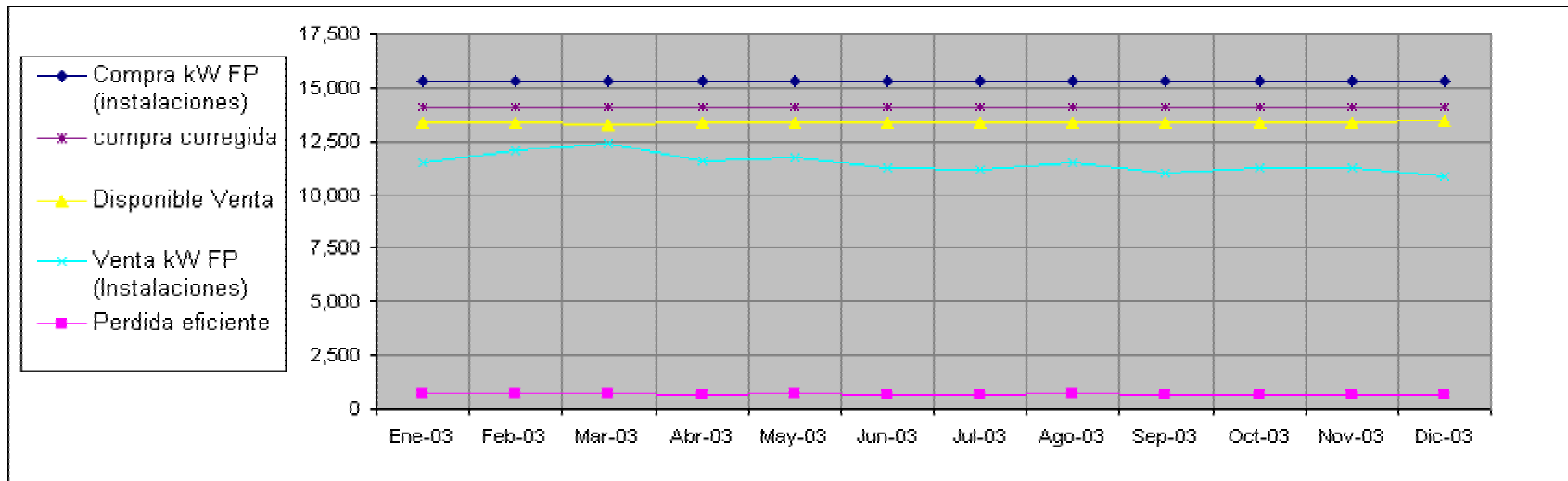


Tabla 9.5.3 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 5

Factores de Expansión de Pérdidas Calculados en VAD 2004
 Factores de Coincidencia, Horas de Uso Propuestos en VAD 2004

Demanda HP KW

a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
compra KW HP	7,327	7,298	7,306	7,350	7,538	7,512	7,639	7,522	7,267	7,322	7,337	7,337	88,755
compra corregida	6,731	6,704	6,712	6,752	6,925	6,901	7,017	6,910	6,676	6,726	6,740	6,740	81,533
Pérdida eficiente	<u>799</u>	<u>822</u>	<u>827</u>	<u>754</u>	<u>792</u>	<u>752</u>	<u>765</u>	<u>779</u>	<u>757</u>	<u>758</u>	<u>740</u>	<u>716</u>	<u>9,260</u>
Disponible Venta	5,932	5,882	5,884	5,998	6,133	6,149	6,253	6,131	5,919	5,969	6,000	6,024	72,273

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW HP	6,485	6,700	6,752	6,086	6,350	5,693	5,891	5,969	5,806	5,897	5,727	5,450	72,807
AT	1,158	1,158	1,168	1,171	1,029	639	725	658	792	893	882	808	11,082
BT	5,027	5,242	5,284	4,615	4,981	4,682	4,779	4,918	4,709	4,698	4,539	4,338	57,813
libres	300	300	300	300	340	372	387	393	304	306	306	304	3,913
peajes AT	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	29,314

Sobreventa	553	819	868	88	217	-456	-361	-162	-113	-71	-273	-573	534
------------	-----	-----	-----	----	-----	------	------	------	------	-----	------	------	-----

