

Sebastián Bernstein
Consultor

**SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
Y COMBUSTIBLES**

**ANÁLISIS DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN
DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ELECTRICIDAD**

INFORME FINAL

27 – NOVIEMBRE – 2002

TABLA DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	METODOLOGÍA GENERAL DE TRABAJO	4
3.	CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	5
3.1.	FORMATO DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA.....	5
3.2.	SELECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	7
3.2.1.	<i>Las Empresas</i>	7
3.2.2.	<i>Costos</i>	8
3.2.3.	<i>Potencia y Energía</i>	10
3.2.4.	<i>Longitud de Líneas</i>	10
3.2.5.	<i>Clientes</i>	12
3.2.6.	<i>VNR 2000 e Ingresos 2001</i>	13
3.2.7.	<i>Tabla 10. Resumen de Valores para los Modelos Económicos</i>	15
4.	COMPARACIÓN DE LAS EMPRESAS CHILENAS ENTRE SÍ	16
4.1.	CONSTRUCCIÓN DE MODELOS ECONÓMICOS	16
4.2.	MODELOS A EVALUAR	16
4.2.1.	<i>La interpretación física de los β_i</i>	17
	• <i>Modelos lineales</i>	17
	• <i>Modelos logarítmicos</i>	17
4.3.	MULTICOLINEALIDAD.....	17
4.4.	MODELOS LINEALES	18
4.5.	MODELOS LOGARÍTMICOS.....	23
4.6.	BÚSQUEDA DE SUBCONJUNTOS	35
4.7.	CONCLUSIONES.....	39
5.	COMPARACIÓN CON DISTRIBUIDORAS DE OTROS PAÍSES	41
5.1.	CORRECCIÓN DE COSTOS POR PGB.....	41
5.2.	COMPARACIÓN CON COLOMBIA.....	42
5.3.	COMPARACIÓN CON EL SALVADOR	48
5.4.	COMPARACIÓN CON PERÚ.....	51
5.5.	COMPARACIÓN CON URUGUAY.....	55
6.	REVISIÓN DEL MARGEN SOBRE VNR	58
7.	RECOMENDACIÓN DE COSTOS.....	62
7.1.	CRITERIO ESTADÍSTICO	62
7.2.	CRITERIO COMPARATIVO CON EL EXTERIOR.....	62
7.3.	CRITERIOS CONTABLES DE REASIGNACIÓN DE COSTOS	62
7.4.	RECOMENDACIÓN DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO DE COSTOS	62
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.....	66

ANÁLISIS DE COSTOS DE EXPLOTACION DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD

1. INTRODUCCIÓN

El presente estudio, solicitado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles – SEC–, tiene por objeto desarrollar un análisis crítico de los costos de explotación declarados para el año 2001 por las empresas distribuidoras de electricidad que operan en Chile. Este análisis se ha efectuado en el marco de las disposiciones del DFL-1(M)/82 – Ley General de Electricidad–, con miras a descartar aquella parte de los costos que parezca excesiva y verificar posteriormente si la rentabilidad de la industria durante el año 2001 se ubica dentro de los límites establecidos por la ley.

Los costos de explotación analizados son los referidos a la actividad propia de distribución eléctrica, entendiéndose por tales, los de operación y mantenimiento de redes, atención comercial de clientes y administración y dirección general de la empresa, con exclusión de los costos de adquisición de potencia y energía, y de pago de peajes. Se excluyen asimismo costos tales como depreciaciones, gastos financieros y amortizaciones de créditos, impuestos, contribuciones, y otros señalados explícitamente en la ley. Al costo de explotación, así determinado, se denominará costo de operación y mantenimiento, y se abreviará como COyM.

Es importante destacar que el análisis efectuado no tiene por objeto definir el COyM de una empresa distribuidora eficiente chilena –lo cual es resorte de los estudios de VAD que se realizan cada 4 años–, sino sólo detectar si los costos declarados por alguna empresa presentan singularidades que permitan, con un alto grado de certeza, recomendar la exclusión de una parte de ellos, con miras al chequeo anual de rentabilidad de la industria, que debe efectuar SEC.

El análisis crítico del COyM de cada empresa distribuidora se ha efectuado en dos etapas. En la primera, se ha buscado determinar funciones econométricas que relacionen los costos de explotación de 35 distribuidoras, con variables explicativas tales como número de clientes, demanda de potencia o energía y kilómetros de red. Estos modelos permiten comparar la eficiencia relativa de las empresas entre sí y aceptar o rechazar la hipótesis de que alguna distribuidora se encuentra dentro o fuera de un rango definido como aceptable para el conjunto de ellas. En una segunda etapa, se comparó las empresas chilenas con algunas distribuidoras de países de América Latina que han reformado su industria eléctrica, con el fin de verificar en qué posición relativa se encuentran, y determinar si los COyM de las distribuidoras resultan aceptables.

El estudio se desarrolla en 8 capítulos y se complementa con 3 Anexos

El Capítulo 1 corresponde a la presente Introducción.

El Capítulo 2 presenta la metodología general usada para el desarrollo del estudio.

El Capítulo 3 define las variables que se utilizarán en los modelos econométricos, indicando los análisis de consistencia que se hicieron a las cifras.

El Capítulo 4 desarrolla la metodología para establecer las variables explicativas del COyM y seleccionar los mejores modelos econométricos, en la búsqueda de un patrón de costos representativo del conjunto de distribuidoras, estableciendo una primera apreciación sobre la situación relativa de las distintas empresas, en cuanto a su ubicación por sobre o por debajo de la tendencia media de costos de la industria..

El Capítulo 5 compara los costos observados en Chile con los de algunos países del Continente, en los que se pudo recoger información similar –debido a los paralelismos de los esquemas regulatorios–, permitiendo así disponer de un elemento adicional de juicio a la hora de definir el nivel de la aceptabilidad de costos de las distribuidoras chilenas. Los países usados para esta comparación son Colombia, El Salvador, Perú y Uruguay, en los cuales se contó con estudios recientes o en ejecución sobre la materia.

El Capítulo 6 hace una observación comparativa de la posición de las empresas respecto del patrón medio de costos de la industria, cuando se las ordena por un índice de rentabilidad, calculado como margen sobre VNR.

El Capítulo 7 presenta la recomendación del consultor con respecto al monto de costos que deberían ser rechazados.

El Capítulo 8 expone las conclusiones y recomendaciones finales del Consultor.

El informe incluye 3 anexos, que complementan la información del cuerpo principal.

El Anexo 1 muestra la metodología y resultados de una propuesta de agrupación de empresas por indicadores de densidad.

El Anexo 2 contiene las fuentes desde donde se tomaron los datos con que se hizo la comparación internacional con Colombia, El Salvador, Perú y Uruguay.

El Anexo 3 incluye un alcance al uso de metodologías exclusivamente contables para establecer los niveles aceptables de costo de las empresas.

En la realización del presente trabajo, el Consultor contó con la colaboración permanente del Ingeniero Mauricio Villarreal. Asimismo, y con el fin de fortalecer los análisis estadísticos de los datos, el Consultor contó con el apoyo puntual del Profesor de Teoría Econométrica del Instituto de Economía de la Universidad Católica, Sr. Juan Eduardo Coeymans.

El Consultor dispuso de 2 meses de trabajo para ejecutar el estudio, pero la espera en la confirmación de los km de red implicó un retraso en su desarrollo.

Todos los datos fueron trabajados por medio de planillas Excel, y se complementó los análisis estadísticos con el programa e-Views.

El Consultor entregó un Informe Preliminar el 5-nov-2002. El 13-nov-2003, el Consultor asistió a una reunión de trabajo en la SEC, en la cual expuso las características su metodología y los resultados alcanzados. Además, presentó su opinión respecto del uso de otras metodologías alternativas y la validez para establecer conclusiones objetivas, jurídicamente procedentes y económicamente sustentables.

Las diferencias de resultados entre el Informe Preliminar y el presente Informe Final, se deben a la incorporación de nueva información de costos proporcionada por las empresas del Grupo EMEL.

2. METODOLOGÍA GENERAL DE TRABAJO

Dado que el objetivo del estudio es determinar la presencia de costos en las empresas chilenas, que puedan exceder límites que sean considerados más allá de lo aceptable, se propone seguir una metodología estadística, que establezca las relaciones objetivas y confiables entre el costo de explotación y las características de operación de las empresas distribuidoras. Esto implica la construcción de modelos econométricos que busquen establecer un patrón de costos en función de determinadas propiedades de las empresas. La determinación de un patrón de costos, implica crear una línea de tendencia y un límite de alejamiento máximo aceptable de dicha línea.

La construcción de un modelo econométrico requiere contar con una base de datos confiable. Para ello es necesario que exista consistencia y uniformidad de criterio en el registro de los datos. La primera parte del estudio se abocó a formar una base de datos que tuviera esta característica. Los puntos más difíciles de resolver fueron la determinación de los km de red y el número de clientes por empresa, lo que requirió de la confirmación de las cifras por parte de las mismas distribuidoras, bajo criterios predeterminados.

Una vez establecida la base de datos, se procedió a construir modelos econométricos que relacionaran el costo de explotación con las características físicas y comerciales de la empresa. En la búsqueda de estas relaciones se siguió dos rutas de análisis. Una, la determinación de un modelo general que contemplara todas las empresas. Otra, la separación de las empresas en subgrupos, de acuerdo a alguna característica de densidad de distribución, pero donde se pudiera obtener un modelo econométrico por subgrupo, que fuese mejor que el modelo general, en cuanto a lograr una menor dispersión de errores o que se ajustara mejor a los datos observados del subgrupo.

En la construcción de un modelo general se procedió a testear las observaciones más alejadas del costo esperado, y se determinó la necesidad de depurar la muestra, es decir, de retirar aquellas observaciones que hacen presumir que el modelo general no las puede representar adecuadamente. El modelo depurado tiene la particularidad de resolver, de manera estadísticamente confiable, la falta de información complementaria que hubiese explicado por qué determinadas empresas se alejan de un patrón de costos general de la industria, más allá de lo que los modelos razonablemente pueden explicar.

Una vez establecidos los modelos econométricos, se comparó a las empresas chilenas con sus similares de otros países latinoamericanos. La comparación se hizo bajo dos supuestos diferentes. Uno, sobre los costos de explotación de las empresas extranjeras, sin introducir corrección alguna. El otro, sobre los costos corregidos de las empresas extranjeras, utilizando un factor de ajuste basado en la diferencia de PGBs per cápita, para reflejar los distintos contextos macroeconómicos en que se desenvuelven las empresas.

Teniendo en cuenta los modelos econométricos y la comparación con las empresas internacionales, el Consultor entrega una proposición para los límites de aceptación de costos para el chequeo de rentabilidad de las empresas distribuidoras chilenas, e indica qué grandes partidas de costos son las que posiblemente están explicando los excesos.

3. CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS

La experiencia internacional referida a la fijación de valores agregados de distribución, comúnmente clasifica a las empresas distribuidoras en función de sus características físicas y comerciales, establecidas por medio de indicadores de tamaño y densidad de distribución, por lo que se debe recolectar los datos necesarios para construir estos indicadores, y realizar cruces de información que permitan verificar la consistencia de los números.

Para analizar los costos de distribución en el caso chileno, se procesaron los siguientes datos por empresa:

- Costo de Operación y Mantenimiento (COyM)
- Potencia
- Energía
- N° de clientes
- Longitud de las redes de distribución

Además, se consignaron algunos valores monetarios de los sistemas de distribución:

- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
- Ingresos por venta

En términos generales, se trabajó con la función de costo total de explotación, sin desagregarla en sus actividades principales de Distribución AT, Distribución BT, Atención de clientes, y Otros costos, dado que lo más importante era pronunciarse sobre el total de costos. Además, se tuvo presente que pueden existir transferencias entre las componentes desagregadas, ya que cada empresa definió sus propios criterios de clasificación de gastos directos e indirectos y su asignación por actividad. La desagregación y el análisis de estas componentes se reservó para el caso que fuera necesario emitir un juicio crítico respecto de las empresas que pudieran calificarse con costos totales de explotación no aceptables.

3.1. Formato de la Información Recibida

Toda la información usada para establecer las correlaciones de costos entre las empresas chilenas fue proporcionada por SEC en medio magnético. La información de costos contenida en las planillas Excel, fue ingresada por las propias empresas, de acuerdo al formato preestablecido por SEC. Se recibió los costos desagregados en forma mensual y una planilla anual. Además se contó con información complementaria de los Valores Nuevos de Reemplazo del año 2000 (VNR 2000) y los km de red en tensión AT (de distribución), y de BT.

La siguiente tabla detalla los datos principales referidos a las empresas chilenas, con los que se dispuso para realizar el estudio.

Tabla 1. Costos de Operación y Mantenimiento (COyM)

<i>Dato</i>	<i>Nivel de desagregación</i>
Por actividad	<ul style="list-style-type: none"> • Distribución AT: para líneas aéreas y subterráneas • Distribución BT: para líneas aéreas y subterráneas, para subestaciones de distribución aéreas y subterráneas. • Atención de clientes: para clientes AT, BT y otros servicios. • Otros: arriendo, colocación, retiro y mantención de medidores AT y BT.
Por naturaleza	<ul style="list-style-type: none"> • Remuneraciones (personal propio). • Servicios prestados por empresas relacionadas. • Servicios prestados por empresas no relacionadas. • Otros gastos.
Por asignación	<ul style="list-style-type: none"> • Gastos directos e indirectos. • Para chequeo de rentabilidad y fuera de chequeo de rentabilidad.

Tabla 2. Características de las redes

<i>Dato</i>	<i>Nivel de desagregación</i>
Demanda máxima de Potencia (kW)	<ul style="list-style-type: none"> • Por nivel de tensión: AT y BT. • En punta y fuera de punta. • Ingresada y retirada de los sistemas de distribución • Comprada y vendida. • Para las tarifas con cargo por potencia por tipo de tarifa (reguladas y libres).
Energía (kWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Por nivel de tensión: AT y BT. • Total y peajes. • Ingresada y retirada de los sistemas de distribución • Comprada y vendida. • Por tipo de tarifa (reguladas y libres)
Número de clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Por tipo de tarifa (BT, AT, clientes regulados y clientes libres)
Longitud de líneas	<ul style="list-style-type: none"> • Por nivel de tensión: AT y BT • Por tendido aéreo y subterráneo. • Por uso exclusivo de un nivel de tensión y mixto AT/BT.
VNR	<ul style="list-style-type: none"> • No desagregado

3.2. Selección y Validación de la Información

3.2.1. Las Empresas

El número de empresas, de las cuales se tenían antecedentes completos fue de 35. La lista se presenta a continuación (Id = N° de identificación de SEC).

Tabla 3. Lista de empresas a considerar en el análisis de costo

Id	Empresa	Nombre completo	Región de distribución
1	Emelari	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	I
2	Eliqsa	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	I
3	Elecda	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	II
4	Emelat	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	III
5	Emec	Empresa Eléctrica EMEC S.A.	IV y V
6	Chilquinta	Chilquinta Energía S.A.	V
7	Conafe	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	V y VII
8	Emelca	Empresa Eléctrica de Casa Blanca S.A.	V
9	Litoral	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	V
10	Chilectra	Chilectra S.A.	RM
11	Río Maipo	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	RM
12	EEC	Empresa Eléctrica de Colina S.A.	RM
13	Til Til	Empresa Eléctrica Municipal de Til Til	RM
14	EEPA	Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	RM
15	Luz Andes	Luz Andes Ltda.	RM
16	SEP	Sociedad Eléctrica Pirque S.A.	RM
17	Emelectric	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	RM, VI y VII
18	CGE	Compañía General de Electricidad S.A.	RM, VI, VII, VIII y IX
21	Coopelan	Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	VIII
22	Frontel	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	VIII y IX
23	Saesa	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	IX y X
24	Edelaysen	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	XI
25	Edelmag	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	XII
26	Codiner	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica S.A.	VIII y IX
27	Elecoop	Cooperativa Eléctrica Limarí Ltda.	IV
28	Edecsa	Energía de Casa Blanca S.A.	V
29	CEC	Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.	VII
30	Emetal	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	VII
31	Luzlinares	Luzlinares S.A.	VII
32	Luzparral	Distribuidora Parral S.A.	VII
33	Copelec	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	VIII

Id	Empresa	Nombre completo	Región de distribución
34	Coelcha	Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.	VIII
35	Socoepa	Cooperativa Eléctrica Paillaco	X
36	Cooprel	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	X
39	Creo	Compañía Eléctrica de Osorno S.A.	X

Tabla 4. Empresas dejadas fuera de estudio

Id	Empresa	Nombre completo	Región de distribución
19	Emelpar	Empresa Eléctrica de Parinacota S.A.	I

3.2.2. Costos

Los costos a considerar en el análisis, son sólo aquellos consignados para el chequeo de rentabilidad, que se encuentran desagregados por actividad en Distribución AT, Distribución BT, Atención Clientes y Otros. A la suma de estas cuatro partidas se le ha denominado Costo de Operación y Mantenimiento, y se ha abreviado como COyM.

No se ha considerado el costo de compra de electricidad ni el costo de peajes. Sólo 2 empresas consignaron costos de peajes en la parte concerniente al chequeo de rentabilidad (Codiner y Cooprel), montos que fueron excluidos de sus respectivos COyM.

Tabla 5. Costos de Operación y Mantenimiento por empresa y actividad, año 2001
(valores expresados en Millones de \$ de dic-2001)

	Actividad	Distribución AT	Distribución BT	Atención Clientes	Otros costos	COyM Total
Id	Empresa	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
1	Emelari	783	533	878	211	2.406
2	Eliqsa	1.108	1.087	886	439	3.520
3	Elecda	1.516	1.097	2.027	643	5.283
4	Emelat	959	899	1.234	347	3.440
5	Emec	1.338	1.355	1.884	719	5.296
6	Chilquinta	4.320	3.052	5.604	3.030	16.006
7	Conafe	1.593	1.024	1.150	533	4.300
8	Emelca	14	34	29	58	134
9	Litoral	249	104	658	169	1.180
10	Chilectra	15.277	9.765	6.686	10.398	42.125
11	Río Maipo	1.554	1.228	2.265	1.813	6.861
12	EEC	118	49	51	50	268
13	Til-Til	94	22	24	50	189

	Actividad	Distribución AT	Distribución BT	Atención Clientes	Otros costos	COyM Total
Id	Empresa	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
14	EEPA	821	369	142	108	1.440
15	Luz Andes	22	11	43	4	80
16	SEP	46	49	117	42	254
17	Emelectric	1.914	2.477	2.930	1.054	8.375
18	CGE	4.386	2.491	5.337	5.051	17.265
21	Coopelan	355	245	14	51	664
22	Frontel	1.588	1.246	1.484	741	5.059
23	Saesa	1.960	1.606	2.034	827	6.428
24	Edelaysen	77	63	131	63	335
25	Edelmag	374	194	462	179	1.209
26	Codiner	384	198	13	13	607
27	Elecoop	53	22	121	138	333
28	Edecsa	86	137	103	43	369
29	CEC	164	268	5	5	441
30	Emetal	177	202	189	68	636
31	Luzlinares	260	165	185	55	665
32	Luzparral	147	134	185	113	579
33	Copelec	528	397	32	124	1.081
34	Coelcha	81	152	18	30	281
35	Socoepa	312	52	13	1	378
36	Cooprel	40	97	15	26	178
39	Creo	89	209	79	18	395
	Total país	42.786	31.034	37.028	27.211	138.059

Nota: Las diferencias en las sumas se deben a redondeos.

Debido a que el Grupo EMEL modificó sus cifras de costo con posterioridad a la entrega del Informe Preliminar, la tabla siguiente registra las diferencias de COyM que se tuvieron entre ambas versiones.

Tabla 6. Cambios en el COyM de las empresas del Grupo EMEL

Id	1	2	3	4	17	Subtotal		
Empresa	Emelari	Eliqsa	Elecda	Emelat	Emelectric	Grupo EMEL	Resto empresas	Total
Informe	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
Preliminar	2.575	3.520	7.123	3.594	8.561	25.374	115.035	140.409
Final	2.406	3.520	5.283	3.440	8.375	23.024	115.035	138.059
Diferencia	-170	0	-1.840	-154	-186	-2.350	0	-2.350

3.2.3. Potencia y Energía

Para los análisis, se tomó la potencia y energía inyectada en los sistemas que distribución y consignadas en el Nivel 3, que corresponde a la electricidad ingresada al sistema de distribución AT de la entidad distribuidora. Esta es la electricidad disponible inmediatamente a la salida de las S/E primarias que alimentan los sistemas de distribución AT.

Del archivo anual de cada empresa se tomó la energía, porque correspondía a la suma de los valores consignados en los archivos mensuales. Para la potencia, fue necesario obtener el dato del mayor valor registrado en el Nivel 3 de los archivos mensuales, en la línea de demanda máxima de potencia integrada en períodos de 15 minutos. Este valor representa la demanda máxima de potencia en cualquier condición (en punta o fuera de punta), medida a la entrada de los sistemas de distribución.

Se hizo un chequeo de consistencia con otros valores de potencia y energía establecidos en otros lugares de los archivos de datos, como son los de Electricidad Ingresada y las unidades físicas de ventas en los archivos de Ingresos (hoja FIS), y las compras de energía en los archivos de costos de explotación. En los casos que faltaba información en el Nivel 3, o ésta no tenía consistencia con el resto de la información de la propia empresa, se tomó los valores del Nivel 1, que corresponde a la electricidad ingresada a la entidad distribuidora. Esto ocurrió sólo en 4 empresas pequeñas: CEC, Copelec, Coelcha y Socoepa. En el caso de Elecda se tomó la electricidad retirada de los archivos de ingresos. En el caso de Cooprel se tomó la electricidad ingresada en el Nivel 4 en los archivos de costos de explotación, debido a la falta de consistencia en los otros 3 niveles.

3.2.4. Longitud de Líneas

La longitud de las redes de distribución AT y BT corresponde a la distancia que recorre el sistema de soporte o postación de múltiples conductores o cables eléctricos. Los datos fueron entregados por las empresas distribuidoras, de acuerdo a la plantilla conjuntamente definida por el Consultor y SEC, en función de las tensiones soportantes de cada postación, de acuerdo al siguiente formato:

- Líneas aéreas para distribución AT exclusiva
- Líneas aéreas para distribución BT exclusiva
- Líneas aéreas para distribución mixta AT/BT
- Líneas subterráneas para distribución AT exclusiva
- Líneas subterráneas para distribución BT exclusiva
- Líneas subterráneas para distribución mixta AT/BT

La suma de los 6 ítems anteriores corresponde al total de líneas de cada distribuidora. Para el caso de las líneas subterráneas mixtas, solo 4 empresas informaron esta modalidad, pudiendo haber algunos pocos km. de red de líneas subterráneas mixtas en alguna otra distribuidora. Sin embargo, esta eventual omisión sería poco significativa, dado que las

empresas con instalaciones relevantes en este tipo de líneas, sí enviaron la información solicitada (Chilectra y Chilquinta).

Tabla 7. Longitudes de las redes de distribución al 31-dic-2001

Id	Empresa	AT aérea exclusiva	BT aérea exclusiva	AT/BT aérea mixta	AT subterr. exclusiva	BT subterr. exclusiva	AT/BT subterr. mixta	Longitud total de redes
Nº	Nombre	Km	Km	Km	Km	Km	Km	Km
1	Emelari	125	387	271	9	1	0	794
2	Eliqsa	321	426	122	1	9	0	879
3	Elecda	264	677	199	2	8	0	1.149
4	Emelat	675	571	145	1	10	0	1.402
5	Emec	2.526	1.943	837	14	41	2	5.363
6	Chilquinta	1.103	2.515	1.387	62	102	2	5.171
7	Conafe	586	845	556	34	13	6	2.040
8	Emelca	33	37	60	1	0	0	131
9	Litoral	169	387	78	7	7	0	648
10	Chilectra	1.513	5.610	2.087	563	1.041	14	10.829
11	Río Maipo	757	1.329	672	8	10	0	2.775
12	EEC	50	94	70	0	0	0	214
13	Til Til	23	45	70	0	0	0	138
14	EEPA	28	181	59	0	4	0	272
15	Luz Andes	5	0	0	1	15	0	22
16	SEP	76	47	56	0	3	0	181
17	Emelectric	5.002	2.547	1.665	0	0	0	9.214
18	CGE	3.390	5.882	2.344	33	10	0	11.658
21	Coopelan	1.345	607	143	0	0	0	2.095
22	Frontel	8.761	7.179	2.930	0	0	0	18.870
23	Saesa	6.087	3.389	1.866	0	0	0	11.342
24	Edelaysen	275	264	77	0	0	0	616
25	Edelmag	129	387	145	0	0	0	661
26	Codiner	2.195	179	127	0	0	0	2.501
27	Elecoop	743	185	61	0	0	0	990
28	Edecsa	383	29	24	0	2	0	438
29	CEC	243	111	240	0	0	0	594
30	Emetal	1.231	398	360	0	0	0	1.989
31	Luzlinares	899	825	476	0	0	0	2.200
32	Luzparral	1.533	690	297	0	0	0	2.519
33	Copelec	577	1.787	3.229	0	0	0	5.593
34	Coelcha	1.524	762	122	0	0	0	2.408
35	Socoepa	811	18	0	0	0	0	830
36	Cooprel	1.944	9	2	0	0	0	1.955

Id	Empresa	AT aérea exclusiva	BT aérea exclusiva	AT/BT aérea mixta	AT subterr. exclusiva	BT subterr. exclusiva	AT/BT subterr. mixta	Longitud total de redes
N°	Nombre	Km	Km	Km	Km	Km	Km	Km
39	Creo	3.122	123	102	0	0	0	3.347
	Total país	48.448	40.465	20.877	736	1.275	24	111.825

Nota: Las diferencias en las sumas se deben a redondeos.

3.2.5. Clientes

Si bien el número de clientes se encontraba registrado en los archivos recibidos, se consideró necesario confirmar la información con las empresas, debido a que se detectó que algunas de ellas informaban los clientes con facturación emitida en el mes y, otras, los clientes con suministro de energía. Por esta razón, se solicitó a las empresas la confirmación del número de clientes vigentes al 31-dic-2001, considerando como clientes, todos aquellos que tuvieran empalme y medidor vigente, independiente de la condición de deuda con la empresa o de corte temporal de suministro.. Los valores confirmados por las empresas se presentan en la tabla siguiente. En ella se ha excluido a los clientes en tensión mayor que AT de distribución.