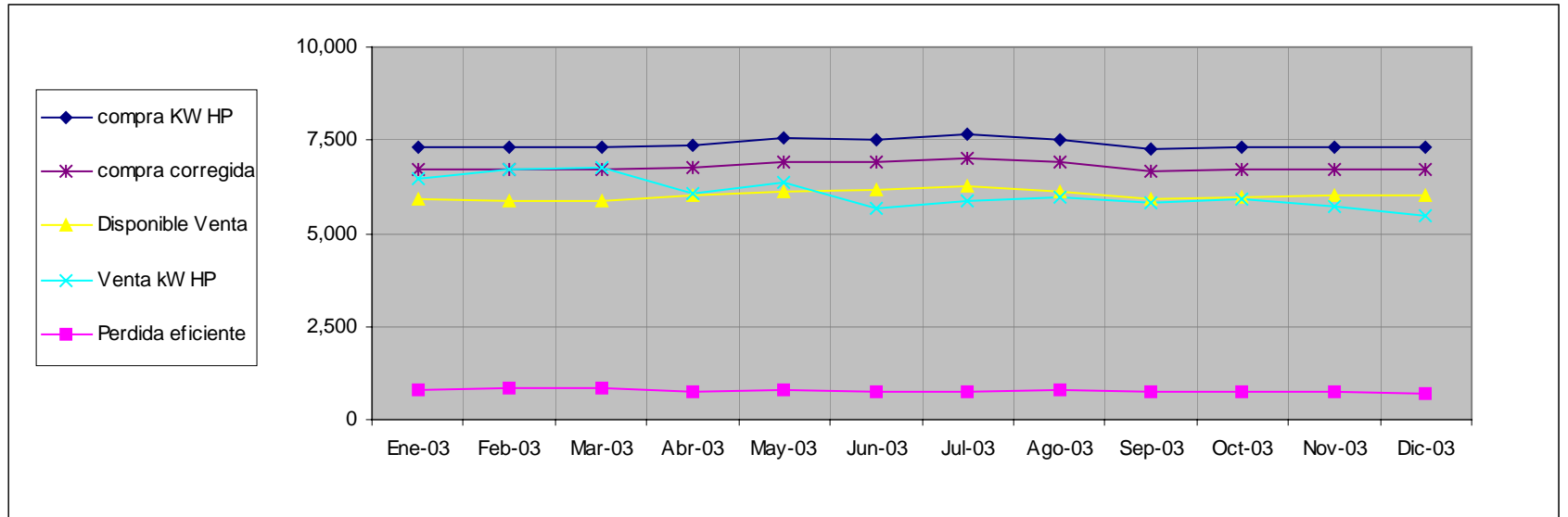


Tabla 9.5.4 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 5

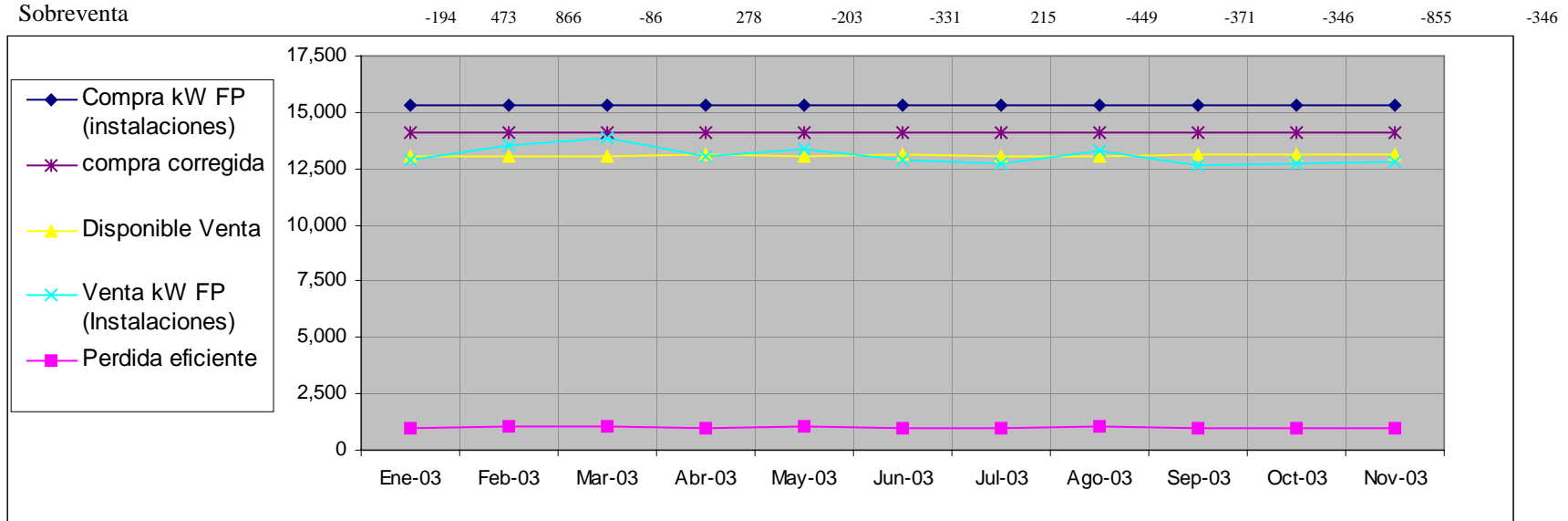
Factores de Expansión de Pérdidas
Factores de Coincidencia, Horas de Uso Propuestos en VAD 2004