Tabla 8. Clientes en los sistemas de distribución por empresa

Id	Empresa	Clientes AT	Clientes BT	Total
N°		N°	N°	N°
1	Emelari	324	53.492	53.816
2	Eliqsa	465	59.988	60.453
3	Elecda	322	117.408	117.730
4	Emelat	733	70.054	70.787
5	Emec	2.289	197.794	200.083
6	Chilquinta	2.240	403.242	405.482
7	Conafe	646	138.183	138.829
8	Emelca	9	4.196	4.205
9	Litoral	171	35.044	35.215
10	Chilectra	4.825	1.269.781	1.274.606
11	Río Maipo	2.045	292.132	294.177
12	EEC	55	14.096	14.151
13	Til-Til	21	2.641	2.662
14	EEPA	75	35.108	35.183
15	Luz Andes	12	1.477	1.489
16	SEP	198	3.339	3.537
17	Emelectric	3.061	175.927	178.988
18	CGE	6.030	624.085	630.115
21	Coopelan	92	8.552	8.644
22	Frontel	2.711	216.694	219.405
23	Saesa	3.262	235.537	238.799

Id	Empresa	Clientes AT	Clientes BT	Total
N°		N°	N°	N°
24	Edelaysen	257	19.934	20.191
25	Edelmag	262	45.732	45.994
26	Codiner	600	8.153	8.753
27	Elecoop	643	8.839	9.482
28	Edecsa	102	2.436	2.538
29	CEC	176	5.881	6.057
30	Emetal	225	14.467	14.692
31	Luzlinares	94	15.760	15.854
32	Luzparral	131	12.146	12.277
33	Copelec	64	30.325	30.389
34	Coelcha	564	8.399	8.963
35	Socoepa	38	4.543	4.581
36	Cooprel	19	5.179	5.198
39	Creo	815	11.744	12.559
	TOTAL	33.576	4.152.308	4.185.884

3.2.6. VNR 2000 e Ingresos 2001

Como se explicó anteriormente, en general se evitó usar, como variables explicativas, indicadores monetarios contruidos por las propias empresas o por SEC, tal como el VNR o los márgenes de distribución. No obstante, el VNR, que refleja el valor de reposición de las instalaciones de distribución, puede ser considerado para complementar las conclusiones obtenidas de los modelos econométricos. Por ejemplo, es posible construir un indicador de margen bruto sobre VNR, lo que se explicará más adelante, en el Capítulo 6.

Los Ingresos para el chequeo de rentabilidad se obtuvieron de la hoja INGGLO de los archivos de ingresos, valor que contiene la corrección monetaria para llevar los valores a moneda de dic-2001.

Respecto del VNR, en acuerdo con SEC, se hizo un ajuste a los valores oficiales del año 2000 de las compañías cuyos Valores Nuevos de Reemplazo del año 1999 ó Aumentos y Retiros del año 1999 o anteriores habían sido rechazados, o en los que existía una fundada sospecha de que la información habría sido mal presentada a SEC. El ajuste consistió en considerar un crecimiento vegetativo promedio del VNR de 5% anual, y 2,5% semestral, en los casos con valores rechazados o dudosos. Esto como crecimiento neto, es decir, considerando aumentos y retiros del período. De esta manera se tiene un VNR más ajustado a la realidad de cada empresa. El resultado de este ajuste se muestra a continuación (se ha dejado en rojo los valores ajustados del VNR 2000).

Tabla 9. VNR 2000 e Ingresos 2001

Id	Empresa	VNR 2000 oficial	VNR 2000 ajustado	Ingresos 2001
		Mill.\$ dic-2000	Mill.\$ dic-2000	Mill.\$ dic-2001
1	Emelari	12.408	12.408	9.786
2	Eliqsa	12.334	12.334	14.545
3	Elecda	23.402	23.402	23.564
4	Emelat	18.103	18.103	15.524
5	Emec	50.147	50.147	31.473
6	Chilquinta	79.578	81.515	71.900
7	Conafe	41.451	41.451	27.361
8	Emelca	-281	553	708
9	Litoral	7.408	7.408	4.825
10	Chilectra	300.471	323.382	321.401
11	Río Maipo	36.388	39.163	51.237
12	EEC	1.077	1.328	1.900
13	Til Til	850	892	414
14	EEPA	5.043	5.043	6.333
15	Luz Andes	1.011	1.011	558
16	SEP	2.268	2.268	1.164
17	Emelectric	48.830	48.830	30.546
18	CGE	130.914	130.914	120.879
21	Coopelan	4.337	5.068	1.662
22	Frontel	78.123	78.123	25.863
23	Saesa	73.095	73.095	47.128
24	Edelaysen	5.146	5.146	5.159
25	Edelmag	13.286	13.286	10.309
26	Codiner	9.135	9.351	1.666
27	Elecoop	3.091	3.597	1.607
28	Edecsa	4.082	4.200	1.344
29	CEC	2.978	3.394	1.786
30	Emetal	7.169	7.169	2.450
31	Luzlinares	6.521	8.767	2.661
32	Luzparral	8.292	8.518	1.759
33	Copelec	9.952	11.596	4.505
34	Coelcha	3.804	4.438	1.003
35	Socoepa	3.542	4.237	935
36	Cooprel	2.619	3.183	961
39	Creo	2.275	2.275	3.954
	Total país	1.008.847	1.045.594	848.869
	Emelpar	159	159	Sin información
	Total país	1.009.006	1.045.752	

3.2.7. Tabla 10. Resumen de Valores para los Modelos Econométricos

Id	Empresa	COyM real 2001	VNR 2000 ajustado	Longitud de redes	Clientes Nivel 3	Energía Nivel 3	Potencia Nivel 3
N°	Nombre	Mill.\$	Mill.\$	Km	N°	GWh	MW
1	Emelari	2.406	12.408	794	53.816	192	35
2	Eliqsa	3.520	12.334	879	60.453	308	53
3	Elecda	5.283	23.402	1.149	117.730	528	93
4	Emelat	3.440	18.103	1.402	70.787	379	73
5	Emec	5.296	50.147	5.363	200.083	629	130
6	Chilquinta	16.006	81.515	5.171	405.482	1.541	278
7	Conafe	4.300	41.451	2.040	138.829	631	128
8	Emelca	134	553	131	4.205	10	2
9	Litoral	1.180	7.408	648	35.215	56	23
10	Chilectra	42.125	323.382	10.829	1.274.606	8.219	1.435
11	Río Maipo	6.861	39.163	2.775	294.177	1.326	235
12	EEC	268	1.328	214	14.151	38	7
13	Til Til	189	892	138	2.662	7	2
14	EEPA	1.440	5.043	272	35.183	155	29
15	Luz Andes	80	1.011	22	1.489	5	3
16	SEP	254	2.268	181	3.537	25	5
17	Emelectric	8.375	48.830	9.214	178.988	660	125
18	CGE	17.265	130.914	11.658	630.115	3.074	581
21	Coopelan	664	5.068	2.095	8.644	40	8
22	Frontel	5.059	78.123	18.870	219.405	511	97
23	Saesa	6.428	73.095	11.342	238.799	1.162	197
24	Edelaysen	335	5.146	616	20.191	75	14
25	Edelmag	1.209	13.286	661	45.994	164	32
26	Codiner	607	9.351	2.501	8.753	35	7
27	Elecoop	333	3.597	990	9.482	34	12
28	Edecsa	369	4.200	438	2.538	26	11
29	CEC	441	3.394	594	6.057	55	14
30	Emetal	636	7.169	1.989	14.692	52	10
31	Luzlinares	665	8.767	2.200	15.854	54	15
32	Luzparral	579	8.518	2.519	12.277	32	8
33	Copelec	1.081	11.596	5.593	30.389	82	15
34	Coelcha	281	4.438	2.408	8.963	20	4
35	Socoepa	378	4.237	830	4.581	20	5
36	Cooprel	178	3.183	1.955	5.198	18	5
39	Creo	395	2.275	3.347	12.559	95	20
	Total país	138.059	1.045.594	111.825	4.185.884	20.233	3.711

4. COMPARACIÓN DE LAS EMPRESAS CHILENAS ENTRE SÍ

4.1. Construcción de modelos econométricos

Cada sistema de distribución tiene sus propias variables de Potencia, Energía, Clientes y Longitud de líneas. La experiencia muestra que los COyM pueden expresarse como función de una o más de estas variables. Para buscar estas relaciones se utilizaron modelos econométricos.

Para seleccionar un modelo econométrico que sea satisfactorio, se debe someter cada modelo tentativo a una serie de análisis estadísticos, y elegir aquel que entregue los mejores estadígrafos para el ajuste del COyM en función de las variables explicativas. Una vez determinado el modelo, se puede establecer una línea de tendencia y observar la posición particular de una empresa respecto a dicha línea.

4.2. Modelos a evaluar

Se consideraron dos tipos de modelos para ser evaluados: lineales y logarítmicos. La estructura de la ecuación característica de cada modelo se muestra a continuación.

a) **Modelo Lineal:**
$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n$$

b) **Modelo Logarítmico:**
$$Y = \alpha X_1^{\beta_1} X_2^{\beta_2} \dots X_n^{\beta_n}$$

$$\ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2 + \dots + \beta_n \ln X_n$$

con: $\ln \alpha = \beta_0$

En que:

Y = variable explicada (en nuestro caso COyM)

X_i = Variable explicativa, $i = 1, 2, \dots, n$ (potencia, energía, clientes, km)

Es importante destacar que para la selección de las variables explicativas, no se considera apropiado incluir en una misma ecuación la potencia y la energía, debido a su alta colinealidad ($R^2 = 0,999$). Esto implica que los modelos a considerar podrán tener 1, 2 ó 3 variables globales.

Por simplicidad, se utilizó la siguiente notación para cada una de las variables explicativas.

- P = Potencia (MW)
- E = Energía (GWh)
- Cli = Clientes (N°)
- L = Longitud de líneas (km)

4.2.1. La interpretación física de los β_i

- **Modelos lineales**

La interpretación física de los β_i en los modelos lineales es la siguiente:

β_0 : Se mide en Mill.\$.. Si es positivo, representa un costo fijo promedio para una distribuidora por el sólo hecho de participar en la actividad de distribución, independiente de cualquier variable de tamaño.

β_i : Cada β_i (para $i = 1, 2, \dots, n$), representa el precio sombra o costo unitario promedio de la variable explicativa X_i en la función de costos de la empresa.

- **Modelos logarítmicos**

La interpretación física de los β_i en los modelos logarítmicos es la siguiente:

α : Es un parámetro de escala (en que $\alpha = e^{\beta_0}$)

β_i : Cada β_i (para $i = 1, 2, \dots, n$), representa la elasticidad de la variable explicada con respecto a una variación de la variable explicativa X_i . La suma de los β_i (para $i = 1, 2, \dots, n$), proporciona información de los rendimientos a escala de las variables explicativas. Si la suma es igual a 1, existen rendimientos constantes a escala. Si es mayor que 1, existen deseconomías de escala, y, si es menor que 1, indica la presencia de economías de escala.

4.3. Multicolinealidad

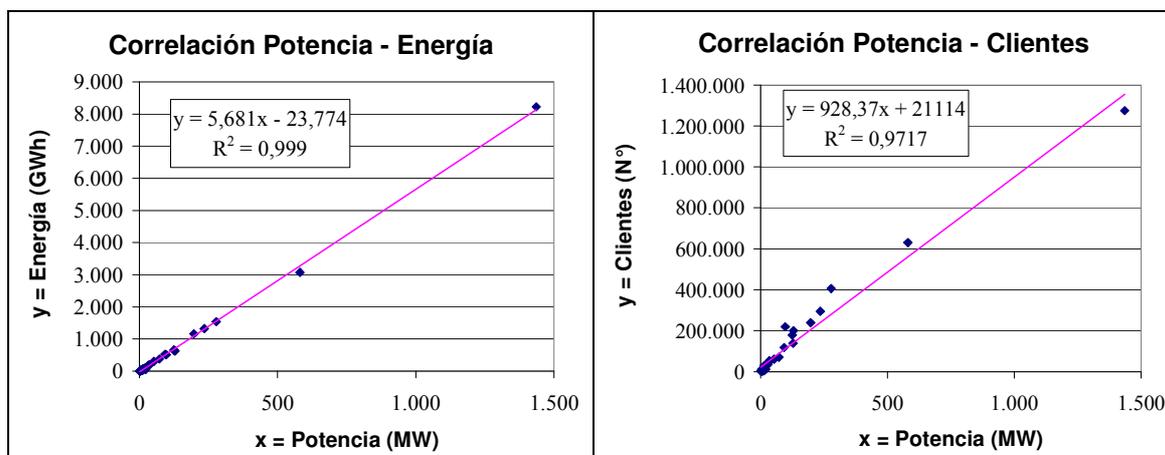
Una de las primeras dificultades que enfrenta el análisis estadístico de los datos, es la presencia de una fuerte correlación entre las variables explicativas del modelo. Esta condición, que se denomina multicolinealidad, se presenta cuando existe al menos un coeficiente de correlación $R^2 > 0,7$ entre dos variables explicativas. A continuación se presenta una tabla con el valor de dicho coeficiente para cada par de variables.

Tabla 11. Coeficientes de correlación (R^2)

Variable	Potencia	Energía	Clientes	Longitud	VNR
Potencia	1,000				
Energía	0,999	1,000			
Clientes	0,972	0,966	1,000		
Longitud	0,269	0,261	0,368	1,000	
VNR	0,961	0,958	0,973	0,427	1,000

El coeficiente R^2 indica el nivel de explicación que tiene una variable respecto de otra. Así por ejemplo, un $R^2 = 0,972$ entre Potencia y Clientes, significa que un 97,2% de la demanda de potencia se explica por el número de clientes y viceversa. Los siguientes gráficos muestran el comportamiento colineal de las variables.

Gráfico 1



La presencia de multicolinealidad entre las variables hace que los modelos econométricos no mejoren sustancialmente cuando se incorpora una variable explicativa adicional, aun cuando sí pueden hacer un aporte marginal que mejore las correlaciones con la variable explicada.

4.4. Modelos lineales

A continuación se presenta los modelos lineales ensayados, con sus principales indicadores estadísticos, que son:

- R^2 corresponde al coeficiente de correlación.
- R^2 ajustado es el valor de R^2 corregido por el número de parámetros de la regresión.
- s es la desviación estándar de la regresión.

Tabla 12. Ordenamiento de los modelos lineales

Variables	R^2	R^2 ajustado	s (Mill.\$)
Cli (Nº), L (km)	0,980	0,979	1.136
Cli (Nº), L (km), E (GWh)	0,980	0,978	1.150
Cli (Nº), L (km); P (MW)	0,980	0,978	1.154
Cli (Nº), E (GWh) con $\beta_0 \neq 0$	0,979	0,978	1.160
Cli (Nº), E (GWh) con $\beta_0 = 0$	0,978	0,977	1.171
Cli (Nº) con $\beta_0 = 0$	0,977	0,977	1.176
Cli (Nº), P (MW)	0,979	0,977	1.179
Cli (Nº) con $\beta_0 \neq 0$	0,978	0,977	1.187
P (MW), L (km)	0,964	0,961	1.531
E (GWh), L (km)	0,963	0,960	1.559

Variables	R ²	R ² ajustado	s (Mill.\$)
P (MW)	0,960	0,959	1.583
E (GWh)	0,958	0,956	1.632
L (km)	0,313	0,291	6.581

Los modelos se ordenaron en la tabla anterior por la desviación estándar de la regresión que, al igual que el R² ajustado, son estadígrafos que permiten establecer qué modelo se ajusta mejor a los datos. Como puede observarse, los modelos lineales que contienen al N° de Clientes son superiores a aquellos que no lo contienen, siendo el mejor, aquel que considera Clientes y km de línea como variables explicativas.

A continuación se mostrará las propiedades de los mejores modelos ajustados, en cuanto a los parámetros de las regresiones (los β_i). Esto es necesario, porque los β_i miden la importancia de cada variable explicativa. De hecho, en la selección de un modelo, es igualmente aceptable partir de un modelo general con todas las variables explicativas posibles e ir descartando aquellas en que $\Pr\{\beta_i = 0\}$ sea muy elevado.

Para efecto de la verificación del nivel de confiabilidad de los β_i , se considerará el siguiente criterio (para la prueba de los β_i con el estadígrafo t de 2 colas):

$\Pr\{\beta_i = 0\} < 20\%$	X_i es importante, conviene mantenerlo en el modelo. En este caso: $1 - \Pr\{\beta_i = 0\} = \Pr\{\beta_i \neq 0\} > 80\%$
$20\% < \Pr\{\beta_i = 0\} < 30\%$	Se debe probar si al retirar X_i empeora o mejora el modelo.
$30\% < \Pr\{\beta_i = 0\}$	Se recomienda retirar X_i del modelo.

Al criterio anterior, se añadirá una consideración de consistencia física: Dado que los β_i representan el precio sombra o el costo unitario de las unidades físicas o comerciales en la función del COyM, sus valores deberán ser positivos. A continuación se analiza los estadígrafos β_i .

Modelo Cli (N°) – L (km)

Ecuación general:	$Y =$	β_0	$+$	$\beta_1 X_1$	$+$	$\beta_2 X_2$
Ecuación determinada:	$\text{COyM}_{\text{estimado}} =$	352,2	$+$	0,0331 Cli	$-$	0,1156 L
Desviación estándar de β_i		241,3		0,0010		0,0574
t		1,46		32,80		-2,01
$\Pr\{\beta_i = 0\}$		15,4%		0,0%		5,3%

Comentario: Si bien el modelo indica que los β_i son significativamente distintos de 0, el β_2 es negativo, lo que significaría que las empresas deberían tender a un ahorro en sus costos por aumentar sus km de red, lo que carece de lógica y, por tanto, no se puede considerar como modelo explicativo.

Modelo Cli (N°) – L (km) – E (GWh)

Ecuación general:	$Y =$	β_0	$+ \beta_1 X_1$	$+ \beta_2 X_2$	$+ \beta_3 X_3$
Ecuación determinada:	$COyM_{estimado} =$	368,9	$+ 0,0306 \text{ Cli}$	$- 0,0972 \text{ L}$	$+ 0,3977 \text{ E}$
Desviación estándar de β_i		274,2	0,0058	0,0711	0,8887
t		1,49	4,98	-1,37	0,45
$Pr\{\beta_i = 0\}$		14,6%	0,0%	18,2%	65,8%

Comentario: El modelo presenta un precio sombra negativo (β_2), y la $Pr\{\beta_3 = 0\}$ indica que se debe sacar la energía como variable explicativa del modelo y, por tanto, se regresa al modelo anterior, que ya fue rechazado. A igual conclusión se llega con el modelo que reemplaza la energía por potencia, por lo que no será presentado.

Modelo Cli (N°) – E (GWh)

Ecuación general:	$Y =$	β_0	$+ \beta_1 X_1$	$+ \beta_2 X_2$
Ecuación determinada:	$COyM_{estimado} =$	273,5	$+ 0,0254 \text{ Cli}$	$+ 1,098 \text{ E}$
Desviación estándar de β_i		240,3	0,0044	0,736
t		1,14	5,71	1,49
$Pr\{\beta_i = 0\}$		26,4%	0,0%	14,6%

Comentario: Este modelo tiene sus precios sombra positivos y un grado de significancia en el límite de lo aceptable para sus parámetros β_i . La función de costos indica, en este caso, un costo de 25.400 \$/cliente-año, y 1,098 \$/kWh ingresado a los sistemas de distribución (ambos valores en moneda de dic-2001), más un costo fijo de operación de \$ 273,5 Millones anuales, independiente del tamaño de la empresa. La eliminación de β_0 no mejora los indicadores de la regresión, tal como se mostró en la tabla anterior.

Modelo Cli (N°)

Ecuación general:	$Y =$	β_0	$+ \beta_1 X_1$
Ecuación determinada:	$COyM_{estimado} =$	130,4	$+ 0,03189 \text{ Cli}$
Desviación estándar de β_i		224,4	0,00092

t	0,58	38,00
Pr{ $\beta_1 = 0$ }	42,8%	0,0%

Comentario: Este modelo tiene una alta significancia para β_1 , pero no así para β_0 , por lo que puede rechazarse que β_0 sea distinto de 0. A continuación se presenta el modelo cuando se exige $\beta_0 = 0$.

Ecuación general: $Y = \beta_0 + \beta_1 X_1$

Ecuación determinada: $COyM_{\text{estimado}} = 0 + 0,03211 \text{ Cli}$

Desviación estándar de β_1 — 0,00074

t — 42,21

Pr{ $\beta_1 = 0$ } — 0,0%

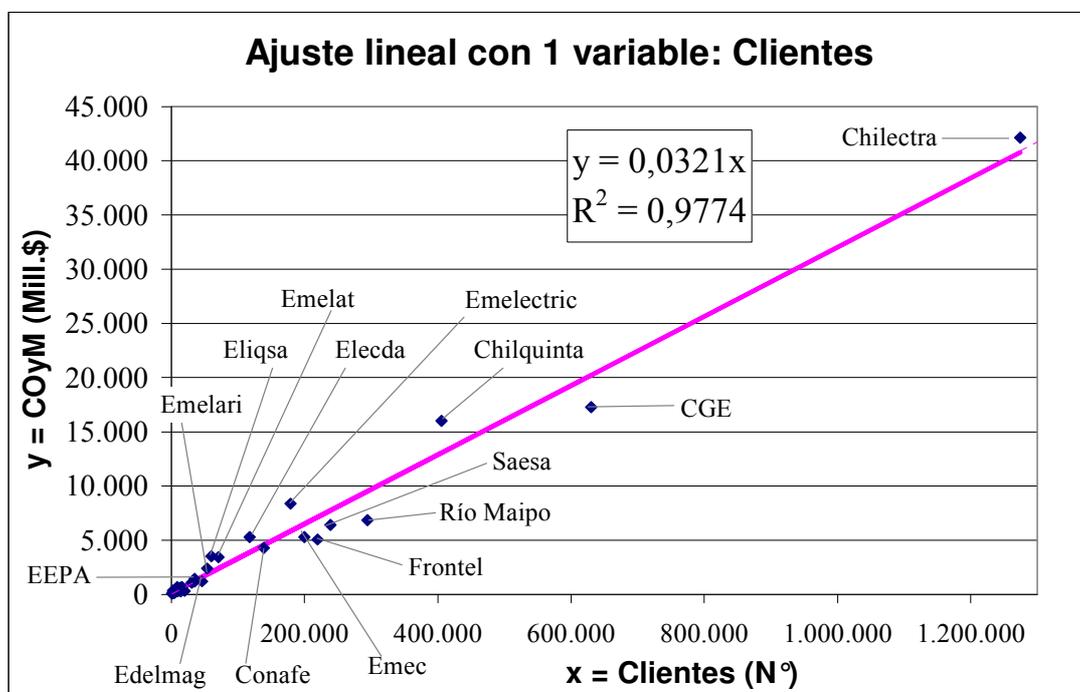
R^2 0,977

R^2 ajustado 0,977

s 1.176 Mill.\$

Comentario: Como se puede observar, este modelo, con $\beta_0 = 0$, disminuye levemente la varianza de la regresión, y es el mejor modelo. El valor de β_1 indica que el costo medio anual de operación y mantenimiento es de 32.110 \$/cliente-año. Este modelo se presenta en el gráfico a continuación.

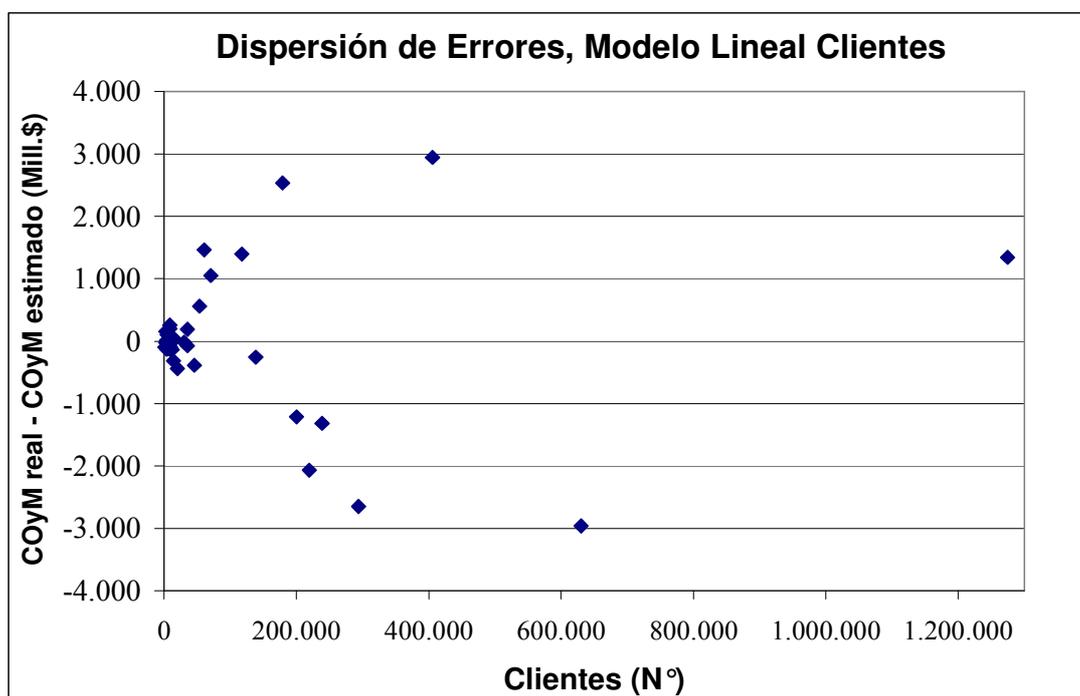
Gráfico 2



Como conclusión del análisis de los modelos lineales, se considerará que el mejor modelo corresponde al que utiliza *clientes* como variable explicativa. El modelo muestra que las empresas que claramente sobrepasan la línea de tendencia son Emelari, Eliqsa, Emelat, Elecda, Emelectric, Chilquinta y Chilectra. Por el contrario, se ubican por debajo de esta línea: Conafe, Emec, Frontel, Río Maipo, Saesa y CGE. Las empresas más pequeñas casi no tienen cabida en la interpretación del gráfico.

Antes de aceptar el modelo lineal como representativo de la industria, se debe observar la dispersión de los errores, respecto del costo estimado, lo que se muestra a continuación.