Demanda FP KW (instalaciones de Distribución)
a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Compra kW FP (instalaciones)	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	15,316	183,792
compra corregida	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	14,070	168,837
Perdida eficiente	<u>1,012</u>	<u>1,049</u>	<u>1,062</u>	<u>965</u>	<u>1,016</u>	<u>978</u>	<u>985</u>	<u>1,013</u>	<u>973</u>	<u>973</u>	<u>952</u>	<u>922</u>	<u>12,558</u>
Disponible Venta	13,058	13,021	13,007	13,105	13,054	13,092	13,084	13,057	13,097	13,096	13,117	13,148	156,280

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW FP (Instalaciones)	12,864	13,494	13,874	13,018	13,333	12,889	12,754	13,272	12,648	12,725	12,771	12,293	155,933
AT	2,716	2,738	2,987	3,050	2,903	2,839	2,775	3,197	2,893	2,970	3,009	2,873	34,949
BT	6,936	7,175	7,217	6,386	6,852	6,562	6,678	6,841	6,574	6,555	6,312	6,108	80,197
libres	3,212	3,581	3,670	3,583	3,577	3,487	3,301	3,235	3,181	3,200	3,450	3,311	40,787
peajes AT	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	2,443	29,314

Sobreventa


9. 6 Pérdidas Residuales

En el balance de energía y potencia se consideró un 1% de hurto residual, ello debido ese 1% de pérdidas valorizadas asciende a M\$ 8.916 por año, que en una proyección a 30 años alcanzarían un valor presente de M\$ 84.047.

El valor presente de las perdidas es relevante para la comparación de inversiones en sistemas anti - hurto, pero en esta ocasión se trata de comparar los costos de explotación de realizar operativos anti - hurto con el valor económico de las perdidas, el operativo anti - hurto es de realización anual por lo que la comparación razonable es con el valor de ese 1% de pérdidas anual.

Bajo el las premisas anteriores y al costo medio de los operativos, el valor de un 1% de perdidas alcanzaría para efectuar sólo 317 operativos adicionales por año, lo que no impactaría en la reducción de pérdidas por la vía de operativos anti - hurtos. Lo anterior nos motiva a realizar una cantidad de operativos para mostrar presencia de vigilancia en las diferentes comunas y localidades de la zona de influencia y por otra parte reconocer ese 1% de pérdida residual.

10. Costos de distribución de la empresa modelo y cálculo de valor agregado

Los costos de la empresa modelo diseñada para dar suministro eficiente a los usuarios del Área Típica 5, se separan en:

- Costos de Atención de Clientes
- Costos de las instalaciones
- Costos de Operación y Mantenimiento

Los valores unitarios de los costos anteriores se calculan de acuerdo a las fórmulas que establecen las bases y se presentan a continuación.

10.1 Costos de atención de clientes

Los costos de Atención de Clientes dimensionados para la empresa modelo se desglosan según los siguientes tipos de actividad:

- Costos de atención de clientes
- Costos de lectura de medidores según tipo de medidor y
- Costos de facturación y cobranza

De acuerdo a las bases, el costo de explotación de atención de clientes se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

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

Donde:

CEXAC = Suma de los valores codificados como 31, 32 y 33 del cuadro "Resultados Actividades SEC a Nivel Global"

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 = Costos de facturación y cobranza

Los valores de CEXAV, CEXLM y CEXFC resultan de la asignación de las actividades diseñadas para la empresa modelo vinculadas con la Atención de Clientes. Los montos que resultan para cada uno de estos conceptos son los siguientes:

$$\begin{aligned}\text{CEXAV} &= 191.533.559 \text{ [$/año]} \\ \text{CEXLM} &= 46.196.178 \text{ [$/año]} \\ \text{CEXFC} &= 48.081.214 \text{ [$/año]}\end{aligned}$$

10.1.1 Costos de atención a clientes por cliente

El costo unitario de atención de clientes por este concepto se calcula como:

$$kav = \frac{CEXAV}{NC} [\$ / cliente / año]$$

donde

NC = 17.166 (número total de clientes del año base al 31/12/2003).

Luego,

$$kav = 11.157,73 [\$ / cliente / año]$$

10.1.2 Costos de lectura de medidor por cliente

El costo de atención de clientes por lectura de medidores, se calcula como:

$$CEXLM = CEXME + CEXMD + CEXMH [\$ / año]$$

donde:

CEXME	= Costo de lectura medidor simple de energía [\$/año]
CEXMD	= Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima [\$/año].
CEXMH	= Costo de lectura de medidor de energía con medidor de demanda horaria. [\$/año]

Los valores de estos parámetros se obtuvieron de los costos obtenidos para la empresa modelo y que fueron asignados a la actividad Lectura de Medidores.

Los valores resultantes para los parámetros anteriores son los siguientes:

$$\begin{aligned} CEXME &= 42.213.096 [\$ / año] \\ CEXMD &= 693.000 [\$ / año] \\ CEXMH &= 3.290.082 [\$ / año] \end{aligned}$$

Los costos medios asociados a los valores anteriores se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$k_e = \frac{CEXME}{NCME} [\$/cliente/año] \quad k_d = \frac{CEXME}{NCME} [\$/cliente/año] \quad k_h = \frac{CEXME}{NCME} [\$/cliente/año]$$

donde,

NCME = 16.994

(número de clientes con medidor simple de energía al 31/12/2003)

NCMD = 33

(número de clientes con medidor de energía y demanda máxima al 31/12/2003)

NCMH = 139

(número de clientes con medidor de energía y demanda horaria al 31/12/2003)

La cantidad de clientes por tipo de medidor se obtuvo de la información de ventas por tipo de tarifa de la empresa de referencia, obteniéndose:

$$k_e = 2.484,00 [\$/cliente/año]$$

$$k_d = 21.000,00 [\$/cliente/año]$$

$$k_h = 23.669,65 [\$/cliente/año]$$

10.1.3 Costos de facturación y cobranza por cliente

El costo por cliente por concepto de facturación y cobranza se obtiene de la siguiente expresión:

$$k_{fc} = \frac{CEXFC}{NC} [\$/cliente/año]$$

Por lo que:

$$k_{fc} = 2.800,96 [\$/cliente/año]$$

10.2 Costo de las instalaciones

El costo de las instalaciones muebles e inmuebles, será denominado como CIMI y se desglosa en una parte asignada a distribución AT (CIMIAT) y otra a distribución BT (CIMIBT), con lo que:

$$CIMI = CIMIAT + CIMIBT = 320.187.523 \text{ [\$]}$$

donde,

$$CIMIAT = 144.084.385 \text{ [\$]}$$

$$CIMIBT = 176.103.138 \text{ [\$]}$$

Valores que fueron obtenidos del prorratio en partes iguales de los bienes muebles, como costos compartidos.

Por otra parte los costos medios de AT y BT se calculan de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$k_{iat} = \frac{C_{INSTAT} + CIMIAT}{kWAT}$$

$$k_{ibt} = \frac{C_{INSTBT} + CIMIBT}{kWBT}$$

Donde,

$C_{INSTAT} = 6.024.114.859 \text{ [\$]}$ (costo de las instalaciones de distribución AT)

$C_{INSTBT} = 5.538.185.825 \text{ [\$]}$ (costo de las instalaciones de distribución BT)

$kWAT = 16.069 \text{ [kW]}$ (valor obtenido del Balance de Potencia y Energía)

$kWBT = 6.674 \text{ [kW]}$ (valor obtenido del Balance de Potencia y Energía)

$kWSD = 16.513 \text{ [kW]}$ (valor obtenido del Balance de Potencia y Energía)

Los valores resultantes son los siguientes:

$$k_{iat} = 383.857,07 \text{ [$/kW]}$$

$$k_{ibt} = 856.201,52 \text{ [$/kW]}$$

Del mismo modo, se determinará el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución, con la siguiente expresión:

$$k_{isd} = \frac{C_{INSTAT} + C_{INSTBT} + CIMIAT + CIMIBT}{kWSD} \text{ [$/kW]}$$

Resultando:

$$k_{isd} = 719.583,86 \text{ [$/kW]}$$

10.3 Costos de Mantenimiento y Operación

Los costos medios de Mantenimiento y Operación se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$koy_{mat} = \frac{COY_{MAT}}{kWAT}$$

$$koy_{mbt} = \frac{COY_{MBT}}{kWBT}$$

donde,

COY_{MAT} = 441.598.470 [\$] (suma de los valores codificados como 11 y 12, en el Capítulo 2, Anexo 2, de las Bases para el Cálculo del VAD)

COY_{MBT} = 471.607.301 [\$] (suma de los valores codificados como 21, 22, 25, 26 y 27 en el Capítulo 2, Anexo 2, de las Bases para el Cálculo del VAD)

Los costos medios resultantes son los siguientes:

$$koy_{mat} = 27.481,39 \text{ [$/kW/año]}$$

$$koy_{mbt} = 70.663,37 \text{ [$/kW/año]}$$

Del mismo modo, se determinará el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución, con la siguiente expresión:

$$koy_{msd} = \frac{COY_{MAT} + COY_{MBT}}{kWSD} \quad [\text{$/kW}]$$

Resultando:

$$koy_{msd} = 55.302,23 \text{ [$/kW/año]}$$

10.4 Valor agregado por concepto de costos de distribución

El Valor Agregado por concepto de costos de distribución se compone de los siguientes costos:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación atención de usuarios del Área Típica.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

10.4.1 Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del Área Típica.