Gráfico 3



4.5. Modelos logarítmicos

A continuación se presenta los modelos logarítmicos ensayados, con sus principales indicadores estadísticos, que son:

- R^2 corresponde al coeficiente de correlación.
- R^2 ajustado es el valor de R^2 corregido por el número de parámetros de la regresión.
- s es la desviación estándar de la regresión.

Tabla 13. Ordenamiento de los modelos logarítmicos

Variables	R^2	R^2 ajustado	s
P (MW), Cli (N°)	0,954	0,951	0,345
P (MW), Cli (N°), L (km)	0,955	0,950	0,347
E (GWh), Cli (N°)	0,954	0,950	0,348
E (GWh), Cli (N°), L (km)	0,954	0,949	0,352
E (GWh)	0,947	0,945	0,367
E (GWh), L (km)	0,948	0,944	0,368
P (MW), L (km)	0,942	0,938	0,388
P (MW)	0,937	0,935	0,399
Cli (N°)	0,936	0,934	0,403
Cli (N°), L (km)	0,936	0,932	0,407
L (km)	0,506	0,491	1,116

Como puede observarse, el modelo logarítmico que mejor se ajusta a los datos es el que contiene Potencia ó Energía y Clientes. Le siguen muy de cerca los modelos que contienen Potencia ó Energía con Clientes y km de red como variables explicativas. Todos los modelos de una sola variable tienen peores ajustes que los modelos de 2 ó 3 variables que contienen Potencia ó Energía y Clientes, siendo el peor modelo aquel que contiene sólo los km de red. Sin embargo este análisis debe ser cotejado con el resultado de los β_i .

A continuación se mostrará las propiedades de los mejores modelos ajustados, en cuanto a los parámetros de las regresiones (los β_i).

Modelo **P (MW) – Cli (N°)** para el COyM en **Millones de \$**

$$\text{Ecuación general: } \ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2$$

Ecuación determinada:	$\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = 1,081 + 0,477 \ln \mathbf{P} + 0,433 \ln \mathbf{Cli}$
-----------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------

Desviación estándar de β_i	0,885	0,133	0,125
----------------------------------	-------	-------	-------

t	1,22	3,58	3,45
Pr{ $\beta_i = 0$ }	23,1%	0,1%	0,2%

Comentario: La probabilidad de $\beta_i \neq 0$ tiene un grado de significancia aceptable para β_1 y β_2 ($> 99\%$), con una economía de escala de $0,477 + 0,433 = 0,910$. La Pr{ $\beta_0 = 0$ } podría ser considerada muy alta, pero β_0 es sólo una constante de escala, la que se modifica según se trabaje en pesos o dólares, por lo que se recomienda aceptar el modelo. De hecho, cuando se aplica este mismo modelo a los COyM en dólares, la Pr{ $\beta_0 = 0$ }, baja a prácticamente 0,0%, como se ve en el siguiente modelo en dólares.

Modelo P (MW) – Cli (N°) para el COyM en Millones de US\$

Ecuación general: $\ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2$

Ecuación determinada: $\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = -5,425 + 0,477 \ln \mathbf{P} + 0,433 \ln \mathbf{Cli}$

Desviación estándar de β_i	0,885	0,133	0,125
t	-6,13	3,58	3,45
Pr{ $\beta_i = 0$ }	0,0%	0,1%	0,2%

Comentario: Como puede observarse, al cambiar la escala del COyM de Mill.\$ a Mill.US\$, el β_0 se alejó del origen, y tomó una probabilidad prácticamente nula de ser 0, con lo que se confirma que al trabajar con modelos logarítmicos es razonable aceptar valores de β_0 con mayores probabilidades de ser cero y no se comete un error al aceptar el modelo. La economía de escala es la misma que ya se había calculado, es decir, $0,477 + 0,433 = 0,910$.

Modelo P (MW) – Cli (N°) – L (km)

Ecuación general: $\ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2 + \beta_3 \ln X_3$

Ecuación general: $\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = 1,081 + 0,484 \ln \mathbf{P} + 0,397 \ln \mathbf{Cli} + 0,048 \ln \mathbf{L}$

Desviación estándar de β_i	0,889	0,134	0,133	0,058
t	1,22	3,61	2,98	0,83
Pr{ $\beta_i = 0$ }	23,3%	0,1%	0,6%	41,2%

Comentario: La probabilidad de $\beta_3 = 0$ es muy alta, lo que sugiere retirar la variable km de red cuando ya están presentes potencia y clientes, con lo cual se vuelve al modelo ya presentado. A la misma conclusión se llega para el modelo de Energía – Clientes – Longitud.

Modelo E (MW) – Cli (N°) para el COyM en Millones de \$

$$\text{Ecuación general: } \ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2$$

Ecuación determinada:	$\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = 1,108 + 0,526 \ln \mathbf{E} + 0,338 \ln \mathbf{Cli}$
-----------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------

Desviación estándar de β_i	0,909	0,150	0,154
----------------------------------	-------	-------	-------

t	1,22	3,51	2,19
---	------	------	------

$\Pr\{\beta_i = 0\}$	23,2%	0,1%	3,6%
----------------------	-------	------	------

Comentario: La probabilidad de $\beta_i \neq 0$ tiene un grado de significancia aceptable para β_1 y β_2 (> 99%). Como ya se explicó, el caso de β_0 , por ser sólo una constante de escala, no se comete error al aceptar el modelo. El modelo muestra una economía de escala de $0,526 + 0,338 = 0,864$, valor levemente inferior al presentado por el modelo de Potencia y Clientes.

Sólo con el objeto de mostrar las elasticidades de los modelos de una sola variable, se mostrarán a continuación las respectivas ecuaciones.

$$\text{Ecuación general: } \ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1$$

$$\text{Modelo E (GWh)} \quad \ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = 3,060 + 0,846 \ln \mathbf{E}$$

$$\text{Modelo P (MW)} \quad \ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = 4,102 + 0,919 \ln \mathbf{P}$$

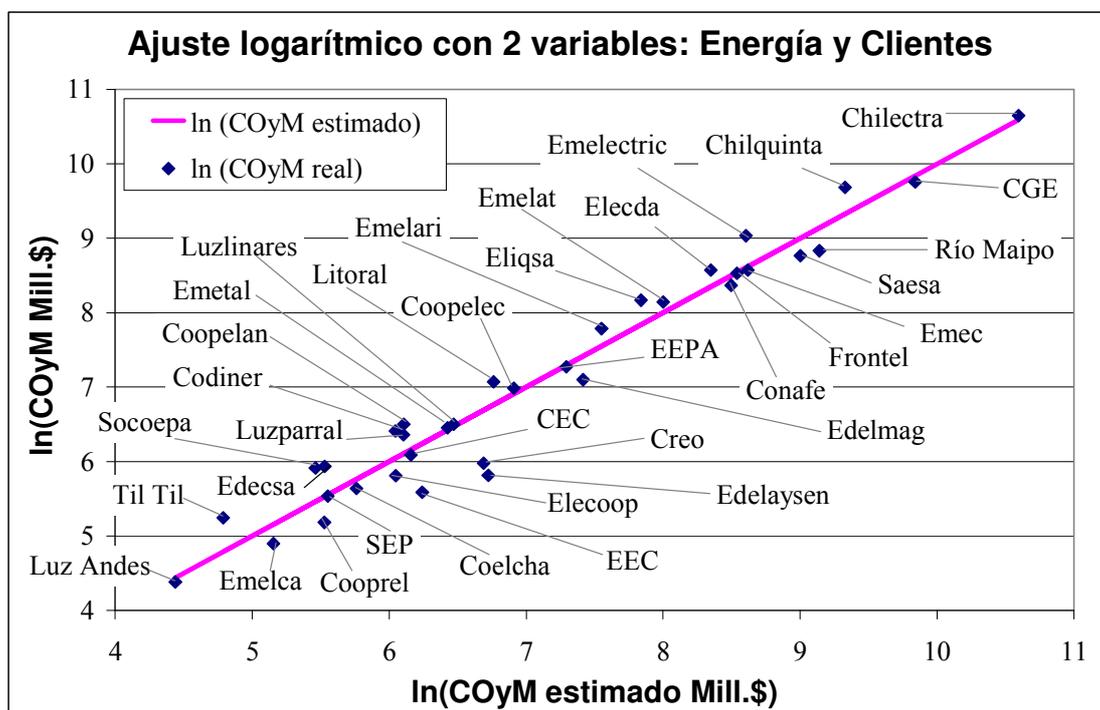
$$\text{Modelo Cli (N°)} \quad \ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = -1,825 + 0,866 \ln \mathbf{Cli}$$

$$\text{Modelo L (km)} \quad \ln \text{COyM}_{\text{estimado}} = 1,675 + 0,748 \ln \mathbf{L}$$

El valor negativo de β_0 en el modelo de clientes, se debe a que el número de clientes se ha tomado como total, no en miles o millones de clientes, con lo que ese parámetro hubiera sido más parecido al de los otros modelos de una variable.

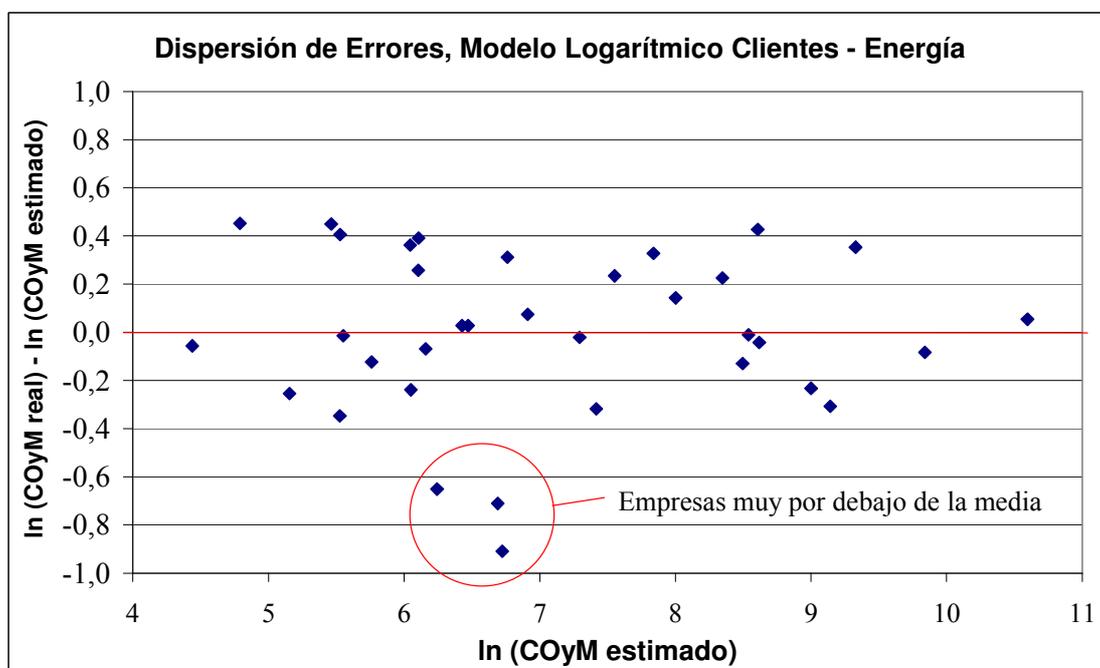
Como conclusión preliminar del análisis de los modelos logarítmicos, se considerará que los mejores modelos corresponden a los que utilizan *Potencia* o *Energía* y *Clientes* como variables explicativas, pero deberán someterse a otros análisis para establecer con mayor propiedad su capacidad explicativa del COyM. El gráfico siguiente muestra la posición del costo real versus el estimado por el modelo.

Gráfico 4



Para observar mejor la dispersión de los errores, respecto del costo estimado, se ha construido un gráfico de esta dispersión, que se muestra a continuación.

Gráfico 5



En el gráfico anterior puede observarse una buena dispersión de los errores, con lo cual el modelo logarítmico es el modelo que se selecciona para determinar la posición en que se encuentran los costos de las distribuidoras.

El gráfico anterior muestra además la presencia de 3 empresas que se encuentran muy por debajo del costo estimado (las 3 están por debajo de $-0,6$ y no se observan empresas en la misma posición contraria, es decir, por sobre $0,6$). A estas empresas se les aplicarán algunos tests estadísticos, con el objeto de establecer si el modelo seleccionado las está representando adecuadamente.

Para observar mejor el alejamiento del costo real respecto de la línea media estimada, se construirá dos líneas extremas con probabilidades acumuladas para una observación de 20% y 80%. Esto implica que la probabilidad que una empresa tenga costos inferiores a la línea de 20% es precisamente 20%, y que la probabilidad que una empresa tenga costos inferiores a la línea de 80%, es 80%. Para construir estas líneas, se utilizará los estadígrafos que permiten establecer los límites de una observación individual con una probabilidad determinada, que son los mismos que se usan para establecer un intervalo de confianza para una observación individual.

Para construir los intervalos de confianza se utilizará la fórmula matricial para una observación individual.

$$y_{\text{est.0}} - t_{\alpha/2} s (1 + \mathbf{x}'_0 (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1} \mathbf{x}_0)^{1/2} < y_0 < y_{\text{est.0}} + t_{\alpha/2} s (1 + \mathbf{x}'_0 (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1} \mathbf{x}_0)^{1/2}$$

En que:

$y_{\text{est.0}}$ = Valor estimado de y en el punto \mathbf{x}_0 .

\mathbf{x}_0 = Vector que define el punto en que se va a establecer el intervalo de confianza.

\mathbf{x}'_0 = Vector traspuesto de \mathbf{x}_0

\mathbf{X} = Matriz de observaciones, con 1ª columna de unos y luego las columnas de $\ln(\text{energía})$ y $\ln(\text{clientes})$.

\mathbf{X}' = Matriz traspuesta de \mathbf{X} .

$\mathbf{X}'\mathbf{X}$ = Multiplicación de las matrices \mathbf{X}' y \mathbf{X}

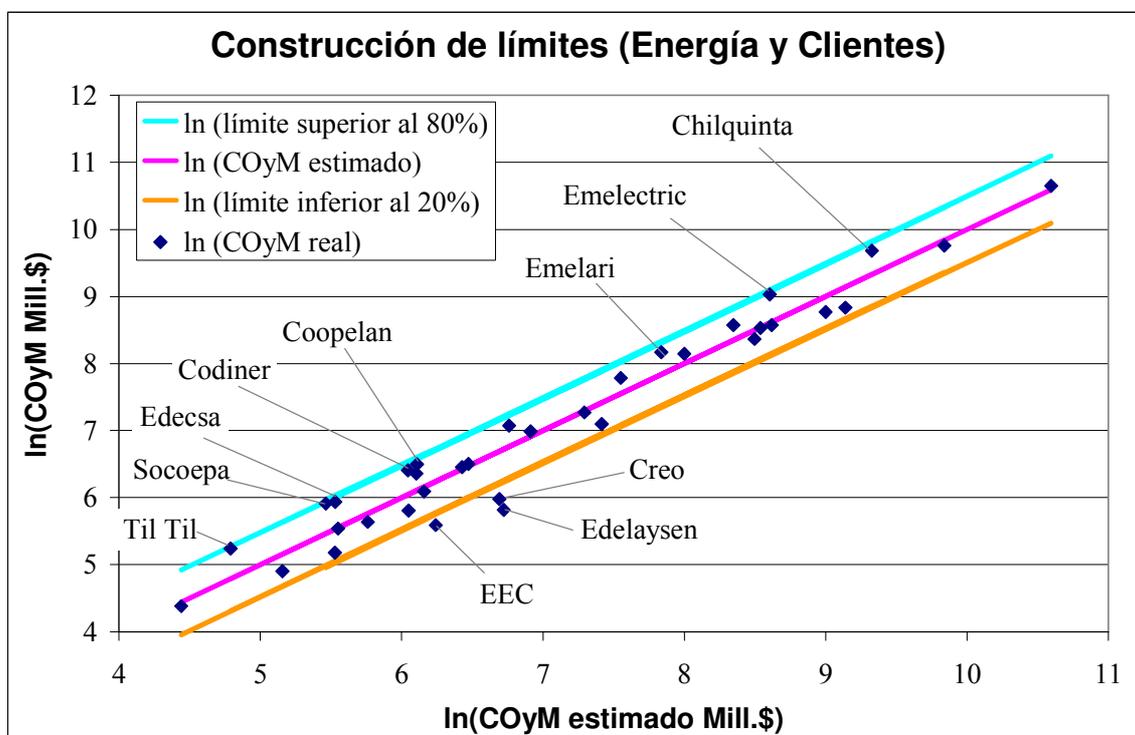
$(\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}$ = Matriz inversa de $\mathbf{X}'\mathbf{X}$.

$\alpha/2$ = Probabilidad del límite establecido, en este caso $\alpha/2 = 20\%$

t = Valor de la distribución student para $35 - 3 = 32$ grados de libertad.

El resultado de la aplicación de esta metodología se presenta en el gráfico siguiente.

Gráfico 6



Para mostrar en qué posición queda cada una de las empresas respecto del costo estimado, se utilizará la relación $COyM_{real}/COyM_{estimado}$. Esto se hace debido a la propiedad de la función logarítmica. En efecto:

$$\ln(COyM_{real}) - \ln(COyM_{estimado}) = \ln(COyM_{real}/COyM_{estimado})$$

Como la función $\ln(x)$ es monótonamente creciente con x , entonces el ordenamiento de las empresas por la relación $COyM_{real}/COyM_{estimado}$ es el mismo que por $\ln(COyM_{real}/COyM_{estimado})$.

Las siguientes dos tablas muestran las empresas que se ubican cerca de los límites de trabajo que se han trazado, y corresponden al detalle numérico del gráfico anterior. Se puede observar que ninguna empresa supera el límite de trabajo superior de 80%, en cambio 3 de ellas se ubican por debajo del límite inferior de trabajo de 20%.

Tabla 14. Empresas cercanas al límite superior

Id	Empresa	$COyM_{real}$	$COyM_{estimado}$	$COyM_{real} / COyM_{estimado}$	Límite superior al 80% / $COyM_{estimado}$
		Mill. \$	Mill. \$		
13	Til Til	189	120	1,57	1,62
28	Edecsa	369	236	1,57	1,66

Id	Empresa	COyM _{real}	COyM _{estimado}	COyM _{real} / COyM _{estimado}	Límite superior al 80% / COyM _{estimado}
17	Emelectric	8.375	5.463	1,53	1,60
35	Socoepa	378	252	1,50	1,60
21	Coopelan	664	449	1,48	1,59
26	Codiner	607	422	1,44	1,59
6	Chilquinta	16.006	11.247	1,42	1,61
2	Eliqsa	3.520	2.536	1,39	1,59
9	Litoral	1.180	864	1,37	1,64
32	Luzparral	579	448	1,29	1,60
1	Emelari	2.406	1.903	1,26	1,59
3	Eleccda	5.283	4.219	1,25	1,59

Como se observa ninguna empresa sobrepasa el límite superior de trabajo de 80%, siendo las observaciones más extremas Til–Til y Edecsa.

Tabla 15. Empresas cercanas al límite inferior

Id	Empresa	COyM _{real}	COyM _{estimado}	Límite inferior al 20% / COyM _{estimado}	COyM _{real} / COyM _{estimado}
		Mill. \$	Mill. \$		
18	CGE	17.265	18.765	0,62	0,92
34	Coelcha	281	318	0,62	0,88
7	Conafe	4.300	4.896	0,63	0,88
23	Saesa	6.428	8.107	0,62	0,79
27	Elecoop	333	424	0,63	0,79
8	Emelca	134	173	0,62	0,78
11	Rio Maipo	6.861	9.325	0,62	0,74
25	Edelmag	1.209	1.662	0,63	0,73
36	Cooprel	178	252	0,63	0,71
12	EEC	268	514	0,63	0,52
39	Creo	395	805	0,62	0,49
24	Edelaysen	335	831	0,63	0,40

De todas estas empresas, que presentan su COyM bajo la media, se observan 3 que se ubican más abajo del límite de trabajo construido (EEC, Creo y Edelaysen).

De las 3 empresas que han quedado por fuera de los límites de trabajo, analizaremos si estadísticamente es razonable considerar que el modelo las pueda representar en su estimación de costo. Se verificará, entonces, si el patrón de costos de la industria, determinado por el modelo econométrico, presenta estadígrafos que permitan afirmar que ellas se enmarcan bien en el conjunto o es preferible tratarlas aparte. Esto permitirá trabajar

con las empresas que con alta probabilidad siguen un patrón de comportamiento común, y excluir aquellas, que por razones desconocidas no están siendo adecuadamente representadas por el modelo desarrollado y, por lo tanto, pueden estar introduciendo un sesgo en la determinación de la línea de tendencia del costo esperado.

El procedimiento de aceptación o rechazo de una observación extrema se realiza por medio de los estadígrafos de intervalos de confianza. El procedimiento es el siguiente:

1° Se crean las hipótesis de trabajo.

H_0 = Hipótesis nula: COyM_{xx} sigue el patrón de costos de la industria.

H_1 = Hipótesis alternativa: COyM_{xx} no sigue el patrón de costos de la industria.

En que xx es el número de identificación de la empresa.

2° Se establece la condición para rechazar la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa:

- Si al retirar la observación extrema y estimar con todo el resto de las empresas el COyM de la empresa retirada, el COyM real cae fuera de un intervalo de confianza del 95% del COyM estimado, se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa.

3° Se retira de la muestra la observación xx extrema y se procede a recalcular la regresión.

4° Con los datos de Energía y Clientes de la empresa cuestionada, se calcula el COyM_{estimado} con un intervalo de confianza del 95%. Esto significa dejar 2 colas de 2,5% de probabilidad por cada lado, para rechazar las observaciones que queden hacia afuera del intervalo de confianza.

5° Se observa si el COyM_{xx,real} cae dentro o fuera del intervalo de confianza. Si cae dentro, se acepta la hipótesis nula. Si cae fuera se acepta la hipótesis alternativa.

Por simplicidad, el procedimiento de prueba consiste en crear una variable ficticia (dummy), que tiene la siguiente característica:

DUM_{xx} = 1 para el COyM de la empresa xx

DUM_{xx} = 0 para cualquier otra empresa, distinta de xx

El valor que se observe en la distribución t asociada al β_i de la variable ficticia será el que defina si se acepta o rechaza la hipótesis de que la observación xx sigue el patrón de la industria. Si la $\Pr\{\beta_{DUM_{xx}} = 0\}$ tiene un valor similar o inferior a 5% se acepta la hipótesis nula, en caso contrario, se acepta la hipótesis alternativa. La ventaja de este procedimiento es que, al excluir las variables ficticias del modelo, se refleja automáticamente el modelo econométrico de costos del resto de la industria y se puede ver en qué medida mejoran los estadígrafos.

Aplicando este procedimiento para las 3 empresas que presentan COyM_{real} más extremos respecto a los valores estimados, se obtiene lo siguiente:

Exclusión de empresa N° 12 (EEC)

Ecuación:

$$\ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2 + \beta_3 \ln X_3$$

$\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} =$	0,894	+ 0,475	$\ln E$	+ 0,384	$\ln \text{Cli}$	- 0,695	DUM12
Desv. estándar β_i	0,874	0,145		0,149		0,343	
t	1,02	3,27		2,57		-2,02	
$\Pr\{\beta_i = 0\}$	32,5%	0,3%		1,5%		5,1%	

Comentario: La probabilidad de $\beta_3 = 0$ se encuentra en el borde del límite de aceptación y rechazo de la hipótesis nula. Se aceptará la hipótesis alternativa, es decir que el modelo no representa adecuadamente el patrón de costos de EEC.

Exclusión de la empresa N° 24 (Edelaysen)

Ecuación:

$$\ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2 + \beta_3 \ln X_3$$

$\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} =$	1,107	+ 0,515	$\ln E$	+ 0,345	$\ln \text{Cli}$	- 0,937	DUM24
Desv. estándar β_i	0,815	0,135		0,139		0,317	
t	1,36	3,82		2,49		-2,96	
$\Pr\{\beta_i = 0\}$	18,5%	0,1%		1,8%		0,6%	

Comentario: La probabilidad de $\beta_3 = 0$ es inferior al 5%, es decir el $\text{COyM}_{\text{real}}$ de Edelaysen cae fuera del intervalo de confianza del 95% cuando se retira esta observación de la muestra, por lo que se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa, es decir, Edelaysen no es adecuadamente representada por el patrón de costos definido por el modelo. Los bajos costos de explotación de Edelaysen podrían explicarse, quizás, por tratarse de una empresa integrada verticalmente en sus actividades de generación, transmisión y distribución, lo que puede llevar a que la asignación de determinados componentes de costos de administración y de operación y mantenimiento presenten algún sesgo.

Exclusión de empresa N° 39 (Creo)

Ecuación:

$$\ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2 + \beta_3 \ln X_3$$

$\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} =$	1,746	+ 0,624	$\ln E$	+ 0,232	$\ln \text{Cli}$	- 0,804	DUM39
Desv. estándar β_i	0,896	0,147		0,152		0,347	
t	1,95	4,25		1,53		-2,32	
$\Pr\{\beta_i = 0\}$	6,0%	0,0%		13,8%		2,7%	

Comentario: La probabilidad de $\beta_3 = 0$ es inferior al 5%, lo que implica que el $COyM_{real}$ de Creo cae fuera del intervalo de confianza del 95% para la estimación de su $COyM$, cuando se excluye a Creo de la muestra. Por tanto, se acepta la hipótesis alternativa, y se considera que Creo no es adecuadamente representada por el modelo, para definir su patrón de costo. Los bajos costos de explotación de Creo podrían quizá explicarse por tratarse de una filial de Saesa.

Dado que se ha aceptado la exclusión de 3 empresas en el modelo general (EEC, Creo y Edelaysen), se hace necesario recalcular el modelo general considerando las 3 exclusiones, para observar los nuevos estadígrafos de la función general aplicable a la industria.