Según el tipo de medidor que disponga el usuario, los costos fijos por este concepto se calculan como:

$$CFE = kav + ke + kfc$$

$$CFD = kav + kd + kfc$$

$$CFH = kav + kh + kfc$$

donde:

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.

Los valores obtenidos son:

$$CFE = 16.442,68 \text{ [$/cliente/año]}$$

$$CFD = 34.958,68 \text{ [$/cliente/año]}$$

$$CFH = 37.628,34 \text{ [$/cliente/año]}$$

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

Estos costos se calculan por unidad de potencia suministrada de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$VADAT = a \cdot kiat + koymat [\$ / kW / año]$$

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

donde:

a = Factor de recuperación del capital para un período de 30 años y a una tasa de actualización de 10% real = 0,10607925
VADAT = Valor agregado por costos de distribución de AT
VADBT = Valor agregado por costos de distribución de BT

$$VADAT = 68.200,66 \text{ } [\$ / kW / año]$$

$$VADBT = 161.438,58 \text{ } [\$ / kW / año]$$

$$VADSD = 131.635,15 \text{ } [\$ / kW / año]$$

10.5. Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía

Estos factores representan los costos por mayores compras de energía y potencia al sistema de generación y se obtienen del Balance de Potencia y Energía de la empresa modelo.

Los valores resultantes son los siguientes:

	AT		BT	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía
Factor de expansión de pérdidas	PMPAG	PMEA	PMPBG	PMEB
Valor [%/1]	1,01773	1,01332	1,0908	1,0584

10.6 Indexación de los Valores Agregados.

Objetivo

El objetivo de este capítulo es entregar la tabla de ajustes de los valores agregados de distribución, según se solicita en las bases.

Metodología:

En atención a que los valores agregados se fijarán para un lapso de cuatro años, el Consultor ha examinado los costos de inversión y de explotación, con el fin de determinar los indicadores de público conocimiento que pueden ser utilizados para indexar los costos y asegurar una adecuada representatividad de los costos futuros, una vez que las tarifas se encuentren determinadas.

El Consultor ha considerado, independientemente, los costos de valor agregado proveniente de las inversiones y los costos de valor agregado proveniente de la explotación, así como también el cargo fijo de clientes. Por lo anterior, son cinco las variables a indexar:

- Valor Agregado de inversiones del VADAT
- Valor Agregado de costos de explotación del VADAT
- Valor Agregado de inversiones del VADBT
- Valor Agregado de costos de explotación del VADBT.
- Cargo Fijo Clientes

Revisando las alternativas de indexación disponibles en la economía, se ha decidido emplear los siguientes índices según se explica a continuación:

- **I.P.C.** Índice de precios al consumidor, aplicable a todas las compras nacionales.
- **I.P.M.** Índice de Precios al por Mayor, a aplicar sobre la componente nacional de los costos de los servicios, materiales u otros, en:
 - Costos por Terceros cuando, a juicio del Consultor, las actividades estén pactados como servicios integrales afectos a una variación de precios inespecífica, sin consideración particular de ítems de mano de obra.
 - Gastos Generales con el mismo criterio explicado precedentemente.
- **I.G.Rem.H.** Índice General de Remuneraciones por hora, a aplicar en:
 - Remuneraciones de la Empresa Modelo con un impacto del 100%.

- Costos por Terceros, en todas aquellas actividades con un componente de mano de obra, con un impacto porcentual equivalente a la incidencia del costo de la mano de obra en el total del costo del servicio.
 - Gastos Generales, en el rubro Indemnizaciones, que sigue porcentualmente al ítem Remuneraciones.
- **I.P.Cu.** Índice de Precios del Cobre informado por la Comisión Nacional de Energía, a aplicar a los conductores.
- **D** Índice combinado de Precios del Dólar Americano y la Tasa de Arancel vigente, entregado por el Banco Central de Chile, siguiendo la siguiente fórmula:
 - $D = TC * (1 + Ta)$, donde TC es el valor del “Dólar Acuerdo”
 - Ta es la tasa arancelaria vigente para la importación de equipos electromecánicos.
 - Este índice se aplicará sobre la componente importada de los costos de los servicios, materiales u otros, en:
 - Costos por Terceros cuando las actividades tengan una componente de costos de materiales importados.
 - Gastos Generales con el mismo criterio explicado precedentemente.

RESULTADOS

La tabla de indexación de los costos de explotación y de inversión es la siguiente:

Indicadores de Indexación	Valor Agregado de Inversiones AT	Valor Agregado de Costos de Explotación AT	Valor Agregado de Inversiones BT	Valor Agregado de Costos de Explotación BT	Cientes Cargo Fijo
I.P.C.	0.1783	0.2747	0.1806	0.2759	0.3070
I.P.M.	0.2981	0.3620	0.3252	0.4796	0.3173
I.G. Rem. H.	0.2723	0.3633	0.2516	0.2445	0.3757
I.P.Cu	0.1659	0.0000	0.2156	0.0000	0.0000
D	0.0854	0.0000	0.0270	0.0000	0.0000

11. Conclusiones y Comentarios

De acuerdo a lo previsto por el Documento Técnico “Bases de para Estudio de las Componentes del Costo del Valor Agregado de Distribución Cuadrienio noviembre 2004 – noviembre 2008”, se cumplió con examinar, detalladamente, y valorar las inversiones y costos de explotación para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de influencia de la empresa de referencia LUZLINARES.

Se determino la proyección de la demanda para 15 años, con ello se establecieron las demandas de diseño para abastecer a los clientes en cada nivel de tensión cumpliendo con los requerimientos de calidad de servicios previstos en las normas vigentes y determinando unas pérdidas eléctricas eficientes. De la demanda de diseño se determinaron las instalaciones y equipos necesarios de la empresa modelo.

Las instalaciones y equipos, así como los requerimientos de bienes muebles e inmuebles fueron valorizados para determinar el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones y con ello la componente de inversiones de las tarifas de distribución en cada nivel de tensión.

Se analizó un modelo organizacional que fuera capaz de soportar el servicio para la empresa modelo, basado en las competencias individuales y grupales, en la externalización de las funciones y tareas de acuerdo a lo que el mercado era capaz de ofrecer. En los cálculos realizados se contempló una empresa modelo autónoma y autosuficiente para prestar el servicio requerido, libre de las rigideces e ineficiencias de las empresas reales. El diseño organizacional consideró empresas que se constituyeron como sociedades anónimas o de responsabilidad limitada para efectuar el servicio público de distribución de energía eléctrica.

En este sentido se trataba de empresas nuevas con instalaciones nuevas y adaptadas a la demanda, por lo que las labores de mantenimiento eran menores que en las empresas reales, en las cuales las instalaciones sufren de otros desperfectos por antigüedad o sobre utilización. No obstante lo anterior, tampoco se puede concluir que las instalaciones de las empresas reales requieran de mucha mayor mantención, ello motivado en que los análisis periódicos de las redes, las inversiones en refuerzos y reemplazos puntuales llevan a que las instalaciones de distribución reales siempre estén cerca del 80% de su vida útil y adaptada a la demanda. En este sentido podemos decir que la empresa real es una sumatoria de óptimos de corto plazo en cambio la empresa modelo es un optimo de largo plazo.

En función del diseño organizacional, se estructuró la base de actividades que quedarían al interior de la organización modelada y por ende se determinó una dotación y calificación del personal, así como la provisión y calificación de los servicios prestados por terceros y contratistas de mantención y operación. Estas diversas necesidades de recursos fueron valoradas a precios de mercado, en el

caso de las remuneraciones se empleó la encuesta de remuneraciones de PriceWaterhouseCoopers a diciembre del año 2003. Una vez diseñada la estructura y valorados los recursos se procedió a la revisión de las leyes que afectan a la actividad empresarial a objeto de tener su justa valoración, entre ellos están: patentes municipales, seguros de desempleo, accidentes del trabajo y enfermedades profesionales, impuesto a los cheques, disminución de la jornada laboral, entre otros. Con todo lo anterior se determinó el costo de explotación de la empresa modelo.

Sobre la base de lo anterior y los balances de potencia determinados para el momento de demanda máxima del sistema de distribución se determinó los valores del VAD en alta tensión y del VAD de baja tensión, así como los cargos fijos asociados a diversas unidades de medición.

Para esta área típica se reconoció un 1% de pérdidas residuales, este concepto dice relación con que para ese valor económico, no es relevante seguir realizando operativos en terreno para el control de hurto. En estas áreas rurales, donde las distancias son largas y los clientes por transformador de distribución son pocos, los costos de los operativos necesarios para controlar las pérdidas exceden el valor económico del recupero de esas pérdidas. Dado lo anterior, sólo se mantiene una cantidad de operativos en terreno para mantener labor de vigilancia a ojos de los clientes, pero junto a ello se reconocen pérdidas residuales en los balances de potencia.

También, y a objeto de caracterizar a la empresa de referencia, se determinó el equilibrio anual entre la venta de potencia a clientes y la compra de potencia a generadores, con ello se ajustaron los valores de los factores de coincidencia por nivel de tensión para evitar la sobre o sub venta de potencia de generación. El mismo procedimiento se siguió con la venta de instalaciones y la demanda de las mismas de parte de los clientes, ello llevó al ajuste de los factores de coincidencia de distribución para la estructura de ventas de la empresa de referencia. Cabe destacar que el ajuste de factores de coincidencia y horas de uso sólo alcanza a la empresa de referencia, ello dado que cada empresa del área típica tendrá una estructura particular de ventas que esta basada en el tipo de clientes de cada una y no en las instalaciones para proveerles el servicio, como lo es el VAD en cada nivel de tensión.