Modelo depurado E (GWh) – Cli (N°)

Ecuación (excluyendo EEC, Creo y Edelaysen con variable ficticia):

$$\ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2 + \beta_3 \ln X_3 + \beta_4 \ln X_4 + \beta_5 \ln X_5$$

$$\ln COyM_{est.} = 1,535 + 0,562 \ln E + 0,286 \ln Cli - 0,721 DUM12 - 0,984 DUM24 - 0,829 DUM39$$

Desv. est. β_i 0,712 0,118 0,121 0,266 0,262 0,274

t 2,16 4,77 2,36 -2,71 -3,76 -2,99

Pr $\{\beta_i = 0\}$ 6,0% 0,0% 2,5% 1,1% 0,1% 0,6%

R^2 0,977

R^2 ajustado 0,972

s de la regresión: 0,257

Comentario: En esta ecuación deben mirarse los indicadores asociados a los 3 primeros β_i , que representan los coeficientes del nuevo modelo general. El aumento de β_0 (de 1,1 a 1,5), significa que la línea de tendencia corta más arriba el eje y. El aumento de β_1 indica que el modelo da una mayor importancia a la energía, y la disminución de β_2 implica una leve caída de la importancia de los clientes. La suma de $\beta_1 + \beta_2$ se ha disminuido de 0,864 a 0,848, indicando que el modelo depurado presenta una mayor economía de escala que el modelo no depurado. Es claro que todos los estadígrafos mejoran respecto del modelo no depurado.

Un similar procedimiento de depuración se puede ejecutar para el modelo de Potencia – Clientes, pero el proceso de aceptación o rechazo de las hipótesis de trabajo con un intervalo del 95%, sólo excluye a Edelaysen, por lo que no se puede reducir la varianza de la regresión y, por tanto, obtener un mejor modelo (esta es la razón por la cual se presentó el detalle de la depuración del modelo de Energía – Clientes, y se lo seleccionó para hacer el análisis de costo). A continuación se muestra el modelo depurado de Potencia – Clientes.

Modelo: P (GWh) – Cli (N°)

Ecuación (excluyendo sólo Edelaysen con variable ficticia):

$\ln Y =$	β_0	+	$\beta_1 \ln X_1$	+	$\beta_2 \ln X_2$	+	$\beta_3 \ln X_3$
$\ln \text{COyM}_{\text{estimado}} =$	0,816	+	0,442 $\ln P$	+	0,461 $\ln \text{Cli}$	-	0,846 DUM24
Desv. estándar β_i	0,858		0,123		0,116		0,325
t	1,13		3,59		3,98		-2,61
$\Pr\{\beta_i = 0\}$	26,5%		0,1%		0,0%		1,4%
R^2	0,962						
R^2 ajustado	0,958						
s	0,318						

Comentario: Como puede observarse, los resultados del modelo con potencia y clientes como variables explicativas, sobre la muestra depurada, no ofrecen mejores estadígrafos de ajuste que los ya obtenidos en el modelo depurado que utiliza potencia y energía, como variables explicativas. Sin embargo, es posible usar éste como modelo alternativo, particularmente cuando se haga la comparación con los países, debido a que en algunos casos sólo se tuvo los antecedentes de potencia y clientes por empresa.

Modelo final seleccionado

Modelo final depurado Energía – Clientes (excluyendo EEC, Creo y Edelaysen):

$$Y = e^{\beta_0} \cdot X_1^{\beta_1} \cdot X_2^{\beta_2}$$

$$\text{COyM}_{\text{estimado}} \text{ (Mill.\$)} = 4,642 \cdot E^{0,562} \cdot \text{Cli}^{0,286}$$

$$\text{COyM}_{\text{estimado}} \text{ (Mill.US\$)} = 6,937 \cdot 10^{-3} \cdot E^{0,562} \cdot \text{Cli}^{0,286}$$

En que:

E = Energía (GWh)

Cli = Clientes (N°)

COyM en moneda de dic-2001

Nótese que el modelo anterior puede reescribirse de la siguiente manera:

$$\text{COyM}_{\text{estimado}} = 4,642 \cdot E^{0,848} \cdot (E / \text{Cli})^{-0,286}$$

Esta última forma refleja una variable de tamaño elevada a la economía de escala total del modelo, por una razón que refleja la demanda media de energía por cliente.

Tabla 16. Posición de las empresas en el modelo depurado

Id	Empresa	COyM_{real}	CoyM_{estimado}	COyM_{real} / COyM_{estimado}	COyM_{real} – COyM_{estimado}
		Mill. \$	Mill. \$		Mill. \$
17	Emelectric	8.375	5.697	1,47	2.678
13	Til Til	189	132	1,43	57

Id	Empresa	COyM_{real}	COyM_{estimado}	COyM_{real} / COyM_{estimado}	COyM_{real} – COyM_{estimado}
		Mill. \$	Mill. \$		Mill. \$
6	Chilquinta	16.006	11.597	1,38	4.408
28	Edecsa	369	272	1,36	97
35	Socoepa	378	280	1,35	98
21	Coopelan	664	495	1,34	170
9	Litoral	1.180	896	1,32	284
26	Codiner	607	462	1,31	144
2	Eliqsa	3.520	2.721	1,29	799
32	Luzparral	579	480	1,21	99
1	Emelari	2.406	2.019	1,19	386
3	Elecda	5.283	4.459	1,18	824
4	Emelat	3.440	3.197	1,08	243
10	Chilectra	42.125	41.242	1,02	882
33	Copelec	1.081	1.064	1,02	17
24	Edelaysen	335	335	1,00	0
12	EEC	268	268	1,00	0
39	Creo	395	395	1,00	0
22	Frontel	5.059	5.229	0,97	-170
31	Luzlinares	665	698	0,95	-33
30	Emetal	636	669	0,95	-34
5	Emec	5.296	5.723	0,93	-427
14	EEPA	1.440	1.583	0,91	-143
18	CGE	17.265	19.394	0,89	-2.129
16	SEP	254	292	0,87	-38
15	Luz Andes	80	95	0,84	-15
7	Conafe	4.300	5.165	0,83	-865
34	Coelcha	281	341	0,82	-60
29	CEC	441	536	0,82	-95
23	Saesa	6.428	8.503	0,76	-2.075
27	Elecoop	333	461	0,72	-128
8	Emelca	134	189	0,71	-54
11	Rio Maipo	6.861	9.723	0,71	-2.862
25	Edelmag	1.209	1.768	0,68	-559
36	Cooprel	178	276	0,64	-99
	Total país	138.059	136.657	1,01	1.403

Conclusión del análisis de los modelos

La conclusión más importante hasta este punto del análisis es que fue posible establecer un modelo que reflejara un patrón general de costos de la industria en función de las variables

físicas y comerciales de las distribuidoras, con excepción de tres de ellas: EEC, Edelayesen y Creo. Esto no significa que los costos de explotación de todas las distribuidoras resulten aceptables, en la óptica de las regulaciones establecidas en la ley. En esta línea, el Consultor propone más adelante, en el Capítulo 7, un criterio de aceptación de costos de explotación para los fines del chequeo de rentabilidad.

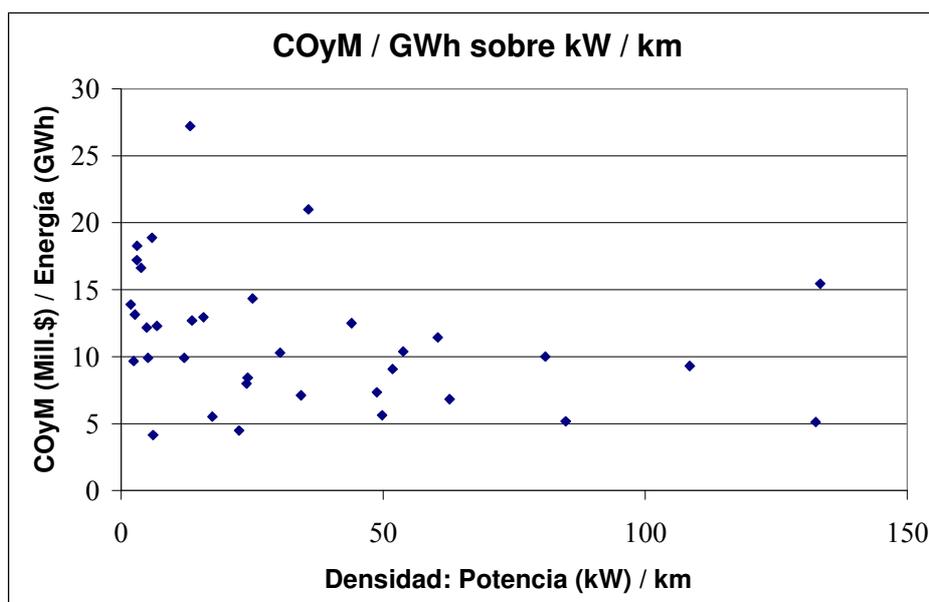
4.6. Búsqueda de subconjuntos

Es común en los procesos de fijación tarifaria formar grupos de empresas o subconjuntos con el fin de aplicar iguales tarifas a aquellas empresas que muestren patrones de costos similares. Incluso es útil buscar aquí si empresas como EEC, Creo y Edelayesen pueden pertenecer a un subconjunto particular de empresas con un comportamiento de costos bien alineado entre ellas.

Generalmente la agrupación de empresas se ha realizado por parámetros de densidad. En el caso de las empresas chilenas se buscó si había algún patrón de densidad de distribución que pudiese agruparlas de modo de que su patrón de costos contenga menos variabilidad que la observada en la muestra total. Lo que se busca es un comportamiento inversamente proporcional entre el costo unitario y la densidad, es decir que al aumentar la densidad disminuya el costo unitario.

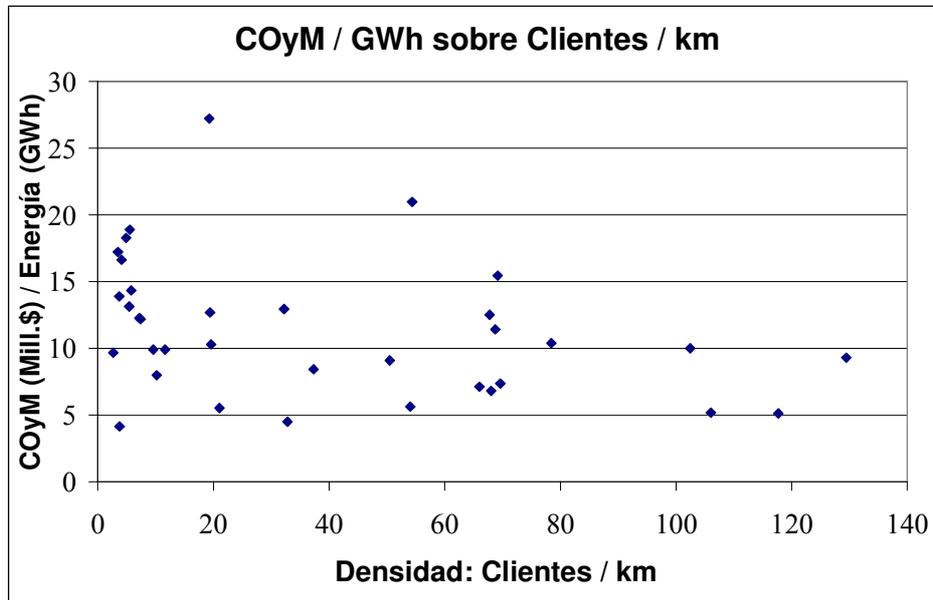
Para ilustrar el comportamiento de los COyM frente a indicadores de densidad, se construyeron algunos gráficos de costo unitario versus densidad, que se muestran a continuación. Como se verá, resulta prácticamente imposible agrupar los costos unitarios por densidad, ya que se observan nubes de puntos que no siguen un patrón claro de comportamiento. Junto a cada gráfico se ha incorporado un comentario específico.

Gráfico 7



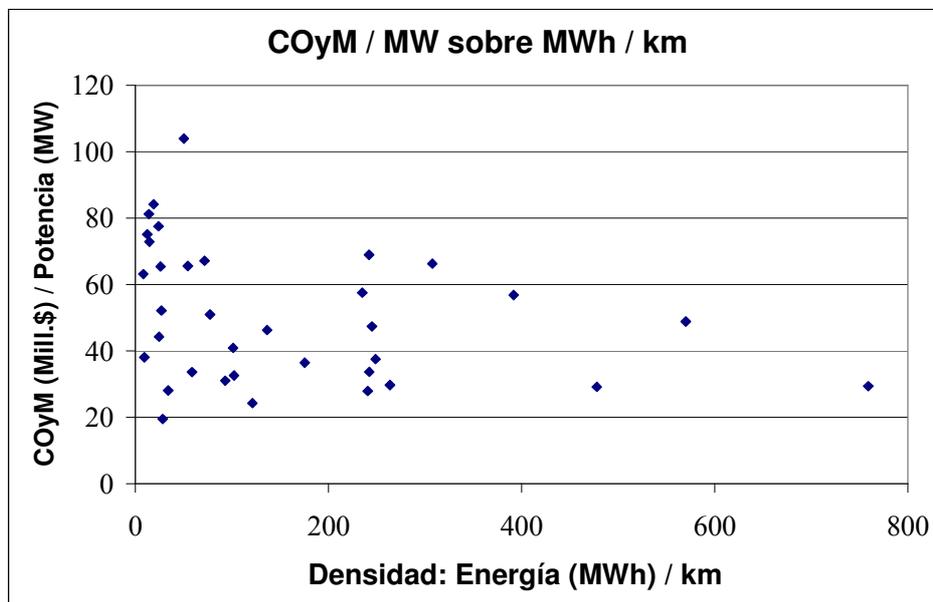
Comentario: Si bien en el gráfico se pueden observar algunas alineaciones entre pequeños grupos de empresas, no es posible plantear una subdivisión bajo un criterio uniforme para todas.

Gráfico 8



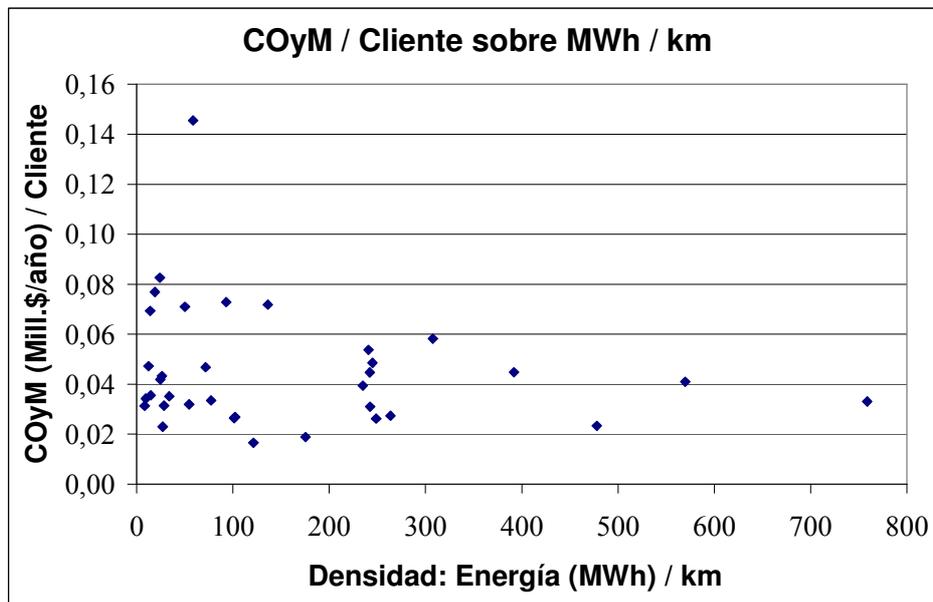
Comentario: En este gráfico se repite el mismo comentario anterior.

Gráfico 9



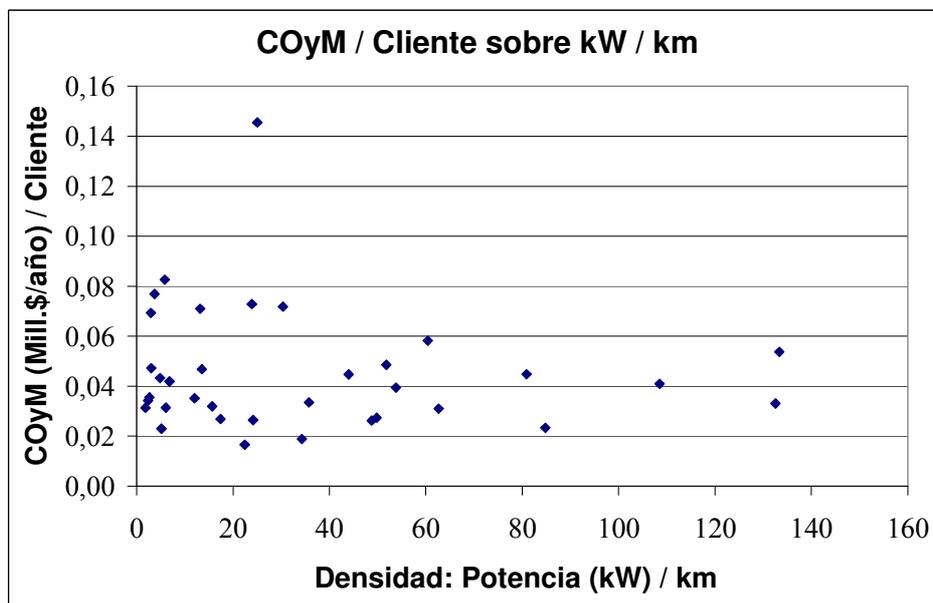
Comentario: Se repite la misma observación que en los 2 gráficos anteriores.

Gráfico 10



Comentario: Al igual que los casos anteriores no es posible buscar, de manera consistente, agrupaciones de costos medios y densidad.

Gráfico 11



Comentario: Aquí, la dispersión de los puntos prácticamente muestra que no hay relación entre el costo medio por cliente y la densidad de potencia/km.

Aún cuando los gráficos anteriores muestran la falta de alineación entre el costo medio y una densidad de distribución, se intentó construir una subdivisión de las empresas en función de múltiples variables de densidad. Para ello, se aplicó el método de clusters, que

permite manejar simultáneamente diversas variables de densidad y determinar las agrupaciones que minimizan la varianza o dispersión dentro de cada agrupación y, al mismo tiempo, maximizando la separación entre ellas. Para estos efectos se usó el programa SPSS (Statistical Package for Social Science, SPSS 9.0 for Windows, SPSS Inc.), y se consideraron dos variables de densidad: Potencia/km y Clientes/km. El modelo usado y los resultados se presentan en el Anexo 1. La separación de las empresas por densidad no arrojó mejores correlaciones logarítmicas que las obtenidas para el modelo general que agrupaba a todas las empresas, por lo que **no** se consideró apropiado explorar en mayor profundidad esta línea de trabajo.

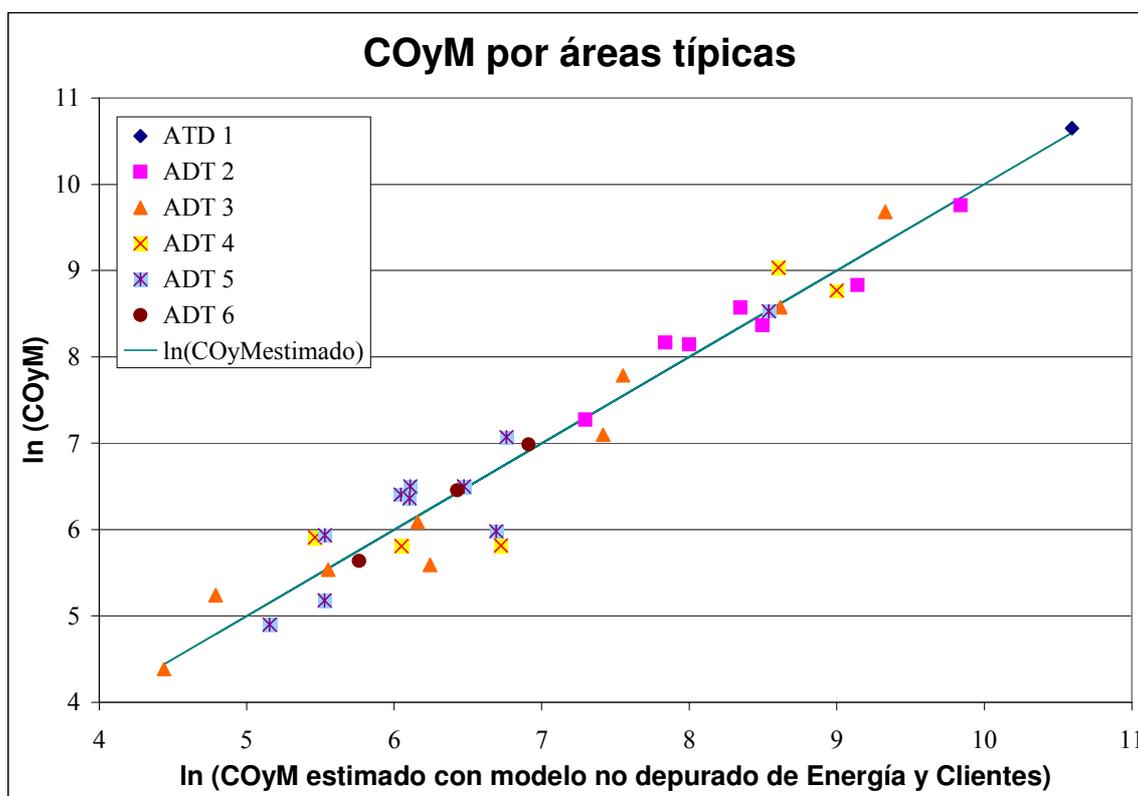
Es necesario hacer un alcance a los modelos tarifarios que utilizan una separación de las empresas por densidad de distribución.

En los costos reales de las empresas está reflejado una multiplicidad de criterios de administración, mantenimiento de líneas, uso de materiales y repuestos, formas de atención comercial de los clientes, cumplimiento de la normativa vigente y otros, lo que se traduce en definitiva en una amplia variabilidad de costos.

Por otra parte, es posible que los costos de las distribuidoras aún no hayan internalizado los conceptos reglamentarios introducidos recientemente sobre calidad de servicio. Esto podría explicar la regular correlación que hasta la fecha aparece entre km de líneas (y por consiguiente densidad), y costos de explotación reales. Pero en una empresa modelo, usada para fines de tarificación, es razonable esperar que menores densidades lleven asociados mayores costos unitarios de explotación. Consecuentemente, no puede deducirse que, la baja relación entre COyM real y densidad que muestran los gráficos, invalide el modelo tarifario establecido en la ley.

El siguiente gráfico muestra la posición que toman las empresas en la curva logarítmica no depurada de clientes y energía. Las Areas Típicas de Distribución (ATD), se tomaron del Decreto 632 del año 2000 del Ministerio de Economía, que fija las fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias de servicio público de distribución.

Gráfico 12



Como puede verse, las empresas clasificadas por área típica, se ubican indistintamente por sobre o bajo la media general de costos. Curiosamente se observa que las empresas que se ubican en las áreas típicas extremas, es decir la 1 (de muy alta densidad) y la 6 (de muy baja densidad), se ubican prácticamente sobre la misma línea de tendencia de costo, reflejando que ambas áreas típicas son muy bien representadas por un mismo modelo de costos con variables explicativas de energía y clientes. Si hubiera habido patrones de costos por área típica diferentes de la media estimada, estos hubieran aparecido con tendencias sistemáticas por sobre la media, para las de mayor costo, en oposición a las de menores costos, que se hubiesen ubicado todas bajo la media, lo que no se observa.

4.7. Conclusiones

Del análisis de los modelos econométricos desarrollados, se pueden concluir las siguientes afirmaciones:

- Con la información disponible de las 35 distribuidoras analizadas se buscó correlacionar el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM), con variables explicativas tomadas de las características físicas de los sistemas de distribución, específicamente: Potencia, Energía, Km de red y N° de Clientes.

- Se construyeron dos tipos de modelos econométricos: lineales y logarítmicos. Con ambos modelos se obtienen buenas correlaciones con las variables, con excepción de los Km de red.
- Los modelos lineales muestran una buena correlación con el N° de Clientes, pero la dispersión de las desviaciones del modelo no siguen un patrón normal (no son homoscedásticas), lo que impide obtener conclusiones estadísticamente confiables para aceptar o rechazar los distintos niveles de costos que presentan las empresas que superan el costo estimado.
- Los modelos logarítmicos, presentan una buena correlación con las variables explicativas de Energía ó Potencia y N° de Clientes. La dispersión de los errores muestra que el modelo es confiable para concluir si alguna empresa queda muy por encima del patrón de costos de la industria.
- El modelo logarítmico de Energía – Clientes, sugiere la conveniencia de depurar la muestra de empresas y excluir a EEC, Creo y Edelaysen del análisis, lo que permite obtener modelos de estimación de costo que se ajustan mejor al patrón de comportamiento de costos para el conjunto de distribuidoras de la muestra depurada.
- El modelo logarítmico depurado de Energía – Clientes indica que las siguientes empresas presentan costos por sobre el 20% de la media de la industria: Emelectric, Til Til, Chilquinta, Edecsa, Socoepe, Coopelan, Litoral, Codiner, Eliqsa, y Luzparral.
- La búsqueda de subconjuntos de empresas con similares características de densidad que muestren mejores correlaciones entre el COyM y algunas de las variables explicativas no arroja resultados claros, por lo que se recomienda comparar las empresas dentro de la muestra depurada, sin crear subgrupos por algún indicador de densidad.
- La construcción de modelos econométricos para el análisis comparativo de costos entre las empresas chilenas, permite afirmar que, con los datos disponibles, se puede establecer un patrón o línea media de costos, y determinar cuán alejada se encuentra una empresa de ese patrón.

5. COMPARACIÓN CON DISTRIBUIDORAS DE OTROS PAÍSES

Para comparar las empresas chilenas con sus similares ubicadas en otros países de Latinoamérica, se recogió información de Colombia, El Salvador, Perú y Uruguay. En estos 4 países se obtuvo información comparable, pero de diferentes características, y el Consultor no intentó una homogeneización de todas las empresas externas, sino de llevar a cada una de ellas a una comparación que fuera consistente con las bases de datos de las empresas chilenas. Por tanto, las comparaciones se harán por país uno a uno. El detalle de las fuentes se encuentra en el Anexo 2.

La información de Chile se utilizará no depurada, es decir, en todos los casos se considerará una comparación con las 35 empresas chilenas. Esto se hace en razón de que no se ha intentado una depuración de las empresas del exterior, sino una comparación con todas aquellas que presenten datos comparables con las empresas chilenas, independientemente si se hayan en una posición extrema respecto de una tendencia media.