En esta área típica se da que existe aproximadamente 1 cliente por cada 76 metros de red de alta tensión y 62 metros de red de baja tensión. Así mismo se presentan aproximadamente 11 clientes por cada transformador de distribución y 6 clientes por kilómetro cuadrado de zona de influencia.

Con relación a las mediciones de la calidad de servicio, en lo que dice relación con la calidad de producto se consideró 40 muestras a nivel de transformador de distribución, para la continuidad de servicio no fueron considerados equipos y se supone que la medición de continuidad se sigue realizando con la metodología actual apoyada en el sistema de telemedida.

Un comentario final al presente informe, dice relación con el hecho de que, aparentemente, en la empresa elegida como referencia para el Área Típica 5 los flujos de terceros no fueron tomados en cuenta al momento de la clasificación de las empresas en áreas típicas y por ende habrían influido en la elección de la empresa de referencia. Si esto fuera así, el VAD del Área 5 estaría sesgado y su aplicación tendría efectos perjudiciales para las demás empresas clasificadas en esta área. Si no se considera el flujo de potencia de Energía Verde en el alimentador Constitución, la demanda máxima coincidente del sistema de distribución de Luz-Linares en el año 2003 bajaría en cerca de 2.300. Por otra parte, tanto el VNR, como los costos de operación y mantenimiento y las pérdidas de potencia y energía se reducirían levemente. Habiendo realizado una simulación sin haber considerado al cliente Energía Verde se estima que las inversiones se reducirían en cerca de 63 millones de pesos, las pérdidas se afectarían marginalmente y el VAD crecería en aproximadamente un 17%. A continuación se presenta un resumen de la simulación de los valores agregados de distribución al eliminar las potencias demandadas por Energía Verde.

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION (\$/kW/Año)			
	VADAT	VADBT	VADSD
Con E. Verde	67,151	158,692	130,217
Sin E. Verde	78,648	158,152	152,168
Diferencia (%)	17.1%	-0.3%	16.9%

Debido a la importancia de lo señalado, recomendamos hacer una revisión de la información utilizada en la selección de la empresa de referencia del Área Típica 5 y, si se confirma lo expuesto, incluir en el proceso en curso las correcciones que corresponda para no perjudicar a las empresas de esta Área Típica.



Linares, 24 de septiembre de 2004
LI-1350/2004

Señor
Luis Sánchez Castellón
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía
Teatinos 120
Santiago

REF.: Observaciones formuladas a estudio de VAD del Área 5.

De nuestra consideración:

En respuesta a lo solicitado en su carta de fecha 23 de septiembre de 2004, en la que se formula un conjunto de observaciones al estudio de valores agregados que hemos presentado para el Área 5, informamos a usted que existe conformidad de las empresas contratantes de este estudio respecto de las correcciones efectuadas.

Adjuntamos anexo con informe de detalle.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

Héctor Bustos C.
Gerente General
LuzLinares S.A.

3586/20

27 SEP 2004

10:47

Estudio de Costos de los
Componentes del VAD 2004 – 2008,
Revisión 1
Área Típica 5

Empresa de Referencia: LuzLinares S.A.

SET ENERGY S.A.

24 septiembre 2004

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo	4
2.1 Costos de Atención a Clientes	4
2.2 Costos de Operación y Mantenimiento	4
2.3 Efectos de los ajustes efectuados	4
3. Ajuste de las Instalaciones de la Empresa Modelo	5
4. Resultados de los ajustes efectuados	7
4.1 Cargos resultantes	7

1. INTRODUCCIÓN

Se nos ha solicitado, de parte de las empresas contratantes, la elaboración de una revisión del cálculo de costos componentes 2004-2008, en base a las observaciones realizadas a por la Comisión Nacional de Energía, al "Estudio de las Componentes del Costo del Valor Agregado de Distribución, correspondiente al Área Típica 5".

Dado lo antes expuesto hemos efectuado los ajustes necesarios en el Estudio de Cálculo de Componentes del VAD con la finalidad de considerar, de mejor forma la realidad de la empresa de referencia. No es merito de este escenario alternativo el calificar las políticas y prácticas de las actuales empresas de referencia.

Los ajustes se efectuaron fundamentalmente a los costos de explotación y en menor medida a los costos de inversión.

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 relacionados con clientes (CEXAC) como en los costos relacionados con la operación y mantención del sistema eléctrico (COyM).

En ambos casos se revisaron costos unitarios de contratistas y servicios de terceros, así como cantidades de ellos y la dotación del personal propio.

2.1 COSTOS DE ATENCIÓN A CLIENTES

En lo referente a los costos de Atención a Clientes se efectuaron ajustes en los servicios de terceros (cajeros y atención clientes), en el costo de los sistemas informáticos, los costos de contratistas de lectura y un ajuste indirecto a través de la disminución de la dotación del personal de la empresa modelo.