5.1. Corrección de costos por PGB

Los costos de las empresas entre uno y otro país no son directamente comparables, debido a que están afectados por sus condiciones macroeconómicas. Un indicador que refleja bien las condiciones desarrollo de una economía es su PGB per cápita. Dicho indicador puede ser usado como una primera aproximación de la relación de costos de personal al pasar de un país a otro. En la comparación de costos de las empresas distribuidoras, conviene considerar que hay una parte de los costos de explotación que son materiales y repuestos importados, o bien personal altamente calificado, que están sujetos a los mismos precios internacionales, para ambos países. Además, deben considerarse factores de productividad y otros, por lo que se considerará que un 50% de los costos serán corregidos por la relación de PGB per cápita y, el otro 50%, no tendrá corrección. Bajo esta consideración se ha aplicado la siguiente fórmula para hacer comparables los valores internacionales con los chilenos.

$$\text{COyM}_{\text{externo corregido}} = \text{COyM}_{\text{real}} \times \text{Factor de corrección}$$

En que:

$$\text{Factor de corrección} = 0,50 + 0,50 \times \text{PGBpercápita}_{\text{Chile}} / \text{PGBpercápita}_{\text{externo}}$$

El factor de corrección por país se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 17.

Factor de corrección por PGB por país

Factor no comparable por PGB	50%
------------------------------	------------

Valores en US\$ del año 2001

País	PGB per cápita (US\$)	PGB per cápita Chile / PGB per cápita otro	Factor de corrección
Chile	4.350	1,00	1,00
Colombia	1.910	2,28	1,64
El Salvador	2.050	2,12	1,56
Perú	2.000	2,18	1,59
Uruguay	5.670	0,77	0,88

Fuente del PGB: www.worldbank.org

PGB per cápita elaborado con método Atlas.

5.2. Comparación con Colombia

Colombia tiene una particularidad en la determinación de sus COyM. Por ley, las empresas de distribución sólo prestan el servicio de abastecimiento de electricidad, pero existe la figura del comercializador, que es la empresa que realiza la atención a los clientes y que es independiente de la distribuidora. Esto significa que los costos de las distribuidoras colombianas no tienen un cargo por atención de clientes, sino sólo por administración, operación y mantenimiento, y se abrevian como AOM.

Los costos de AOM de las empresas de distribución eléctrica colombianas, se obtuvieron de la página web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas:

www.creg.gob.co

En ella se encuentra un documento referido a la Circular 031-02, cuya carátula indica: “Estudio sobre las actividades de administración, operación y mantenimiento en todos los niveles de tensión y topología del nivel de tensión I, Informe final, Revisión I, Consultora Colombiana S.A., Bogotá, 2 de septiembre 2002”.

En dicho informe, se identifica con un número a cada una de las empresas distribuidoras u Operadores de Red (OR). El informe se refiere sólo a la actividad de distribución. Para el caso de las empresas integradas, las cifras representan sólo la parte referida a distribución. En todos los casos, los costos de distribución excluyen el componente de atención a clientes, que es tratado aparte y ligado a la figura del comercializador.

El informe de la CREG reúne los datos de 32 Operadores de Red, pero hay 8 OR que contienen datos parciales, fragmentados u omitidos respecto del costo AOM, la demanda de energía o los clientes BT, los que han sido retirados de la muestra colombiana para hacer la

comparación con las distribuidoras chilenas. La demanda de energía de las empresas colombianas se amplificó por un valor promedio de expansión de pérdidas, a fin de contar con la energía a la entrada de los sistemas de distribución.

En el caso de las empresas chilenas, se debe excluir el componente de costo de atención clientes del COyM, y retirar los clientes AT del total de clientes, con el fin de hacer consistente la comparación con los datos provenientes de Colombia.

Las cifras de costos y clientes BT de Colombia, son del año 2000, pero los valores de costos están expresados en dólares del 2001. Al respecto no se hizo corrección alguna, asumiendo que, entre un año y el siguiente los valores podían variar en forma consistente (todos creciendo o todos decreciendo). Si se intentara un ajuste por este concepto, las empresas podrían subir levemente por la curva de costo estimado, pero se mantendrían aproximadamente los mismos errores de estimación de los modelos y, por lo tanto, el ajuste no tendría relevancia en la comparación.

Las 24 OR con información comparativa se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 18. Datos de los OR colombianos

Código de Operador de Red	Energía ingresada	Clientes BT	Longitud AT	COyM base	COyM ajustado por PGB
N° OR	GWh	N°	km AT	Mill.US\$	Mill.US\$
5	486	128.059	2.536	3,13	5,13
12	3	252	3	0,04	0,06
14	158	29.585	241	1,88	3,08
16	6.874	934.405	4.984	50,37	82,55
17	640	103.596	436	1,55	2,54
19	1.565	408.764	13.558	9,27	15,20
21	1.426	307.534	10.106	10,20	16,72
24	4.375	356.969	7.571	11,73	19,22
28	1.746	420.487	9.910	15,32	25,10
31	149	42.514	1.638	1,04	1,71
33	94	25.488	798	0,68	1,12
35	609	198.432	1.161	3,74	6,13
36	1.500	357.422	8.009	6,90	11,30
37	664	182.503	5.422	5,07	8,31
38	765	207.449	2.539	3,91	6,40
40	119	43.559	121	0,90	1,48
41	11.575	1.862.559	17.307	43,34	71,02
155	9	6.134	227	0,08	0,12
193	1.794	448.637	2.194	30,53	50,03
195	1.275	266.023	1.437	7,73	12,67

Código de Operador de Red	Energía ingresada	Clientes BT	Longitud AT	COyM base	COyM ajustado por PGB
N° OR	GWh	N°	km AT	Mill.US\$	Mill.US\$
225	1	698	42	0,04	0,07
251	4.466	585.421	9.910	28,10	46,06
252	6.349	735.549	6.073	31,05	50,88
287	693	210.576	4.334	4,99	8,17

Es importante destacar que la muestra contiene las más importantes empresas distribuidoras de Colombia, y que el Consultor pudo identificar utilizando información complementaria. Estos casos son:

- OR 16: Medellín
- OR 41: Bogotá
- OR 193: Santander
- OR 251: Antioquia
- OR 252: Cali

Para las empresas chilenas, se recalculó el COyM restando el costo de la actividad denominada Atención Clientes. De este modo el COyM de las empresas chilenas quedó conformado por los de Distribución BT, Distribución AT y Otros (medidores). El modelo de energía y km de red se tomará con todas las empresas, es decir, no está depurado. Los valores comparables de las 35 empresas Chilenas se muestran a continuación.

Tabla 19. Datos de las Distribuidoras Chilenas

Código de Identificación	Nombre	Energía ingresada	Clientes BT	Longitud AT	COyM base
N°		GWh	km	km	Mill.US\$
1	Emelari	192	53.492	406	2,28
2	Eliqsa	308	59.988	444	3,94
3	Elecda	529	117.408	464	4,87
4	Emelat	379	70.054	821	3,30
5	Emec	629	197.794	3.379	5,10
6	Chilquinta	1.541	403.242	2.554	15,54
7	Conafe	631	138.183	1.182	4,71
8	Emelca	10	4.196	94	0,16
9	Litoral	56	35.044	254	0,78
10	Chilectra	8.219	1.269.781	4.178	52,96
11	Río Maipo	1.326	292.132	1.436	6,87
12	EEC	38	14.096	121	0,32

Código de Identificación	Nombre	Energía ingresada	Cientes BT	Longitud AT	COyM base
N°		GWh	km	km	Mill.US\$
13	Til Til	7	2.641	93	0,25
14	EEPA	155	35.108	87	1,94
15	Luz Andes	5	1.477	6	0,06
16	SEP	25	3.339	132	0,21
17	Emelectric	660	175.927	6.667	8,74
18	CGE	3.074	624.085	5.766	17,83
21	Coopelan	40	8.552	1.488	0,97
22	Frontel	511	216.694	11.691	5,34
23	Saesa	1.162	235.537	7.953	6,57
24	Edelaysen	75	19.934	352	0,31
25	Edelmag	164	45.732	274	1,12
26	Codiner	35	8.153	2.321	0,89
27	Elecoop	34	8.839	804	0,32
28	Edecsa	26	2.436	407	0,40
29	CEC	55	5.881	483	0,65
30	Emetal	52	14.467	1.591	0,67
31	Luzlinares	54	15.760	1.375	0,72
32	Luzparral	32	12.146	1.829	0,59
33	Copelec	82	30.325	3.806	1,57
34	Coelcha	20	8.399	1.646	0,39
35	Socoepa	20	4.543	811	0,55
36	Cooprel	18	5.179	1.946	0,24
39	Creo	95	11.744	3.224	0,47
	Total país	20.260	4.152.308	70.083	150,99

Para llevar los valores anteriores a un gráfico, se utilizará un modelo cuyas variables explicativas son Energía, Cientes BT, y Longitud AT, y la variable explicada es el COyM sin el componente de atención a clientes, modelo que se muestra a continuación.

Modelo E (GWh) – Cli BT (N°) – L AT (km) sin componente de atención a clientes

$$\text{Ecuación general: } \ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2 + \beta_3 \ln X_3$$

$$\text{Determinada: } \ln \text{COyM}_{\text{estimado s/cli}} = -5,287 + 0,585 \ln E + 0,205 \ln \text{Cli BT} + 0,097 \ln L \text{ AT}$$

$$\text{Desviación estándar de } \beta_i \quad 1,028 \quad 0,170 \quad 0,174 \quad 0,054$$

$$t \quad -5,15 \quad 3,44 \quad 1,18 \quad 1,82$$

$$\text{Pr}\{\beta_i = 0\} \quad 0,0\% \quad 0,2\% \quad 24,8\% \quad 7,8\%$$

$$R^2 \quad 0,940$$

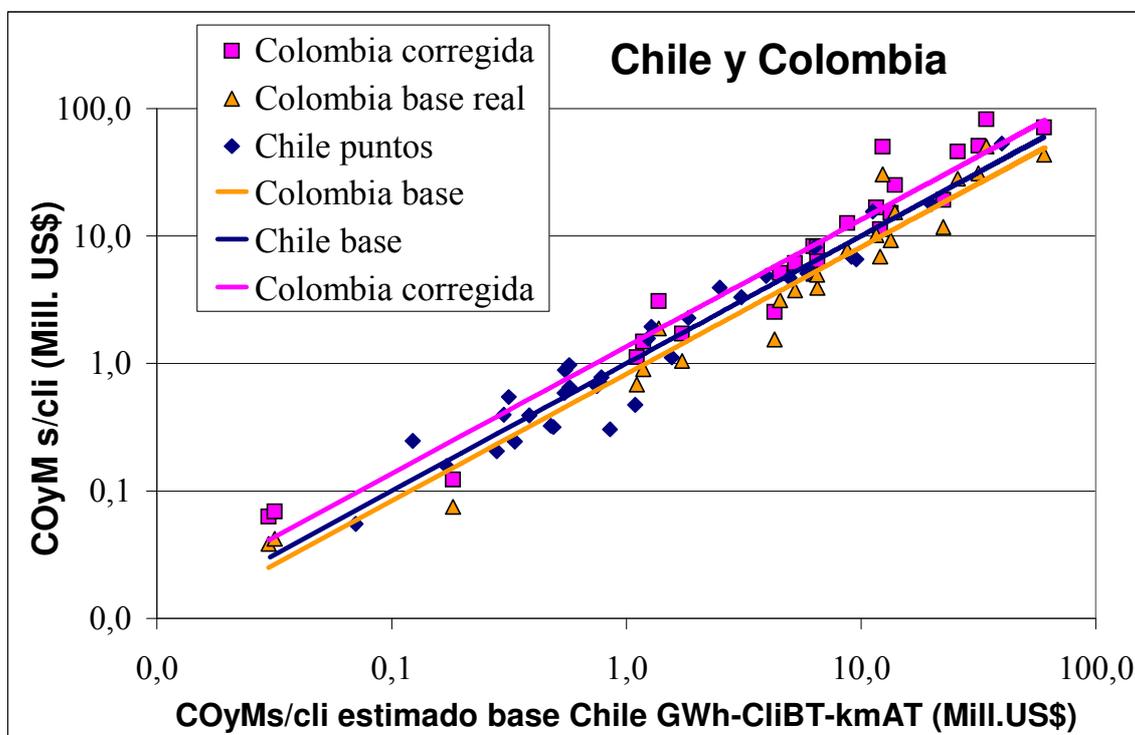
R^2 ajustado 0,933

s 0,399

Comentario: Si bien la probabilidad de $\beta_2 \neq 0$ asociada a los clientes BT no es muy buena (75,2%), la eliminación de los clientes BT del modelo no disminuye la varianza de la regresión, por lo que se prefirió mantener el modelo con las 3 variables explicativas, sólo para los efectos de hacer la comparación con Colombia. El modelo muestra una economía de escala de $0,585 + 0,205 + 0,097 = 0,887$. El valor negativo de β_0 en comparación con los obtenidos en los primeros modelos logarítmicos, se debe a que este modelo trabaja con Millones US\$, en cambio, los anteriores trabajaban con Millones \$.

Utilizando este modelo, se construyó un gráfico, en el que las empresas colombianas son comparadas con las chilenas, entrando con los valores de Energía (GWh), Clientes BT y Longitud de redes AT (km), de acuerdo al modelo anterior, y la altura en el eje de las y la entrega el valor real de costo, tanto para el dato real base como el corregido por PGB per cápita. Igualmente las empresas chilenas entran en el gráfico por el valor que determine el modelo, pero en el eje de las y se coloca el costo real de operación y mantenimiento sin el componente de atención a clientes. A los puntos trazados en la gráfica, se les incorporó una línea de tendencia. El resultado se presenta en el siguiente gráfico que se ha construido en escala log-log.

Gráfico 13



Del gráfico se desprende que los costos de operación y mantenimiento de las empresas colombianas en sus valores reales o base, se ubican levemente por debajo de la línea media de Chile. Por el contrario el promedio de los valores corregidos por PGB per cápita, se ubican en una línea levemente por arriba de la tendencia media de las empresas chilenas. La pendiente de todas las curvas de tendencia es prácticamente la misma, por lo que las economías de escala Energía – Clientes BT – km AT son prácticamente iguales entre ambas naciones.

La diferencia entre las medias de Colombia y Chile son los siguientes:

$$\text{COyM s/cli base colombianas} / \text{Costo s/cli base chilenas} = 0,82$$

$$\text{COyM s/cli ajustado colombianas} / \text{Costo s/cli base chilenas} = 1,35$$

Los valores anteriores indican que las empresas colombianas están en promedio un 35% por sobre de las empresas chilenas cuando se las compara haciendo un ajuste a los costos por PGB per cápita y un 18% por debajo cuando no se les aplica dicho ajuste.

Para establecer la significancia estadística de las diferencias respecto de la media chilena, se procedió a realizar una Prueba **t** para la diferencia de medias entre dos poblaciones con varianzas distintas y desconocidas, aplicada a los errores que se obtienen cuando se usa el modelo logarítmico de las empresas chilenas, con los valores de Energía, Clientes BT y Longitud AT de las empresas chilenas y colombianas.

Las hipótesis a verificar son las siguientes:

Caso base: Aplicado sobre los valores **no** ajustados de las empresas colombianas

H_0 : La media de las empresas Colombianas es **igual** a la media de las empresas chilenas

H_1 : La media de las empresas Colombianas es **inferior** a la media de las empresas chilenas

La Prueba **t** para la diferencia entre medias de dos poblaciones con varianzas distintas y desconocidas, de una sola cola, arroja un valor de 4,1%, lo que implica que con un **95,9%** de confiabilidad la media de las empresas colombianas es **inferior** a la media de costo de las empresas chilenas, cuando no se ha aplicado ajuste a los costos.

Caso con ajuste: Aplicado sobre los valores ajustados por PGB per cápita de las empresas colombianas

H_0 : La media de las empresas Colombianas es **igual** a la media de las empresas chilenas

H_1 : La media de las empresas Colombianas es **superior** a la media de las empresas chilenas

La Prueba **t** para la diferencia entre medias de dos poblaciones con varianzas distintas y desconocidas, de una sola cola, arroja un valor de 0,4%, lo que implica que con un **99,6%**

de confiabilidad la media de las empresas colombianas es **superior** a la media de costo de las empresas chilenas, cuando se aplica un ajuste por PGB per cápita a los costos de las empresas colombianas.

Resumiendo, si se considera que los costos de ambos países corresponden a muestras de un universo mayor de empresas distribuidoras ubicadas en diferentes países del mundo, hay evidencia estadística que confirma que las empresas chilenas se encuentran, en promedio, por debajo de la media de costos de las empresas colombianas, cuando se las compara a ambas muestras sin el componente de costos referido a la atención de clientes y aplicando una corrección por PGB per cápita a las empresas colombianas. Sin embargo, cuando **no** se efectúa la corrección por PGB per cápita, los costos de las empresas chilenas aparecen en promedio levemente por sobre de las colombianas.

5.3. Comparación con El Salvador

Al igual que en Colombia, las empresas de distribución de El Salvador no tienen costos de atención al cliente, tarea que es ejecutada en principio por un comercializador.

Los datos de costo de operación y mantenimiento de las empresas de El Salvador es información propia del Consultor y, por su condición de privada, se emiten los nombres de las empresas. Los costos de las empresas salvadoreñas representan los valores del año 2001, que han sido presentados por las propias empresas a la autoridad regulatoria en el proceso tarifario que se ha llevado a cabo el presente año 2002.

Se contó con información de 5 empresas de distribución eléctrica, cuyas características se muestran en la tabla que sigue. El valor de la potencia se obtuvo a partir de la demanda máxima de los sistemas de distribución, entendida como potencia retirada, amplificada por sus factores de expansión de pérdidas.

Tabla 20. Datos de las distribuidoras salvadoreñas

Id	Potencia ingresada	Clientes totales	COyM s/cli 2001 base	COyM s/cli 2001 ajustado
Nº	MW	Nº	Mill.US\$	Mill.US\$
1	160	239.068	15,87	24,77
2	135	229.095	12,15	18,97
3	17	44.144	2,22	3,47
4	310	444.273	17,27	26,97
5	82	165.759	8,44	13,17

La lista de las empresas chilenas con sus costos de operación y mantenimiento sin atención a clientes, ya se presentó en la parte referida a la comparación con las empresas colombianas. La potencia ingresada y los clientes totales se encuentran en la tabla resumen al principio del informe.

Para llevar los valores salvadoreños a un gráfico, se utilizará un modelo no depurado de potencia – clientes, que es diferente al desarrollado en el análisis de los modelos logarítmicos, debido a que en este caso se debe correlacionar el costo de operación y mantenimiento sin el componente de atención a clientes. A continuación se detalla el modelo.

Modelo P (MW) – Cli (N°)

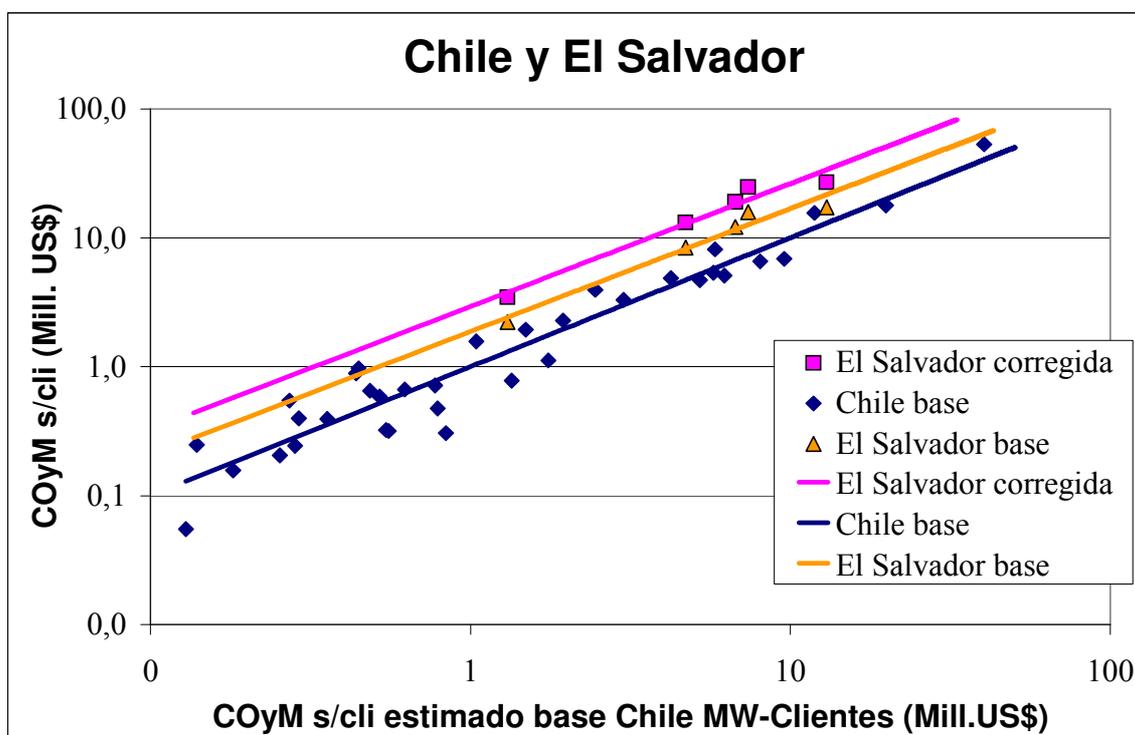
Ecuación general:	$\ln Y =$	β_0	$+$	$\beta_1 \ln X_1$	$+$	$\beta_2 \ln X_2$
Determinada:	$\ln COyM_{estimado\ s/cli} =$	$-5,577$	$+$	$0,421 \ln P$	$+$	$0,463 \ln Cli$
Desviación estándar de β_i		1,136		0,171		0,161
t		-5,17		2,46		2,88
Pr{ $\beta_i = 0$ }		0,0%		1,9%		0,7%
R^2	0,923					
R^2 ajustado	0,918					
s	0,444					

Comentario: La probabilidad de $\beta_i \neq 0$ tiene un grado de significancia muy bueno para todos los β_i (todos sobre el 95%). El modelo muestra una economía de escala de $0,421 + 0,463 = 0,884$.

Utilizando este modelo, se construyó un gráfico, en el que las empresas salvadoreñas son comparadas con las chilenas, entrando con los valores de Potencia (MW), y Clientes (N°), de acuerdo al modelo anterior, y la altura en el eje de las y la da el valor real de costo, tanto para el dato real base como para el corregido por PGB per cápita. Igualmente las empresas chilenas entran en el gráfico por el valor que determine el modelo, pero en el eje de las y se coloca el costo real de operación y mantenimiento sin el componente de atención a clientes. A los puntos trazados en la gráfica, se les incorporó una línea de tendencia. El resultado se muestra en el gráfico siguiente, con los ejes en escala log-log.

Del gráfico se desprende que los costos de operación y mantenimiento de las empresas salvadoreñas en sus valores base, se ubican en una tendencia que supera claramente a la de las empresas chilenas. La corrección de los valores por PGB, aleja aún más la situación de costos reales de las empresas salvadoreñas. La pendiente de las curvas, que refleja las economías de escala Potencia – Clientes son prácticamente iguales entre ambas naciones.

Gráfico 14



La diferencia entre las medias de El Salvador y Chile son los siguientes:

$$\text{COyM s/cli base salvadoreñas} / \text{COyM s/cli base chilenas} = 1,74$$

$$\text{COyM s/cli ajustado salvadoreñas} / \text{COyM s/cli base chilenas} = 2,71$$

Los valores anteriores indican que las empresas salvadoreñas están en promedio un 171% por sobre de las empresas chilenas cuando se las compara haciendo un ajuste a los costos por PGB per cápita y un 74% por arriba cuando no se les aplica dicho ajuste.

Para establecer la significancia estadística de las diferencias respecto de la media chilena, se procedió a realizar una Prueba *t* para la diferencia de medias entre dos poblaciones con varianzas distintas y desconocidas, aplicada a los errores que se obtienen cuando se usa el modelo logarítmico de las empresas chilenas, con los valores de Potencia y Clientes de las empresas chilenas y salvadoreñas.

Las hipótesis a verificar son las siguientes:

Caso base: Aplicado sobre los valores no ajustados de las empresas salvadoreñas

H_0 : La media de las empresas salvadoreñas es **igual** a la media de las empresas chilenas

H_1 : La media de las empresas salvadoreñas es **superior** a la media de las empresas chilenas

La Prueba **t** para la diferencia entre medias de dos poblaciones con varianzas distintas y desconocidas, de una sola cola, arroja un valor inferior a 0,1%, lo que implica que con un **99,9%** de confiabilidad la media de las empresas salvadoreñas es **superior** a la media de costo de las empresas chilenas, cuando no se ha aplicado ajuste a los costos. A igual conclusión se llega al hacer la comparación con los valores ajustados por PGB per cápita, debido a que en promedio se encuentran aún más alejado de la media chilena, que los valores no ajustados.

En conclusión, considerando que los costos de ambos países corresponden a muestras de un universo mayor de empresas distribuidoras ubicadas en diferentes países del mundo, hay evidencia estadística que confirma que las empresas chilenas se encuentran, en promedio, muy por debajo de la media de costos de las empresas salvadoreñas, cuando se las compara a ambas muestras sin el componente de costos referido a la atención de clientes, y sea aplicando o no una corrección por PGB per cápita a las empresas salvadoreñas.

Cabe señalar que los costos de explotación de las empresas de El Salvador corresponden directamente a los presentados por las empresas de ese país al organismo regulador, en el proceso de fijación tarifaria del año 2002 y, por consiguiente, tienen muy probablemente un sesgo al alza.

5.4. Comparación con Perú

A diferencia de las empresas colombianas y salvadoreñas, las distribuidoras peruanas tienen incorporado en sus costos la componente de atención al cliente, lo que permite comparar los costos totales de ambos países.

Para hacer la comparación con Chile, no se dispuso de los costos reales de todas las empresas peruanas, sino sólo de los costos reconocidos, para fines tarifarios, en las 4 áreas típicas de distribución clasificadas por OSINERG. Sin embargo, se sabe que los costos reconocidos por el regulador fueron tomados del estudio de tarifas presentado por las propias empresas, el que tenía muy pequeñas diferencias con el estudio de costos de empresa modelo efectuado por el Consultor del regulador. Los costos peruanos que se presentan no tienen, a juicio del Consultor, sesgos relevantes y pueden ser usados para la comparación con las empresas chilenas.

La información de áreas típicas se obtuvo del informe publicado en la página web del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, OSINERG, que publica un informe de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, GART, Gerencia de Distribución Eléctrica, GDT. El informe está registrado como OSINERG – GART – GDE – 2001 – 045 y se titula Proceso de Cálculo de las Tarifas Eléctricas, Lima, 19 de diciembre 2001.

Las características de las 4 áreas típicas del Perú se muestran en la tabla que sigue. El valor de la potencia se obtuvo a partir de la demanda máxima de los sistemas de distribución, entendida como potencia retirada, amplificada por sus factores de expansión de pérdidas.

Tabla 21. Datos de las distribuidoras peruanas

Area típica	Calificación del sector	Potencia ingresada	Cientes totales	CoyM total 2001	COyM total 2001 ajustado
		MW	Nº	Mill.US\$	Mill.US\$
1	Urbano de alta densidad	575	777.404	27,23	43,23
2	Urbano de media y baja densidad	19	47.392	1,07	1,69
3	Urbano – Rural	2	9.250	0,18	0,29
4	Rural	3	15.317	0,31	0,49

Si bien la lista de las empresas chilenas con sus costos de operación y mantenimiento, junto a las variables de Potencia y Energía, se presentó en la tabla resumen en la primera parte del presente informe, se ha incorporado nuevamente en la tabla que sigue para mostrar el valor del COyM en dólares.

Tabla 22. Datos de las distribuidoras chilenas

		Potencia ingresada	Cientes totales	COyM total 2001
Id	Empresa	MW	Nº	Mill.US\$
1	Emelari	34,9	53.816	3,59
2	Eliqsa	53,1	60.453	5,26
3	Eledda	93,0	117.730	7,90
4	Emelat	72,6	70.787	5,14
5	Emec	129,6	200.083	7,92
6	Chilquinta	278,4	405.482	23,92
7	Conafe	127,8	138.829	6,43
8	Emelca	2,1	4.205	0,20
9	Litoral	23,1	35.215	1,76
10	Chilectra	1.435,4	1.274.606	62,95
11	Rio Maipo	235,3	294.177	10,25
12	EEC	7,4	14.151	0,40
13	Til Til	1,8	2.662	0,28
14	EEPA	29,5	35.183	2,15
15	Luz Andes	2,9	1.489	0,12
16	SEP	5,5	3.537	0,38
17	Emelectric	124,8	178.988	12,52
18	CGE	580,9	630.115	25,80
21	Coopelan	7,9	8.644	0,99
22	Frontel	97,1	219.405	7,56
23	Saesa	197,4	238.799	9,61
24	Edelaysen	13,9	20.191	0,50

		Potencia ingresada	Cientes totales	COyM total 2001
Id	Empresa	MW	N°	Mill.US\$
25	Edelmag	32,2	45.994	1,81
26	Codiner	7,5	8.753	0,91
27	Elecoop	11,9	9.482	0,50
28	Edecsa	11,0	2.538	0,55
29	CEC	14,2	6.057	0,66
30	Emetal	9,7	14.692	0,95
31	Luzlinares	15,0	15.854	0,99
32	Luzparral	7,7	12.277	0,87
33	Copelec	14,8	30.389	1,62
34	Coelcha	4,4	8.963	0,42
35	Socoepa	4,9	4.581	0,57
36	Cooprel	4,7	5.198	0,27
39	Creo	20,3	12.559	0,59
	Total país	3.712,8	4.185.884	206,32

Para llevar los valores peruanos a un gráfico, se utilizó el modelo **no** depurado de potencia – clientes, que ya se obtuvo en el análisis de los modelos logarítmicos, pero considerando la constante que entrega la estimación del COyM en Millones US\$. A continuación se detalla el modelo.

Modelo P (MW) – Cli (N°)

$$\text{Ecuación general: } \ln Y = \beta_0 + \beta_1 \ln X_1 + \beta_2 \ln X_2$$

$$\text{Determinada: } \ln \text{COyM}_{\text{estimado s/cli}} = -5,425 + 0,477 \ln \mathbf{P} + 0,433 \ln \mathbf{Cli}$$

$$\text{Desviación estándar de } \beta_i \quad 0,885 \quad 0,133 \quad 0,125$$

$$t \quad -6,13 \quad 3,58 \quad 3,45$$

$$\text{Pr}\{\beta_i = 0\} \quad 0,0\% \quad 0,2\% \quad 0,1\%$$

$$\mathbf{R}^2 \quad 0,954$$

$$\mathbf{R}^2 \text{ ajustado} \quad 0,951$$

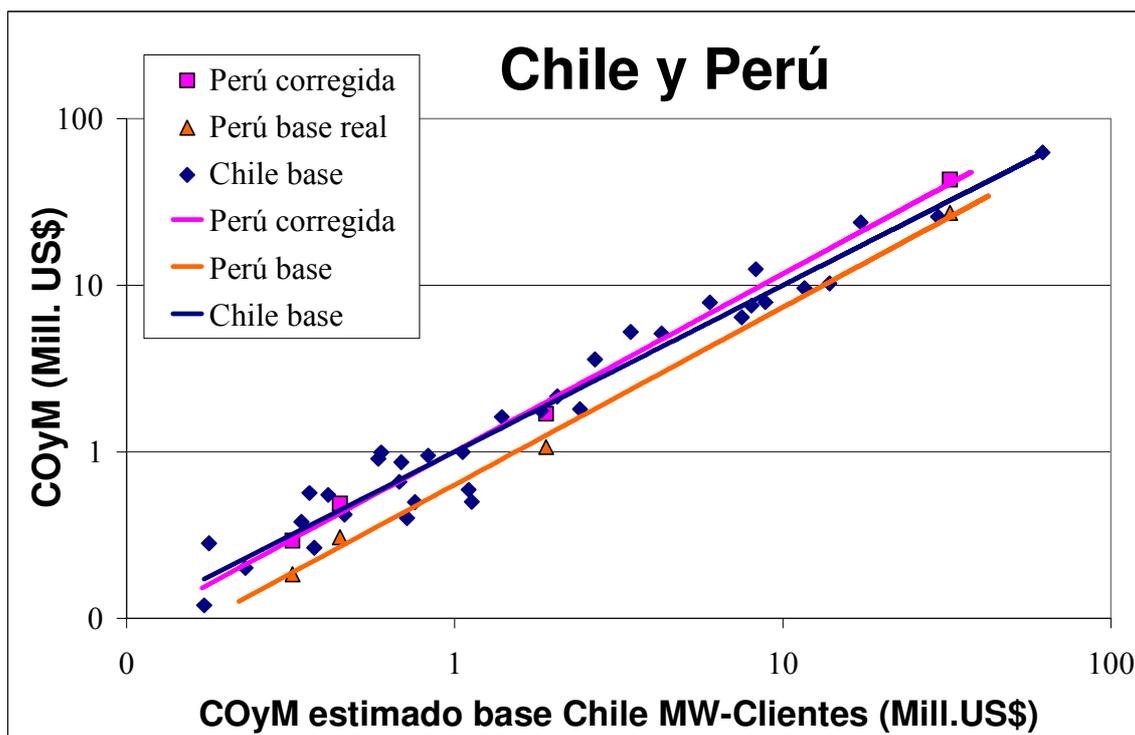
$$s \quad 0,345$$

Comentario: La probabilidad de $\beta_i \neq 0$ tiene un grado de significancia muy bueno para todos los β_i ($> 99\%$). El modelo muestra una economía de escala de $0,477 + 0,433 = 0,910$.

Utilizando este modelo, se construyó un gráfico, en el que las empresas modelo peruanas son comparadas con las chilenas, entrando con los pares de valores de Potencia (MW), y Clientes (N°), de acuerdo con la fórmula anterior, y la altura en el eje de las y la da el valor

real de costo, tanto para el dato real base como el corregido por PGB per cápita. Igualmente las empresas chilenas entran en el gráfico por el valor que determine el modelo, pero en el eje de las y se coloca el costo real de operación y mantenimiento. A los puntos trazados en la gráfica, se les ha incorporado una línea de tendencia. El resultado se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 15



Del gráfico se desprende que los costos de operación y mantenimiento de las empresas peruanas en sus valores base, se ubican en una tendencia media por debajo de la media de las empresas chilenas. La corrección de los valores por PGB, deja a las cuatro áreas típicas peruanas prácticamente sobre la tendencia media de las empresas chilenas. La pendiente de las curvas de tendencia es levemente mayor en las empresas peruanas, lo que indica una menor economía de escala que las chilenas.

La diferencia entre las medias de Perú y Chile son los siguientes:

$$\text{COyM base ADT peruanas} / \text{Costo base chilenas} = 0,66$$

$$\text{COyM ajustado ADT peruanas} / \text{Costo base chilenas} = 1,04$$

Los valores anteriores indican que las empresas peruanas están en promedio un 4% por sobre de las empresas chilenas cuando se las compara haciendo un ajuste a los costos por PGB per cápita y un 34% por debajo cuando no se les aplica dicho ajuste.

Para establecer la significancia estadística de las diferencias respecto de la media chilena, se procedió a realizar una Prueba *t* para la diferencia de medias entre dos poblaciones con

varianzas distintas y desconocidas, aplicada a los errores que se obtienen cuando se usa el modelo logarítmico de las empresas chilenas, con los valores de Potencia ingresada y Clientes de las empresas chilenas y peruanas.

Las hipótesis a verificar son las siguientes:

Caso base: Aplicado sobre los valores **no** ajustados de las empresas peruanas

H_0 : La media de las ADT Peruanas es **igual** a la media de las empresas chilenas

H_1 : La media de las ADT Peruanas es **inferior** a la media de las empresas chilenas

La Prueba **t** para la diferencia entre medias de dos poblaciones con varianzas distintas y desconocidas, de una sola cola, arroja un valor de 0,5%, lo que implica que con un **99,5%** de confiabilidad la media de las ADT peruanas es **inferior** a la media de costo de las ADT chilenas, cuando **no** se ha aplicado ajuste a los costos.

Caso con ajuste: Aplicado sobre los costos ajustados por PGB per cápita de las ADT peruanas

H_0 : La media de las ADT Peruanas es **igual** a la media de las empresas chilenas

H_1 : La media de las ADT Peruanas es **distinta** a la media de las empresas chilenas

La Prueba **t** para la diferencia entre medias de dos poblaciones con varianzas distintas y desconocidas, de dos colas, arroja un valor de 71,5%, lo que lleva a aceptar H_0 , es decir, no se observa diferencia estadísticamente significativa entre la media de las empresas peruanas y la media de costo de las empresas chilenas, cuando se ha aplicado un ajuste por PGB per cápita a los costos de las Areas de Distribución Típicas peruanas.

Por tanto, asumiendo que los costos de ambos países corresponden a muestras de un universo mayor de empresas distribuidoras ubicadas en diferentes países del mundo, y que las Areas de Distribución Típica del Perú reconocen un valor muy cercano a los costos reales de distribución de las empresas peruanas, hay evidencia estadística que confirma que las empresas chilenas se encuentran, en promedio, con costos muy similares a las empresas peruanas, cuando se las compara a ambas muestras aplicando una corrección por PGB per cápita a las empresas peruanas. Sin embargo, cuando **no** se efectúa la corrección por PGB per cápita, los costos de las empresas chilenas aparecen en promedio por arriba de las peruanas.

5.5. Comparación con Uruguay

Al igual que Perú, los costos de distribución de Uruguay tienen incorporada la componente de atención al cliente, lo que permite comparar los costos totales con Chile. En el caso de Uruguay, sólo existe una empresa de distribución eléctrica, a la cual se le aplican tarifas por área de distribución típica.

Para hacer esta comparación, sólo se dispuso de los costos propuestos por el Consultor de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE), en las 5 áreas típicas de distribución aplicables a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Estos costos fueron sometidos a un proceso de optimización, y son por consiguiente inferiores a los costos reales presentados por la UTE. Los datos de las áreas típicas de distribución es información reservada del Consultor y representa los valores que se están analizando en el proceso tarifario de fijación de precios de distribución del año 2002.

Las características de las 5 áreas típicas de Uruguay se muestran en la tabla que sigue. El valor de la potencia se obtuvo a partir de la demanda máxima de los sistemas de distribución, entendida como potencia retirada, amplificada por sus factores de expansión de pérdidas, para determinar los valores a la entrada de los sistemas de distribución.

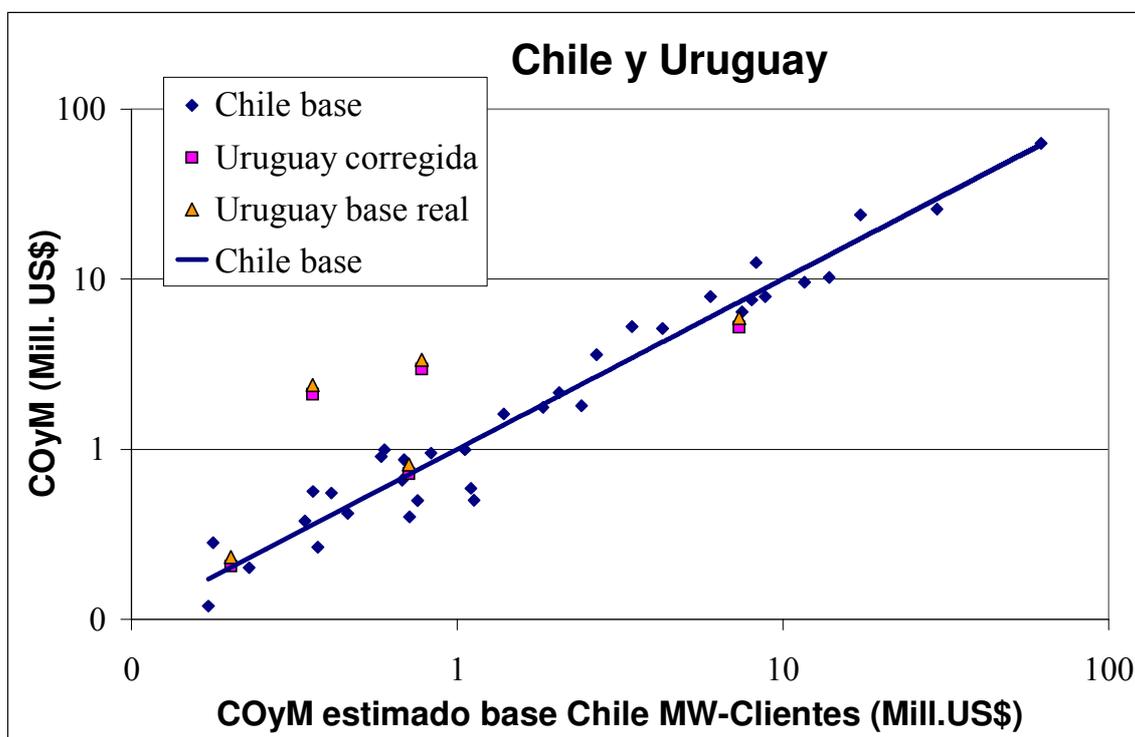
Tabla 23. Datos de las áreas típicas del Uruguay

Sector típico	Potencia ingresada	Clientes totales	COyM total 2001	COyM total 2001 ajust.
	MW	Nº	Mill.US\$	Mill.US\$
1	155,9	106.506	5,91	5,23
2	9,4	10.715	0,81	0,72
3	2,3	2.758	0,23	0,21
4	11,3	10.714	3,36	2,97
5	4,8	4.623	2,38	2,11

Los costos de operación y mantenimiento de las áreas típicas de Uruguay prácticamente no cambian cuando se les hace el ajuste PGB per cápita, debido a la cercanía con el PGB per cápita de Chile.

La lista de las empresas chilenas con sus costos de operación y mantenimiento, junto a las variables de Potencia y Energía, ya se presentó en el punto anterior referido a la comparación con Perú. Para llevar los valores uruguayos a un gráfico, se utilizó el mismo modelo potencia – clientes, que ya fue detallado en la comparación con Perú. Utilizando este modelo, se construyó un gráfico, en el que las empresas uruguayas son comparadas con las chilenas, entrando con los valores de Potencia (MW), y Clientes (Nº), de acuerdo al modelo anterior, y la altura en el eje de las y da el valor real de costo, tanto para el dato real base como para el corregido por PGB per cápita. Igualmente las empresas chilenas entran en el gráfico por el valor que determine el modelo, pero en el eje de las y se coloca el costo real de operación y mantenimiento. A los puntos uruguayos trazados en la gráfica, **no** se les incorporó una línea de tendencia, debido a la ausencia de una clara línea de tendencia. El resultado se muestra a continuación en un gráfico con escalas log-log.

Gráfico 16



Del gráfico se desprende que tres áreas típicas se enmarcan en la línea de tendencia de Chile, pero las otras dos la sobrepasan ampliamente. Debido a esta disparidad de costos, se presentará a continuación, el análisis estadístico separando las 3 áreas típicas con medias similares a las chilenas, de las otras 2 con medias muy por sobre las chilenas.

La diferencia entre las medias de Uruguay y Chile son los siguientes:

COyM **base** ADT de 3 uruguayas medias / Costo base chilenas = 1,02

COyM **ajustado** ADT de 3 uruguayas medias / Costo base chilenas = 0,90

COyM **base** ADT de 2 uruguayas extremas / Costo base chilenas = 5,35

COyM **ajustado** ADT de 2 uruguayas extremas / Costo base chilenas = 4,72

Los valores anteriores indican que las tres ADT medias no presentan diferencias significativas con la tendencia media de las empresas chilenas. Sin embargo, las otras dos ADT presentan costos del orden de 5 veces los de las empresas chilenas. No tiene sentido aplicar pruebas estadísticas a las observaciones anteriores porque sus conclusiones son evidentes, pero se puede indicar que las empresas chilenas no superan los costos reconocidos por el Regulador en Uruguay.

6. REVISIÓN DEL MARGEN SOBRE VNR

Se ha considerado útil observar en paralelo la posición de las empresas en el patrón de costos, con un indicador de resultado anual, calculado como margen bruto sobre VNR.

Si las empresas menos eficientes, que están sobre el promedio de costos de la industria, muestran menor margen sobre VNR, implica que su exceso de costos se está traduciendo en una menor rentabilidad de sus activos de distribución. Por el contrario, si las empresas que presentan una mayor eficiencia de costos, y que se ubican por debajo de la tendencia media de la industria, muestran un mayor margen sobre VNR, implica que su mejor desempeño en costos las está llevando a obtener mejores resultados sobre sus activos.

Este análisis es sólo referencial, y no busca ser conclusivo, por cuanto intervienen en él las tarifas que se han fijado a las empresas, de acuerdo a la forma en que se las clasificó, por área típica de distribución.

Para construir el indicador de margen sobre VNR, se tomará el Nivel 3 como base de cálculo, es decir, todo será referido a los sistemas de distribución presentes en el chequeo de rentabilidad. El indicador es el siguiente:

Margen bruto / (VNR + CT), expresado en %

En que:

Margen bruto = Ingresos – Costos del año 2001 en Mill.\$.

Ingresos = Ingresos netos por venta de energía, potencia y peajes en tensión igual o inferior a AT.

Costos = Compras de electricidad + COyM.

VNR = Valor Nuevo de Reemplazo del año 2000 en Mill.\$.

CT = Capital de trabajo = Ingresos anuales 2001 Nivel 3 x 30 días / 365 días

Los ingresos y costos son los correspondientes al chequeo de rentabilidad. En el caso de los ingresos, estos se tomaron de la hoja INGGLO de los archivos de ingresos, en la línea que consigna el total de ingresos para el chequeo de rentabilidad, que incluye la corrección monetaria, para expresar el monto en moneda de dic-2001, tal como fueron presentados en la Tabla 9 en el Capítulo 3.

La posición de costos de las empresas, respecto de la tendencia media, se estableció con el modelo logarítmico **no** depurado con variables explicativas de Energía y Clientes. Se toma el modelo no depurado, para permitir observar la situación de EEC, Edelayesen y Creo en el análisis. Sobre la base de este modelo, se ha construido un indicador de diferencia de costo real – estimado sobre el costo estimado, del siguiente modo:

$$\text{Delta costo} / \text{COyM}_{\text{estimado}} = (\text{COyM}_{\text{real}} - \text{COyM}_{\text{estimado}}) / \text{COyM}_{\text{estimado}}$$

Para las empresas que se encuentran bajo la línea media de costo estimado, este indicador será negativo y, en caso contrario, positivo.

La siguiente tabla muestra los valores considerados para construir los anteriores indicadores, con excepción del VNR que ya fue presentado en el Capítulo 3. El Costo de Explotación corresponde a la suma del COyM y las compras de electricidad, ambos valores para el chequeo de rentabilidad.

Tabla 24. Datos de margen y costos

Id	Empresa	Área típica	Capital de Trabajo	Costo Explotac.	Ingresos	Margen bruto	Margen / (VNR + CT)	COyM estimado	Delta/ COyM
			Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$		Mill.\$	
1	Emelari	3	804	8.388	9.786	1.398	10,3%	1.903	26%
2	Eliqsa	2	1.195	13.440	14.545	1.105	8,0%	2.536	39%
3	Elecda	2	1.937	19.910	23.564	3.654	14,1%	4.219	25%
4	Emelat	2	1.276	14.051	15.524	1.473	7,4%	2.983	15%
5	Emec	3	2.587	24.118	31.473	7.356	13,6%	5.528	-4%
6	Chilquinta	3	5.910	56.812	71.900	15.088	16,8%	11.247	42%
7	Conafe	2	2.249	21.238	27.361	6.124	13,7%	4.896	-12%
8	Emelca	5	58	538	708	170	27,2%	173	-22%
9	Litoral	5	397	3.461	4.825	1.363	17,0%	864	37%
10	Chilectra	1	26.416	261.635	321.401	59.765	16,7%	39.931	5%
11	Rio Maipo	2	4.211	40.463	51.237	10.774	24,3%	9.325	-26%
12	EEC	3	156	1.368	1.900	533	35,1%	514	-48%
13	Til Til	3	34	359	414	55	5,8%	120	57%
14	EEPA	2	521	5.585	6.333	748	13,1%	1.472	-2%
15	Luz Andes	3	46	376	558	181	16,7%	85	-5%
16	SEP	3	96	910	1.164	254	10,5%	258	-1%
17	Emelectric	4	2.511	26.400	30.546	4.147	7,9%	5.463	53%
18	CGE	2	9.935	96.813	120.879	24.065	16,7%	18.765	-8%
21	Coopelan	5	137	1.619	1.662	44	0,8%	449	48%
22	Frontel	5	2.126	19.820	25.863	6.043	7,3%	5.113	-1%
23	Saesa	4	3.874	36.320	47.128	10.808	13,7%	8.107	-21%
24	Edelaysen	4	424	4.322	5.159	837	14,7%	831	-60%
25	Edelmag	3	847	8.236	10.309	2.073	14,3%	1.662	-27%
26	Codiner	5	137	1.505	1.666	161	1,7%	422	44%
27	Elecoop	4	132	1.528	1.607	80	2,1%	424	-21%
28	Edecsa	4	110	1.128	1.344	216	4,9%	236	57%
29	CEC	3	147	1.546	1.786	240	6,6%	473	-7%
30	Emetal	6	201	1.973	2.450	477	6,3%	618	3%
31	Luzlinares	5	219	2.045	2.661	615	6,7%	647	3%

32	Luzparral	5	145	1.360	1.759	398	4,5%	448	29%
33	Copelec	6	370	3.248	4.505	1.256	10,2%	1.004	8%
34	Coelcha	6	82	764	1.003	239	5,1%	318	-12%
35	Socoepa	5	77	946	935	-11	-0,2%	252	50%
36	Cooprel	5	79	757	961	204	6,1%	252	-29%
39	Creo	5	325	2.821	3.954	1.133	42,6%	805	-51%
	Total país		69.770	685.803	848.869	163.066	14,3%	132.342	4%

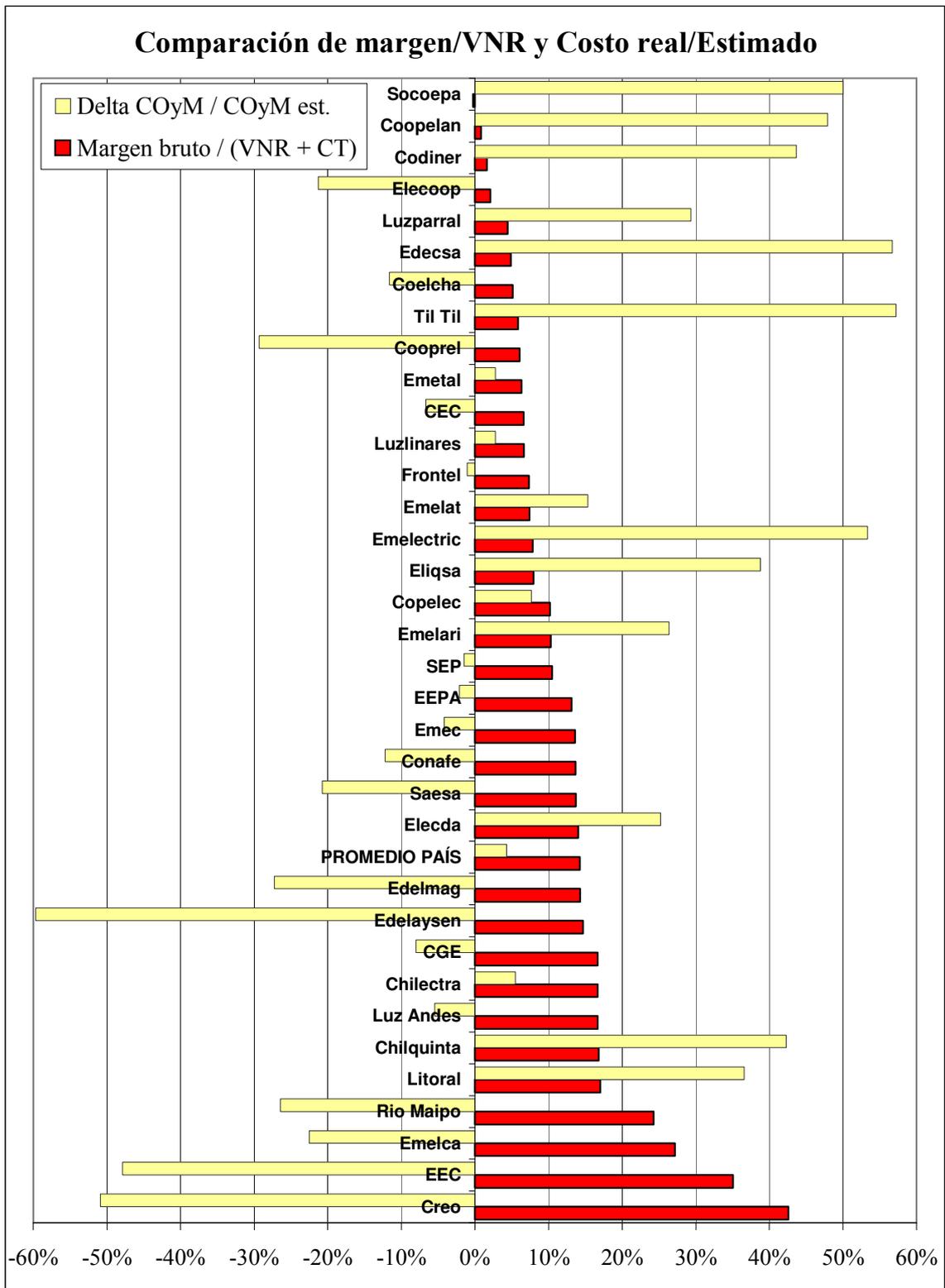
El Gráfico 17 muestra las empresas ordenadas por el indicador de margen sobre VNR, en que cada empresa tiene asociado su relación de costo real sobre el estimado. Si se observan las 11 empresas ubicadas en la zona baja del gráfico, y que muestran un margen sobre VNR superior a la media país, 8 de ellas presentan COyM inferiores al promedio país (cuyo margen es de 14,3%), y sólo 3, Chilquinta, Litoral y Chilectra presentan costos superiores a la tendencia media de la industria.