La reducción de costos en este ítem asciende a M\$ 81.787 por año.

2.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En lo referente a los costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de distribución los ajustes fueron efectuados en el mantenimiento de las redes y equipos de alta y baja tensión, en la frecuencia de los operativos antihurto o fraude de energía, en las mediciones de calidad de servicio, en las primas de seguros de las instalaciones, en los honorarios del directorio, patentes municipales, servicios prestados por terceros, contratistas, en la cantidad y kilometraje recorrido por vehículos, en el costo de los sistemas informáticos y un ajuste indirecto a través de la disminución de la dotación del personal de la empresa modelo incluyendo todas aquellas partidas de gasto que se encuentran asociadas al personal.

La reducción de costos por los conceptos mencionados asciende a M\$ 311.511 por año.

2.3 EFECTOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS

Como resultado de todos los ajustes efectuados sobre la Empresa Modelo del área típica 5, se produjeron los siguientes efectos sobre los resultados de los Costos de Explotación:

Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo

		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Total Empleados	Nº	45	37
Costo Total de Personal VAD	M\$	475.650	395.995
Costo Total de Explotación	M\$	792.601	449.473
Costo Total de Explotación VAD	M\$	723.367	409.725
Costos de Atención de Clientes	M\$	285.811	204.024
CEXAV	M\$	191.534	138.900
CEXME	M\$	42.213	32.400
CEXMD	M\$	693	158
CEXMH	M\$	3.290	775
CEXFC	M\$	48.081	31.791
Costos de Operación y Mantención	M\$	913.206	601.695
COYMAT	M\$	441.598	302.519
COYMBT	M\$	471.607	299.176

Lo anterior implica una reducción total de los Costos de Explotación a transferir al VAD del 32,8%, siendo la reducción de los Costos de Explotación de Atención de Clientes del 28,6% y la de los Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de 34,1%.

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 los recargos de flete a bodega, bodegaje, flete a obra, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios. También se ajustaron los servidumbres y derechos y los precios de conductores y postes.

No se realizó ajustes físicos a las instalaciones, por lo que la esencia del modelamiento y flujos de carga eléctricos se mantuvo.

Donde si hubo efectos en cantidades fue en los sistemas de telecomando y teledirigida, estos fueron reducidos en un 50%, además de los bienes muebles.

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

VNR por tipo de instalación	Unidad	Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Red AT y Equipos	MM\$	5.859,4	4.825,4
SED AT/BT	MM\$	2.068,3	1.670,1
Red BT	MM\$	3.339,6	2.749,8
Bienes Muebles e Inmueble	MM\$	151,5	107,1
Bienes Intangibles	MM\$	228,4	187,0
Capital Explotación	MM\$	235,4	235,4
TOTAL	MM\$	11.882,5	9.774,8

Esto implica que el ajuste produjo una reducción del 17,7% en el VNR de la Empresa de Modelo.

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

Ajuste de las Instalaciones de la Empresa Modelo

VNR para cálculo de VAD	Unidad	Estudio Presentado	Estudio Ajustado
VNR AT	MM\$	6.024,1	4.982,3
VNR BT	MM\$	5.538,2	4.552,9
Bienes Muebles e Inm. AT	MM\$	144,1	107,8
Bienes Muebles e Inm. BT	MM\$	176,1	131,8
TOTAL	MM\$	11.882,5	9.774,8

Según puede observarse los impactos son similares entre el VNR de alta y baja tensión, un 17,5% en alta tensión y un 18,0% en baja tensión respecto de los valores presentados en el Estudio.

4. RESULTADOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS

El resultado de los ajustes efectuados a los Costos de Explotación y el VNR de la Empresa Modelo, se registra una reducción del ingreso teórico global de la misma calculado como la anualidad del VNR total (a x VNR) más los costos totales de explotación de la misma (COyM), la que se muestra en el siguiente cuadro:

	Unidad	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Diferencia
a x VNR	MM\$	1.260,5	1.036,9	223,6
Comí	MM\$	913,2	601,7	311,5
a x VNR + COyM	MM\$	2.173,7	1.638,6	535,1

Como se observa los ajustes efectuados producen una reducción sobre el ingreso total teórico de la Empresa Modelo del 24,6%, respecto al Estudio presentado.

4.1 CARGOS RESULTANTES

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

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

Cargo	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Unidad
CFE	16.442,68	11.850,11	\$ / cliente-año
CFD	34.958,68	14.730,35	\$ / cliente-año
CFH	37.628,34	15.516,60	\$ / cliente-año

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

Resultados de los ajustes efectuados

	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Unidad
VADAT	68.200,66	52.428,86	\$ / kW-año
VADBT	161.438,58	119.287,02	\$ / kW-año
VADSD	131.635,15	99.236,97	\$ / kW-año