Se observa, además que la mayor parte de las empresas que presentan costos superiores a la tendencia media estimada, se encuentran en la zona de menor margen sobre VNR, como es el caso de Socoepa, Coopelan, Codiner, Luzparral, Edecsa, Til Til, Emelat, Emelectric, Eliqsa, Copelec y Emelari, con las excepciones de Chilquinta y Litoral.

Si bien los ingresos de las empresas dependen del área típica en la cual se encuentran clasificadas, de acuerdo al Decreto 632 del año 2000 del Ministerio de Economía, no se observa que las empresas de una determinada área típica presenten sistemáticamente costos por arriba o por debajo de la tendencia media del país, como ya se mostró en el Capítulo 4.

Se puede concluir que, en general, las empresas con costos superiores a la media, tienden a mostrar menores márgenes sobre VNR, por lo que es razonable esperar que sus resultados sean más estrechos que aquellas empresas que se ubican bajo la tendencia media de costos.

Gráfico 17



7. RECOMENDACIÓN DE COSTOS

7.1. Criterio estadístico

Los modelos econométricos han permitido definir líneas de tendencia media de costos de la industria, con determinados límites aceptables para la representatividad de cada empresa en el modelo. La determinación de una línea de tendencia se hace sobre bases de operación objetivas de las empresas como son la potencia, energía, número de clientes o km de red. La estadística permite obtener conclusiones basadas en la ley de los grandes números, y asignar probabilidades de error a las afirmaciones que se realicen.

De hecho, el análisis estadístico del Informe Preliminar había determinado que Elecda era la empresa que superaba más que todas los costos por sobre la media de la industria y, una vez que la empresa envió sus costos corregidos quedó en una posición bastante más cercana a la media. Si se continuara investigando las empresas más alejadas sobre la media, muy probablemente se seguirían encontrando montos de costo que deberían ser retirados del chequeo de rentabilidad. En este sentido, el análisis estadístico de los costos es una herramienta útil, confiable y eficaz para determinar por dónde buscar costos excedidos.

7.2. Criterio comparativo con el exterior

Si bien el criterio estadístico para la identificación de costos en exceso no es suficiente, ya que no permite identificar si la media de costos informados por las empresas se encuentra por sobre o por debajo de su nivel real, una comparación con países de similares características con Chile, permitió observar que la media de costos de las empresas chilenas está por debajo o, en el peor de los casos, iguala la media de otros países. Por lo tanto, si no es necesario bajar la media de costos de las empresas chilenas, se puede apelar a las observaciones estadísticas para identificar costos en exceso en las empresas que se encuentren por sobre la media de costos.

7.3. Criterios contables de reasignación de costos

El Consultor considera válido los análisis contables que permitan identificar partidas de costos que no corresponde que sean presentadas en la parte referida al chequeo de rentabilidad. Sin embargo, dado el número de empresas, la cantidad de partidas a analizar, y la falta de un mecanismo fluido de consulta con las empresas, se requeriría una mayor cantidad de recursos y extender el plazo de análisis, y no se podría garantizar un mejor resultado que el obtenido a través de la estadística.

La opción contable de reasignar los gastos indirectos por criterios de margen entre negocios dentro y fuera del chequeo de rentabilidad, no cabe por carecer de fundamento económico y legal. En el **Anexo 3** se detalla un análisis actualizado de los criterios contables, que fue presentado a la SEC en las reuniones de trabajo.

7.4. Recomendación de aceptación y rechazo de costos

Teniendo en cuenta los criterios presentados y su propia experiencia, el Consultor propone tomar como límite máximo de aceptación de costos hasta un 20% por sobre la tendencia media de las empresas chilenas, definida por los modelos econométricos. Es decir, los costos que excedan de 20% sobre la media, serán rechazados.

Para determinar los valores de aceptación o rechazo de costos, el Consultor tomará como base los resultados del modelo logarítmico depurado que utiliza, como variables explicativas, energía y clientes.

Tabla 25. Proposición de aceptación y rechazo de costos por empresa

Id	Empresa	COyM real	COyM estimado	COyM real / COyM estimado	COyM real – COyM estimado	Exceso aceptado hasta 20%	Exceso NO aceptado sobre 20%
		Mill.\$	Mill.\$		Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
17	Emelectric	8.375	5.697	1,47	2.678	1.139	1.538
13	Til Til	189	132	1,43	57	26	31
6	Chilquinta	16.006	11.597	1,38	4.408	2.319	2.089
28	Edecsa	369	272	1,36	97	54	43
35	Socoepa	378	280	1,35	98	56	43
21	Coopelan	664	495	1,34	170	99	71
9	Litoral	1.180	896	1,32	284	179	105
26	Codiner	607	462	1,31	144	92	52
2	Eliqsa	3.520	2.721	1,29	799	544	255
32	Luzparral	579	480	1,21	99	96	3
1	Emelari	2.406	2.019	1,19	386	386	0
3	Elecda	5.283	4.459	1,18	824	824	0
4	Emelat	3.440	3.197	1,08	243	243	0
10	Chilectra	42.125	41.242	1,02	882	882	0
33	Copelec	1.081	1.064	1,02	17	17	0
	Otras	51.858	61.643	0,84	- 9,758		
	Total	138.059	136.657	1,01	1.403	6.958	4.228

Nota: Las diferencias en las sumas se deben a redondeos.

La tabla anterior muestra las empresas que se ubican por sobre el costo medio estimado, ordenadas de mayor a menor por el indicador $COyM_{real} / COyM_{estimado}$. En ella se indica los montos por empresa que exceden el 20% de la tendencia media de costos de las empresas chilenas.

El Consultor propone rechazar un total de \$ 4.228 Millones, lo que representa un 3,1% del COyM real de todas las empresas, y afecta a 10 empresas que superan la media en más de 20%, y sólo 2 de ellas explican el 86% del total del costo rechazado: Emelectric y Chilquinta. Los costos sobre la media alcanzan a 11.186 Mill.\$, de los cuales el Consultor está proponiendo aceptar el 62% y rechazar el 38%.

Para determinar cuál partida de costo puede representar el exceso rechazado se ha analizado los costos medios de las empresas por actividad. En la tabla siguiente se detalla los costos unitarios de cada una de las partidas de costos por actividad. Los costos unitarios son los siguientes:

- $[\text{Costo Distribución BT}] / [\text{Energía facturada BT}]$ (Mill.\$/GWh).

- $[\text{Costo Distribución AT}] / [\text{Energía total facturada AT + BT}]$ (Mill.\$/GWh).
- $[\text{Costo Atención clientes}] / [\text{Clientes}]$ (Mill.\$/Cliente).
- $[\text{Costo Otras actividades}] / [\text{Clientes}]$ (Mill.\$/Cliente).

La energía facturada se tomó de los archivos de ingreso en la hoja FIS. Baja Tensión, BT, incluye todas las partidas de ese nivel, incluyendo hurtos. La energía total facturada incluye todas las partidas de energía AT y BT de la hoja FIS, inclusive la energía retirada para consumos propios de la empresa.

Para observar en cada empresa la diferencia entre el costo medio por actividad y el promedio de la industria se presenta en la tabla siguiente, 4 columnas con la razón entre el costo unitario por empresa y el costo medio de la industria. En rojo se destaca las empresas en las cuales se ha rechazado una parte del total de sus costos.

Tabla 26. Costos unitarios por empresa

Id	Empresa	Distrib. BT	Distrib. AT	Atenc. Clientes	Otros/ Cliente	Distrib. BT	Distrib. AT	Atención clientes	Otros
		/Energía BT	/Energía total	/Cliente		empresa/ media	empresa/ media	empresa/ media	empresa/ media
		Mill.\$ /GWh	Mill.\$ /GWh	Miles \$ /Cliente	Miles \$ /Cliente				
1	Emelari	6,4	2,95	16,3	3,9	1,5	1,8	1,8	0,6
2	Eliqsa	6,7	3,74	14,7	7,3	1,6	2,3	1,7	1,1
3	Elecda	5,2	2,67	17,2	5,5	1,3	1,6	1,9	0,8
4	Emelat	6,8	2,61	17,4	4,9	1,6	1,6	2,0	0,8
5	Emec	3,9	2,24	9,4	3,6	0,9	1,4	1,1	0,6
6	Chilquinta	5,3	2,03	13,8	7,5	1,3	1,2	1,6	1,1
7	Conafe	4,7	1,72	8,3	3,8	1,1	1,1	0,9	0,6
8	Emelca	1,8	3,69	7,0	13,7	0,4	2,3	0,8	2,1
9	Litoral	5,7	2,09	18,7	4,8	1,4	1,3	2,1	0,7
10	Chilectra	3,4	1,25	5,2	8,2	0,8	0,8	0,6	1,3
11	Río Maipo	2,6	0,99	7,7	6,2	0,6	0,6	0,9	0,9
12	EEC	5,2	1,41	3,6	3,5	1,3	0,9	0,4	0,5
13	Til Til	20,9	3,35	8,9	18,6	5,0	2,1	1,0	2,9
14	EEPA	11,3	2,54	4,0	3,1	2,7	1,6	0,5	0,5
15	Luz Andes	5,2	2,28	29,0	2,8	1,3	1,4	3,3	0,4
16	SEP	4,1	2,16	33,0	12,0	1,0	1,3	3,7	1,8
17	Emelectric	7,4	4,04	16,4	5,9	1,8	2,5	1,9	0,9
18	CGE	3,1	0,86	8,5	8,0	0,7	0,5	1,0	1,2
21	Coopelan	21,0	7,43	1,6	5,8	5,1	4,5	0,2	0,9
22	Frontel	5,9	2,81	6,8	3,4	1,4	1,7	0,8	0,5
23	Saesa	4,0	1,52	8,5	3,5	1,0	0,9	1,0	0,5

Id	Empresa	Distrib. BT	Distrib. AT	Atenc. Clientes	Otros/ Cliente	Distrib. BT	Distrib. AT	Atención clientes	Otros empresa
		/Energía BT	/Energía total	/Cliente		empresa/ media	empresa /media	empresa /media	/media
		Mill.\$ /GWh	Mill.\$ /GWh	Miles \$ /Cliente	Miles \$ /Cliente				
24	Edelaysen	2,3	0,93	6,5	3,1	0,6	0,6	0,7	0,5
25	Edelmag	3,7	1,25	10,0	3,9	0,9	0,8	1,1	0,6
26	Codiner	20,4	6,53	1,4	1,4	4,9	4,0	0,2	0,2
27	Elecoop	6,3	0,79	12,7	14,5	1,5	0,5	1,4	2,2
28	Edecsa	6,7	5,94	40,7	17,0	1,6	3,6	4,6	2,6
29	CEC	15,5	5,44	0,8	0,8	3,8	3,3	0,1	0,1
30	Emetal	7,9	4,62	12,9	4,6	1,9	2,8	1,5	0,7
31	Luzlinares	10,2	3,20	11,6	3,5	2,5	2,0	1,3	0,5
32	Luzparral	8,3	4,85	15,1	9,2	2,0	3,0	1,7	1,4
33	Copelec	10,5	5,61	1,1	4,1	2,5	3,4	0,1	0,6
34	Coelcha	10,9	8,53	2,0	3,4	2,6	5,2	0,2	0,5
35	Socoepa	24,0	3,12	2,9	0,2	5,8	1,9	0,3	0,0
36	Cooprel	2,7	6,28	2,8	5,0	0,7	3,8	0,3	0,8
39	Creo	3,4	2,44	6,3	1,5	0,8	1,5	0,7	0,2
	Total país	4,1	1,64	8,8	6,5	1,0	1,0	1,0	1,0

Debido a que la asignación de costos por actividad no es uniforme en todas las empresas, es posible encontrar empresas que tienen alguna partida de costo tan alta como las de las empresas en las cuales se ha rechazado su nivel total de costos, pero es posible encontrar en ellas mismas otra partida de costos que está bajo el promedio, y ambos valores se compensan. Sin embargo, en todas las empresas con costos rechazados se puede identificar las partidas que más exceden el promedio y, si hay otras partidas bajo el promedio, estas no alcanzan a compensar las que se encuentran excedidas. El presente análisis sólo tiene por objetivo chequear que existan esas partidas excedidas, pero no pretende desglosar cada una de estas partidas y analizar por qué subpartida quedaron excedidas, como tampoco analizar proposiciones de gastos directos e indirectos por actividad, o márgenes sobre ingresos por venta por actividad.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES

- Por medio de herramientas estadísticas fue posible analizar los costos de operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras, definiendo modelos econométricos objetivos y confiables que permitieron trazar una línea de tendencia de costo y observar las empresas que se ubicaron por arriba y por debajo de esa línea media.
- Los modelos que mejor representan los datos analizados son aquellos que toman la energía y el número de clientes como variables explicativas.
- Los modelos logarítmicos presentan mejores estadígrafos que los modelos lineales, y la comparación definitiva de costos se hizo en función de modelos logarítmicos.
- El modelo logarítmico de energía y clientes sugiere trabajar con una muestra depurada debido a la presencia de empresas que quedan en el borde extremo inferior de estimación confiable de costos de las empresas. La depuración no tiene en todo caso un efecto muy significativo, por cuanto sólo tres empresas relativamente pequeñas, EEC, Edelaysen y Creo, quedaron excluidas. Sin embargo, la depuración permitió llegar a un patrón de costos más ajustado y, por lo tanto, más representativo de todo el resto de las empresas.
- La comparación con distribuidoras de otros países, ajustando por PGB per cápita los costos de las empresas del exterior, muestra que las empresas chilenas en promedio se encuentran en una posición de menores o similares costos frente a Colombia, El Salvador, Perú y Uruguay. Esto permite concluir que los costos de operación de las distribuidoras chilenas, en su conjunto, pueden ser aceptados. Sin corrección por PGB per cápita los costos de las empresas chilenas se encuentran en posiciones variables algo por arriba o por abajo de los observados en el exterior. En su conjunto, el análisis comparativo de costos mostró que los patrones de comportamiento de los COyM en estos países, en función de indicadores físicos de las distribuidoras, presenta economías de escala similares a las observadas en Chile.
- Sobre la base del análisis desarrollado en el Capítulo 7, el Consultor propone rechazar los gastos que excedan el 20% de la función de costo de las empresas chilenas, lo que representa un monto de 4.228 Mill.\$, Cabe señalar que el COyM total del conjunto de las empresas alcanza a 138.059 Mill.\$, medido en moneda de dic-2001, por lo que el gasto rechazado alcanza al 3,1% del total. Este rechazo afecta parcialmente a 10 empresas, de las cuales las dos más relevantes –Chilquinta y Emelectric– contribuyen con el 86% de la reducción. El análisis efectuado a las principales partidas del COyM de ambas empresas, muestra que distintas partidas del costo de operación y mantenimiento están sobredimensionadas en comparación con el resto de las empresas.
- El Consultor no recomienda la aplicación de metodologías contables que no cuenten con suficiente objetividad y sustento en la teoría económica y en el marco regulatorio de tarifas vigente, como sería el método de reasignación de gastos indirectos entre los negocios regulados y no regulados de las distribuidoras, en función de la homogeneización de los márgenes sobre ingresos por venta.

ANEXO 1

Agrupación de las distribuidoras por indicadores de densidad

1. Introducción

La presente sección tiene por objetivo estudiar conjuntos bajo los cuales se pueden agrupar las empresas eléctricas de distribución. Se trata de identificar grupos de características similares en cuanto a parámetros de densidad, de forma similar a lo utilizado para la identificación de áreas típicas, basándose en la evidencia que los costos de distribución quedan representados por la densidad de distribución que presentan las áreas de concesión de las distribuidoras. Todo esto en el contexto del estudio de los costos de explotación encargado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Se busca utilizar los resultados en el estudio de los modelos econométricos para de esta forma concluir si la modelación del COyM se comporta de mejor forma al caracterizar y separar las empresas de distribución según parámetros de densidad.

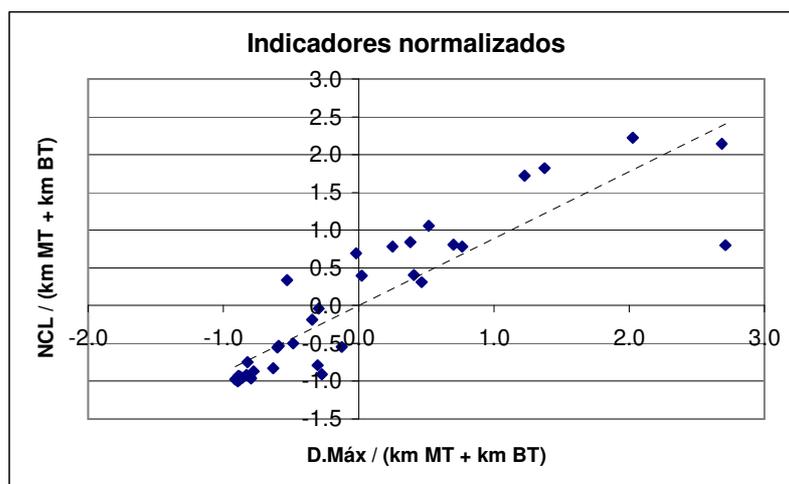
Se utiliza un análisis de clústers mediante la utilización del modelo estadístico SPSS, según se explica a continuación.

2. Indices de densidad

Se estudian los indicadores para un total de 35 empresas de distribución. Los parámetros de densidad propuestos para representar la densidad de las empresas eléctricas de distribución son los siguientes:

- $I1 = D. \text{Máxima} / (\text{km BT} + \text{km MT})$
- $I2 = \text{N}^\circ \text{ Clientes totales} / (\text{km BT} + \text{km MT})$

Si se grafican los índices en un gráfico X – Y, como se muestra a continuación, se observa una tendencia en los indicadores.



Cabe señalar que también se estudió el indicador kWh / (kmBT + kmMT), obteniéndose idénticos resultados a los obtenidos con el indicador de demanda máxima utilizado. Otros índices fueron descartados de acuerdo a la calidad de la información.

3. Clusterización

3.1 Metodología

La clusterización o análisis de clústers tiene como función objetivo el formar grupos homogéneos de individuos, minimizando de la varianza o dispersión dentro de los grupos y maximizando la separación entre estos. Para ello se usó el modelo computacional SPSS⁽¹⁾, que a través de un análisis estadístico (algoritmo k-means) entrega agrupaciones de los datos que conforman la muestra.

Previo a clusterizar se normalizan los índices. Para ello, a cada uno de los índices se le resta el promedio y se divide por la desviación standard, obteniéndose de esta forma una muestra de indicadores con media cero y desviación uno. La normalización se realiza para obtener índices adimensionales y comparables el uno del otro en cuanto a valores absolutos.

En el Apéndice N°1 se presentan los conceptos teóricos del análisis de clústers.

3.2 Resultados

Después de normalizados los índices, mediante el programa SPSS se analiza la conformación de dos grupos o clústers. Los grupos quedan conformados de la siguiente forma:

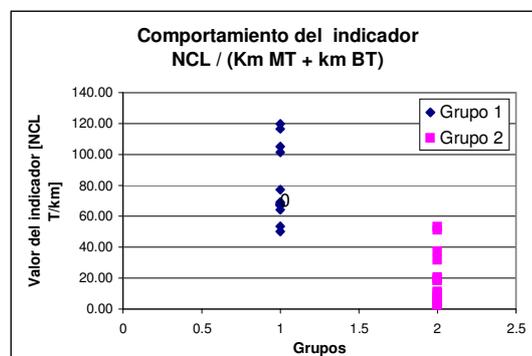
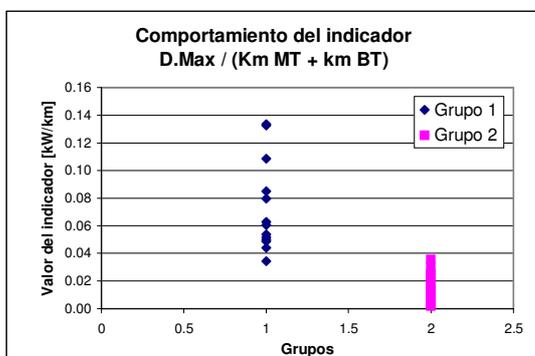
	Nº Empresas
Grupo 1	13
Grupo 2	22
Total	35

(1) Statistical Package for Social Science, SPSS 9.0 for Windows, SPSS Inc.

Grupo 1		Grupo 2	
Emelari	Edelmag	Emec	Edecsa
Eliqsa		Emelca	CEC
Elecda		Litoral	Emetal
Emelat		Til Til	Luzlinares
Enerquinta		SEP	Luzparral
Conafe		Emelectric	Copelec
Chilectra		Coopelan	Coelcha
Rio Maipo		Frontel	Socoepa
EEC		Saesa	Cooprel
EEPA		Edelaysen	Creo
Luz Andes		Codiner	
CGE		Elecoop	

Esta división resulta ser coherente con lo determinado en la definición de áreas típicas actualmente vigente, contenida en el decreto de fijación de formulas tarifarias para las empresas concesionarias de servicio público de distribución. Así, en su gran mayoría, las áreas números 1, 2 y 3, quedan contenidas en el grupo de mayor densidad (grupo 1).

El comportamiento que tiene los indicadores en cada uno de los grupos se muestra a continuación:



En los gráficos se observa un comportamiento adecuado del indicador, esto es, que a medida que aumenta la densidad de distribución, los valores de los índices individuales tienden a aumentar. En el grupo 2 se observan alrededor de 15 empresas de distribución con muy baja densidad en cuanto a nº de clientes/km (del orden de 20 clientes/km), lo que no se ve en el gráfico correspondiente la escala utilizada.

Como resultado del análisis se obtiene dos grupos bastante homogéneos, donde existe un claro ordenamiento según densidad y que resulta ser consistente con la actual zonificación del mercado.

Como Apéndice N°2 se entrega información con los índices calculados.

Apéndice 1

ANÁLISIS DE CLÚSTERS

1- INTRODUCCIÓN

A grandes rasgos, el objetivo de un análisis de conglomerados (*clúster analysis*) es el de dividir un conjunto de datos en varios grupos o conglomerados (*clústers*), de tal forma que la similitud dentro de un grupo sea mayor que la existente entre el resto de grupos. Así, los algoritmos de agrupamiento (*clustering algorithms*) tienen como meta la minimización de la varianza (dispersión) dentro de los grupos a la vez que la maximización de la separación (distancia) entre los grupos. En definitiva, el resultado de un análisis de conglomerados es la identificación de un número determinado de grupos heterogéneos con características individuales homogéneas: existirán diferencias sustanciales entre los grupos y, sin embargo, los elementos que conforman un grupo exhibirán características similares.

Las aplicaciones de los análisis de conglomerados son múltiples. Para el caso que nos ocupa, los utilizaremos para simplificar el número de casos (puntos) bajo estudio, mediante su reducción a unos cuantos puntos típicos o representativos de la totalidad de la muestra. Otra aplicación de los algoritmos de agrupamiento que puede resultar de utilidad es la identificación de casos atípicos (*outliers*). Estos puntos quedarán representados como grupos formados por un solo objeto o bien como grupos con muy pocos elementos, alejados del resto de la muestra. Obviamente, ambas aplicaciones (identificación de grupos y de *outliers*) pueden realizarse simultáneamente mediante el uso de un número suficiente de *clústers* que representen tanto a los *outliers* como al cuerpo principal de la muestra.

Los algoritmos de conglomerados se dividen en dos grandes grupos: jerárquicos y no-jerárquicos. En este documento se describe el algoritmo *k-means*, también conocido como HCM (*hard c-means*), que es uno de los algoritmos no-jerárquicos más ampliamente utilizados.

EL ALGORITMO K-MEANS

El algoritmo *k-means* divide un conjunto de n muestras $\mathbf{x}_j, j = 1, \dots, n$, en c grupos $G_i, i = 1, \dots, c$, minimizando una función objetivo de distancia y proporcionando un centro \mathbf{c}_i (prototipo) en cada grupo. Comúnmente, se elige la norma euclídea¹ como medida de distancia entre un vector \mathbf{x}_k del grupo i y su centro \mathbf{c}_i correspondiente; así, la función objetivo adopta la siguiente expresión:

$$J = \sum_{i=1}^c J_i = \sum_{i=1}^c \left(\sum_{k, \mathbf{x}_k \in G_i} \|\mathbf{x}_k - \mathbf{c}_i\|_2^2 \right) \quad (1)$$

¹ La distancia euclídea d_{jk} entre dos puntos \mathbf{x}_j y \mathbf{x}_k se define como: $d_{jk} = \|\mathbf{x}_j - \mathbf{x}_k\|_2 = (\mathbf{x}_j^T \mathbf{x}_k)^{1/2}$

en donde $J_i = \sum_{k, \mathbf{x}_k \in G_i} \|\mathbf{x}_k - \mathbf{c}_i\|_2^2$ es la función objetivo del grupo i . Por lo tanto, el valor de la función J_i depende tanto de las propiedades geométricas de G_i como de la localización de los prototipos \mathbf{c}_i .

Los grupos o *clusters* identificados suelen definirse mediante una matriz binaria $c \times n$ (matriz de pertenencias \mathbf{U}), en donde el elemento u_{ij} vale 1 si el punto j -ésimo \mathbf{x}_j pertenece al grupo i y 0 en caso contrario. Fijados los centros \mathbf{c}_i de los grupos, los valores u_{ij} que minimizan la ecuación (1) se obtienen como se indica a continuación:

$$u_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } \|\mathbf{x}_j - \mathbf{c}_i\|_2 \leq \|\mathbf{x}_j - \mathbf{c}_k\|_2, \text{ para } k \neq i \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad (2)$$

Dicho de otro modo: \mathbf{x}_j pertenece al grupo i si \mathbf{c}_i es el centro más cercano de entre todos los centros. Dado que un punto sólo puede estar en un grupo, la matriz \mathbf{U} posee las siguientes propiedades:

$$\sum_{i=1}^c u_{ij} = 1, \forall j = 1, \dots, n$$

y

$$\sum_{i=1}^c \sum_{j=1}^n u_{ij} = n$$

Por otra parte, si lo que se fijan son los valores u_{ij} , entonces el punto central óptimo \mathbf{c}_i que minimiza la ecuación (1) es la media de todos los puntos que constituyen el grupo i :

$$\mathbf{c}_i = \frac{1}{|G_i|} \sum_{k, \mathbf{x}_k \in G_i} \mathbf{x}_k \quad (3)$$

siendo $|G_i|$ el tamaño de G_i , es decir $|G_i| = \sum_{j=1}^n u_{ij}$.

El algoritmo *k-means* procesa el conjunto de datos \mathbf{x}_j , $j = 1, \dots, n$, y determina iterativamente los centros \mathbf{c}_i y la matriz \mathbf{U} siguiendo estos pasos:

Paso 1: Inicializar los centros \mathbf{c}_i , $i = 1, \dots, c$. Normalmente, esta inicialización se lleva a cabo seleccionando aleatoriamente c puntos de entre todos los de la muestra.

Paso 2: Determinar la matriz de pertenencias \mathbf{U} mediante la ecuación (2).

Paso 3: Calcular la función objetivo mediante la ecuación (1). Parar si está por debajo de un determinado valor o si su mejora con respecto a la iteración anterior es menor que una cierta tolerancia.

Paso 4: Actualizar los centros de los grupos conforme a la ecuación (3).

El algoritmo es iterativo, por lo que no existe garantía de que converja a la solución óptima. El comportamiento del algoritmo *k-means* depende de la posición inicial de los centros, por lo que es aconsejable partir de un buen conjunto de centros iniciales o bien ejecutar el algoritmo varias veces, cada una de ellas con un conjunto de centros iniciales diferente. En este caso, la propia función objetivo J puede servir de índice comparativo entre varias ejecuciones. De la serie de soluciones obtenidas para distintos centros iniciales, aquella en la que el valor de J sea mínimo, será la solución óptima (al menos, localmente). Por supuesto, también es posible inicializar al azar la matriz de pertenencias primero, para luego continuar con el proceso iterativo.

Apéndice 2

INDICES CALCULADOS

Grupo	Empresa	Indicadores		Indicadores normalizados	
		D.Máx/(km MT+km BT)	NCL T/(km MT+BT)	D.Máx/(km MT+km BT)	NCL T/(km MT+BT)
1	Emelari	0.044	67.16	0.249	0.781
1	Eliqsa	0.060	68.23	0.703	0.810
1	Elecda	0.080	101.20	1.229	1.716
1	Emelat	0.052	50.11	0.465	0.312
1	Enerquinta	0.054	77.20	0.520	1.057
1	Conafe	0.063	67.19	0.764	0.782
1	Chilectra	0.132	116.56	2.686	2.138
1	Rio Maipo	0.085	104.95	1.374	1.819
1	EEC	0.034	64.04	-0.018	0.695
1	EEPA	0.108	119.71	2.027	2.225
1	Luz Andes	0.133	67.93	2.714	0.802
1	CGE	0.050	53.43	0.410	0.403
1	Edelmag	0.049	69.33	0.382	0.840
2	Emec	0.024	37.35	-0.297	-0.039
2	Emelca	0.016	50.98	-0.531	0.336
2	Litoral	0.036	53.26	0.021	0.399
2	Til Til	0.013	18.53	-0.600	-0.556
2	SEP	0.030	18.73	-0.127	-0.550
2	Emelectric	0.014	19.43	-0.590	-0.531
2	Coopelan	0.004	3.99	-0.860	-0.956
2	Frontel	0.005	11.42	-0.822	-0.751
2	Saesa	0.017	20.61	-0.484	-0.499
2	Edelaysen	0.022	31.90	-0.344	-0.189
2	Codiner	0.003	3.08	-0.881	-0.981
2	Elecoop	0.012	8.57	-0.632	-0.830
2	Edecsa	0.025	5.61	-0.272	-0.911
2	CEC	0.024	10.03	-0.304	-0.790
2	Emetal	0.005	5.52	-0.829	-0.914
2	Luzlinares	0.007	7.01	-0.775	-0.873
2	Luzparral	0.003	4.78	-0.879	-0.934
2	Copelec	0.003	4.95	-0.891	-0.929
2	Coelcha	0.002	3.25	-0.913	-0.976
2	Socoepa	0.006	4.52	-0.802	-0.941
2	Cooprel	0.003	2.31	-0.895	-1.002
2	Creo	0.006	3.64	-0.796	-0.965
MIN		0.002	2.31	-0.91	-1.00
MAX		0.133	119.71	2.71	2.23
PROM.		0.035	38.76	0.00	0.00
DESVEST		0.036	36.38	1.00	1.00

ANEXO 2

Levantamiento de información de las empresas del exterior

1. Introducción

En este anexo se entregan las fuentes consultadas para la recolección de la información utilizada en el análisis comparativo de costos de O&M entre empresas distribuidoras chilenas y empresas distribuidoras extranjeras.

En los siguientes puntos se muestran tablas donde se entregan los antecedentes recolectados para cada empresa y las fuentes consultadas. Así mismo, se indican los procedimientos utilizados para determinar los parámetros que no fue posible conseguir vía recolección de información. Las empresas son listadas por país de origen.

2. Fuentes consultadas para información recolectada para empresas distribuidoras de PERÚ

En el caso de Perú se utilizó como información válida para la comparación de costos, los antecedentes que se extrajeron del estudio de Valores Agregados del año 2001 para las empresas distribuidoras representativas de los sectores típicos de distribución. La fuente de información para todos los antecedentes recolectados fue el estudio “Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica”, Diciembre 2001, Informe OSINERG-GART-2001-045.

La siguiente tabla presenta los costos eficientes de O&M y Comercialización reconocidos en los Valores Agregados calculados recientemente para las empresas distribuidoras peruanas.

PERÚ

Sector Típico	Empresa Distribuidora	Costo O&M (US\$/año)	Costo Comercial (US\$/año)	VNR (US\$)		Inyección de potencia a la red MT (MW)	Número de Clientes
				MT	BT		
1	Lima Norte	21,879,000	5,351,760	110,691,000	243,316,000	575.5	777,404
2	Tacna	756,000	311,360	2,468,000	8,983,000	19.0	47,392
3	Chupaca	121,000	62,720	405,000	1,182,000	2.0	9,250
4	Huayucachi	202,000	105,280	1,137,000	1,574,000	2.6	15,317

Cifras en US\$ abril-junio 2001

Tipo de cambio promedio (abril-junio 2001): S./US\$ 3.484

La inyección de potencia a la red MT en las horas de punta del sistema se obtuvo a partir de la potencia que se vende en MT + lo que ingresa a la red BT, y las pérdidas reconocidas para cada sector típico de distribución. Dicha información se obtuvo del informe “Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica”.

Las siguientes tablas corresponden a las tablas de donde se obtuvo la información que se utilizó en la comparación de costos. Todas éstas fueron obtenidas del informe indicado en el párrafo anterior.

Sector típico 1

VAD.

4.1.1.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US\$	110 691	243 316				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US\$	13 742	30 206				
Costo Anual de Explotación	miles US\$	6 324	15 555				
Total Costo Anual	miles US\$	20 066	45 761	5 351.76	5 302.29	40.05	9.42
Demanda	kW	560 459	362 730				
Número de Clientes	Unidad			777 404	774 021	2 943	440
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US\$/kW-mes	1.939	6.585				
Explotación	US\$/kW-mes	0.892	3.391				
Total	US\$/kW-mes	2.831	9.976				
Cargos Fijos	US\$/mes			0.544	0.542	1.076	1.693
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	6.755	22.941				
Explotación	S/./kW-mes	3.109	11.814				
Total	S/./kW-mes	9.863	34.755				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.897	1.887	3.749	5.900
(*) Tipo de cambio (S/./US\$): 3.484							

Fuente: Informe “Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica”, página 6

Sector típico 2

4.1.2.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US\$	2 468	8 983				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US\$	306	1 115				
Costo Anual de Explotación	miles US\$	216	540				
Total Costo Anual	miles US\$	523	1 655	311.36	308.38	2.04	0.94
Demanda	KW	18 353	14 845				
Número de Clientes	Unidad			47 392	47 198	150	44
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US\$/kW-mes	1.320	5.940				
Explotación	US\$/kW-mes	0.932	2.878				
Total	US\$/kW-mes	2.252	8.818				
Cargos Fijos	US\$/mes			0.520	0.517	1.076	1.693
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	4.599	20.696				
Explotación	S/./kW-mes	3.247	10.026				
Total	S/./kW-mes	7.847	30.722				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.810	1.800	3.749	5.900
(*) Tipo de cambio (S/./US\$): 3.484							

Fuente: Informe “Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica”, página 7

Sector típico 3

4.1.3.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US\$	405	1 182				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US\$	50	147				
Costo Anual de Explotación	miles US\$	36	85				
Total Costo Anual	miles US\$	86	232	62.72	62.43	0.18	0.11
Demanda	kW	1 912	1 533				
Número de Clientes	Unidad			9 250	9 226	16	8
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US\$/kW-mes	2.078	7.566				
Explotación	US\$/kW-mes	1.490	4.404				
Total	US\$/kW-mes	3.568	11.970				
Cargos Fijos	US\$/mes			0.536	0.535	0.891	1.117
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	7.241	26.360				
Explotación	S/./kW-mes	5.191	15.345				
Total	S/./kW-mes	12.432	41.705				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.868	1.864	3.104	3.891

(*) Tipo de cambio (S/./US\$): 3.484

Fuente: Informe “Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica”, página 8

Sector típico 4

4.1.4.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US\$	1 137	1 574				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US\$	141	195				
Costo Anual de Explotación	miles US\$	73	129				
Total Costo Anual	miles US\$	214	324	105.28	105.03	0.18	0.07
Demanda	kW	2 443	2 062				
Número de Clientes	Unidad			15 317	15 295	17	5
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US\$/kW-mes	4.568	7.494				
Explotación	US\$/kW-mes	2.365	4.941				
Total	US\$/kW-mes	6.933	12.435				
Cargos Fijos	US\$/mes			0.543	0.543	0.815	1.173
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	15.915	26.110				
Explotación	S/./kW-mes	8.238	17.215				
Total	S/./kW-mes	24.153	43.325				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.894	1.892	2.841	4.088

(*) Tipo de cambio (S/./US\$): 3.484

Fuente: Informe “Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica”, página 9

3. Fuentes consultadas para información recolectada para empresas distribuidoras de URUGUAY

En el caso de Uruguay se utilizó como información válida para la comparación de costos, los antecedentes que se extrajeron del estudio de Valores Agregados del año 2001-2002 para las empresas distribuidoras representativas de los sectores típicos de distribución. La fuente de información para todos los antecedentes recolectados fue el estudio “Determinación del Valor Agregado de Distribución (VADE) y tasas de conexión en el Uruguay”, Agosto 2002.

La siguiente tabla presenta los costos eficientes de O&M y Comercialización reconocidos en los Valora Agregados calculados recientemente para las empresas distribuidoras peruanas.

URUGUAY

Sector Típico	Empresa Distribuidora	Costo O&M (US\$/año)	Costo Comercial (US\$/año)	VNR (US\$)		Inyección de potencia a la red MT (MW)	Número de Clientes
				MT	BT		
1	Montevideo E	2,436,252	3,478,249	34,463,081	113,100,843	155.9	106,506
2	Durazno	208,610	603,284	2,199,586	6,730,915	9.4	10,715
3	Florencio Sánchez	81,565	151,098	717,408	2,127,907	2.3	2,758
4	D Las Piedras	2,255,200	1,101,985	10,982,474	11,458,856	11.3	10,714
5	D Mercedes	1,901,754	482,687	12,960,779	4,216,690	4.8	4,623

Cifras en US\$ abril 2001

Tipo de cambio promedio abril 2001: \$/US\$ 12.9

La inyección de potencia a la red MT en las horas de punta del sistema se obtuvo a partir de la potencia que se vende en MT + lo que ingresa a la red BT, y las pérdidas reconocidas para el nivel de tensión MT. Dicha información también se obtuvo del informe “Determinación del Valor Agregado de Distribución (VADE) y tasas de conexión en el Uruguay”.

Como en el caso Uruguayo los activos de distribución pertenecen a una sola empresa (UTE), se obtuvieron los siguientes valores para el conjunto de todos los activos de distribución:

- Costo O&M asociado al conjunto activos distribución: US\$ 68,905,658
- Costo Comercialización conjunto activos distribución: US\$ 64,102,890
- Inyección de potencia a las redes MT : 1,123.8 MW
- Número total clientes : 1,170,046

Fuente: Informe “Determinación del Valor Agregado de Distribución (VADE) y tasas de conexión en el Uruguay”

4. Fuentes consultadas para información recolectada para empresas distribuidoras de SALVADOR

En el caso de El Salvador se utilizó como información válida para la comparación de costos, los antecedentes que las empresas han enviado durante Octubre del año 2002 con

motivo del estudio de Valores Agregados que se realiza actualmente en este país. De acuerdo a las empresas distribuidoras, los costos de O&M y comercialización, así como el VNR, han sido optimizados siguiendo criterios típicos usados para optimización de procesos y redes. Actualmente estos costos son objeto de verificaciones por parte de SYNEX de modo de comprobar los procedimientos usados en las optimizaciones. Estos informes enviados por las empresas constituyen la única fuente de información para todos los antecedentes recolectados y tienen el carácter de confidencial, por lo cual se han omitido los nombres de las compañías.

La siguiente tabla presenta los costos eficientes de O&M y VNR que las empresas de El Salvador están pidiendo a la autoridad respectiva les reconozca para el siguiente estudio tarifario.

EL SALVADOR

Sector Típico	Costo O&M (US\$/año)	VNR (US\$)		Inyección de potencia a la red MT (MW)	Número de Clientes
		MT	BT		
1	15,870,061	74,306,087	49,060,551	160.0	239,068
2	12,153,070	78,086,342	51,683,769	134.5	229,095
3	2,224,318	15,124,333	17,452,811	16.8	44,144
4	17,274,687	116,978,366	132,704,442	309.7	444,273
5	8,436,898	74,153,582	67,440,216	81.9	165,759

Cifras en US\$ Septiembre 2002

Nota: el costo de O&M incluye el costo comercial

Tipo de cambio promedio Septiembre 2002: \$/US\$ 8.75

La inyección de potencia a la red MT se obtuvo a partir de la información enviada por las empresas con motivo del estudio que realiza SYNEX para la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) de El Salvador y considerando pérdidas eficientes para el nivel de distribución MT. El número de clientes se obtuvo a partir de la información recolectada por SYNEX con motivo del mismo estudio.

5. Fuentes consultadas para información recolectada para empresas distribuidoras de COLOMBIA

En el caso de Colombia se utilizó como información válida para la comparación de costos, la información contable proporcionada por las empresas para el estudio “Estudio sobre las actividades de administración, operación y mantenimiento en todos los niveles de tensión y topología del nivel de tensión I”, Septiembre 2002. Este informe constituye la fuente de información para todos los antecedentes recolectados.

La siguiente tabla presenta los costos de O&M, así como otros antecedentes, que las empresas de Colombia informaron al consultor que realizó el estudio que se mencionó más arriba.

COLOMBIA

Código Operador de red	Costo O&M (US\$/año)	Costo Comercial (US\$/año)	Inyección de energía a la red MT (MWh)	Usuarios conectados BT
5	6,839	N/A	486.3	128,059
7	268	N/A	62.5	15,208
9	32	N/A	0.0	0
10	632	N/A	11.3	296
12	84	N/A	2.5	252
14	4,115	N/A	157.5	29,585
16	110,129	N/A	6,873.8	934,405
17	3,384	N/A	640.0	103,596
18	23,553	N/A	1,162.5	0
19	20,277	N/A	1,565.0	408,764
20	1,298	N/A	125.0	33,188
21	22,300	N/A	1,426.3	307,534
23	11,946	N/A	687.5	0
24	25,643	N/A	4,375.0	356,969
28	33,491	N/A	1,746.3	420,487
31	2,283	N/A	148.8	42,514
33	1,497	N/A	93.8	25,488
35	8,179	N/A	608.8	198,432
36	15,081	N/A	1,500.0	357,422
37	11,088	N/A	663.8	182,503
38	8,542	N/A	765.0	207,449
40	1,974	N/A	118.8	43,559
41	94,752	N/A	11,575.0	1,862,559
155	164	N/A	8.8	6,134
193	66,749	N/A	1,793.8	448,637
195	16,904	N/A	1,275.0	266,023
225	92	N/A	1.3	698
251	61,443	N/A	4,466.3	585,421
252	67,877	N/A	6,348.8	735,549
259	83	N/A	21.3	13,214
287	10,902	N/A	692.5	210,576
501	215	N/A	18.8	6,610

Nota: no se tienen antecedentes del costo comercial

Cifras en US\$ Diciembre 2000

Tipo de cambio promedio Diciembre 2000: Col/US\$ 2,186.21

La inyección de energía a la red MT se obtuvo a partir de la demanda de energía del año 2000 y considerando que las pérdidas que se producen en los niveles BT y MT alcanzan un 20%. Dicha cifra se obtuvo considerando que las pérdidas reales del sector eléctrico en el año 2000 alcanzaron un 23.4% (“Evolución sector eléctrico Colombiano, gestión y resultados”, Presentación realizada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios durante el año 2002) y que las pérdidas asociadas a la transmisión y consumos propios de las unidades generadoras no debieran superar el 3.0%.

Las siguiente tablas corresponde a las tablas de donde se obtuvo la información que se utilizó en la comparación de costos. Esta tabla fue obtenida del informe indicado en el párrafo anterior.

Tabla 3.7 Información Técnica de los OR para el desarrollo de modelos DEA

Código Operador de Red	Longitud Alimentadores (km) (Nivel II a IV)	Capacidad Alimentadores (kVA)	Usuarios Alimentadores (AT, MT & BT)	Número de Transformadores MT/BT	Capacidad de Transformación kVA (MT/BT)	Usuarios Conectados a BT	Demanda Sistema (2000) (GWh/año)
5	2,536	26,492	124,781	6,821	194,830	128,059	389
7	229	5,107	11,477	746	37,840	15,208	50
9	-	-	-	-	-	-	-
10	254	-	2,819	113	1,650	296	9
12	3	490	241	28	1,838	252	2
14	241	22,798	42,581	751	51,380	29,585	126
16	4,984	670,206	910,895	46,472	2,383,871	934,405	5,499
17	436	59,018	109,496	4,279	307,436	103,596	512
18	2,219	99,263	283,010	12,896	906,738	-	930
19	13,558	90,850	471,796	34,518	2,818,357	408,764	1,252
20	1,651	22,324	37,399	2,252	78,698	33,188	100
21	10,106	106,742	325,027	15,533	649,487	307,534	1,141
23	2,068	167,213	534,153	24,330	1,711,377	-	550
24	7,571	198,120	346,347	21,243	901,246	356,969	3,500
28	9,910	334,593	423,909	19,404	799,768	420,487	1,397
31	1,638	15,181	40,209	1,833	66,117	42,514	119
33	798	6,549	33,428	909	50,275	25,488	75
35	1,161	167,559	141,285	1,208	130,664	198,432	487
36	8,009	138,322	362,590	16,509	856,552	357,422	1,200
37	5,422	84,308	164,988	10,714	381,769	182,503	531
38	2,539	63,184	194,137	7,062	295,817	207,449	612
40	121	32,305	40,971	1,466	90,720	43,559	95
41	17,307	1,387,163	1,843,563	54,188	6,773,833	1,862,559	9,260
155	227	2,670	12,271	278	10,050	6,134	7
192	2,194	643,281	429,348	16,200	2,307,009	448,637	1,435
193	1,437	87,649	274,227	9,404	474,211	266,023	1,020
225	42	320	1,418	42	1,325	698	1
251	9,910	420,730	609,426	29,938	1,845,268	585,421	3,573
252	6,073	715,963	674,302	46,278	3,223,085	735,549	5,079
259	181	2,423	8,987	432	18,168	13,214	17
287	4,334	73,889	206,761	8,985	394,688	210,576	554
301	84	1,570	6,888	155	8,755	6,610	15

Fuente: Página 120 informe “Evolución sector eléctrico Colombiano, gestión y resultados”

ANEXO 3

Comparación de metodologías de análisis de costos

(Versión actualizada del Documento de Trabajo presentado a SEC el 13-nov-2002)

Objetivo

El presente Anexo se preparó con el objeto de apoyar los análisis que se hicieron en las reuniones con SEC, respecto a los costos de operación y mantenimiento (COyM), de las empresas distribuidoras chilenas.

Este Anexo presenta resumidamente las ventajas, desventajas, y resultados de 4 metodologías con que se pueden analizar los costos de las empresas distribuidoras chilenas, teniendo presente que se pretende determinar si los niveles de costo presentados por las empresas deben ser aceptados en su totalidad o debe rechazarse alguna parte de ellos. Estas metodologías son:

- Determinación de modelos econométricos de costos.
- Comparación de costos con otros países.
- Redistribución de gastos indirectos por la componente de gasto directo
- Redistribución de gastos indirectos por margen sobre ingresos por venta

1. Modelos econométricos

Metodología

- Definir relaciones estadísticamente confiables de costos con aspectos objetivos de la empresa, como potencia, energía, clientes o km de red, con el objeto de contar con un patrón de costo representativo de las empresas observadas.

Ventajas

- ✓ Permite comparar a las empresas con una línea de tendencia media de costo, identificando las empresas que se encuentran por sobre o por debajo de la media del Costo de Operación y Mantenimiento, COyM.
- ✓ Permite analizar una multiplicidad de datos bajo la ley de los grandes números y llegar a conclusiones que, en el grueso del análisis, son consistentes.

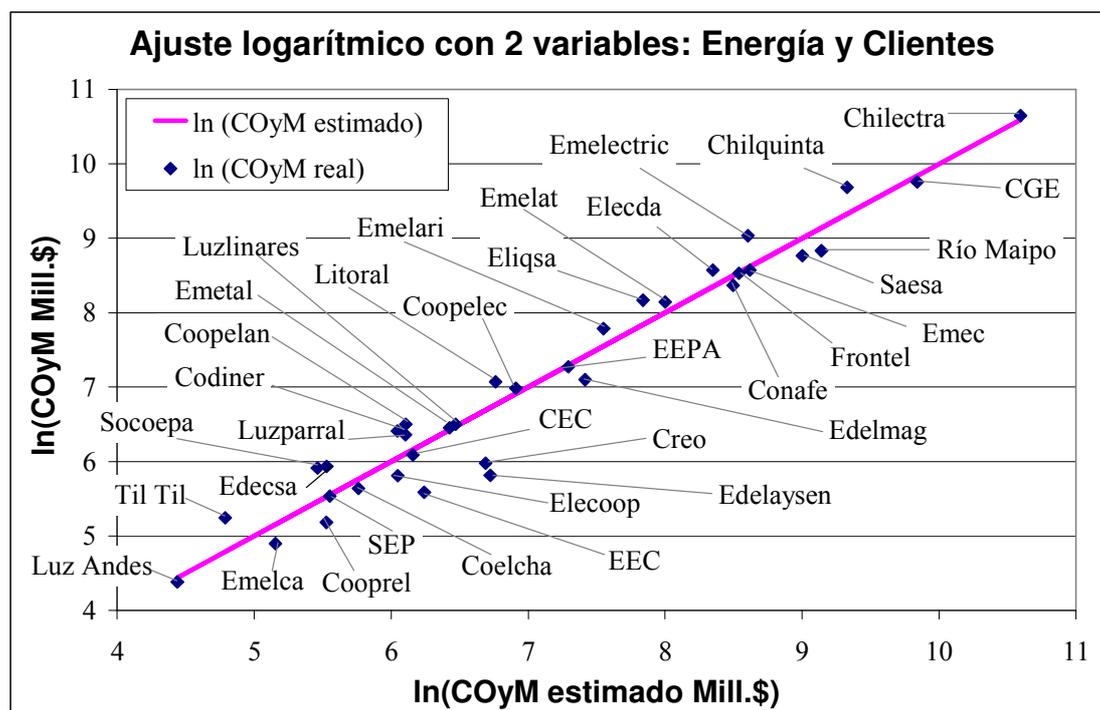
Desventajas

- ✗ No define en detalle las causas que explican las diferencias de costos entre una y otra empresa.

Resultados

El siguiente gráfico muestra la construcción de una línea de tendencia media logarítmica en función de 2 variables explicativas: Energía ingresada y N° de Clientes.

Gráfico 1



Una vez construido el modelo que mejor se ajusta a los datos, se analiza las empresas que superan el costo medio, y se define un límite máximo aceptable para los costos que superan el promedio, el que se ha definido en 30%. Al aplicar este criterio el rechazo de costos por empresa, se determina un monto de \$ 2.906 Millones, tal como se muestra a continuación.

Tabla 1. Empresas por sobre tendencia media de costos

(usa modelo depurado Energía – Clientes)

Id	Empresa	COyM real	COyM estimado	COyM real / COyM estimado	COyM real – COyM estimado	Exceso aceptado hasta 20%	Exceso NO aceptado sobre 20%
		Mill.\$	Mill.\$		Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
17	Emelectric	8.375	5.697	1,47	2.678	1.139	1.538
13	Til Til	189	132	1,43	57	26	31
6	Chilquinta	16.006	11.597	1,38	4.408	2.319	2.089
28	Edecsa	369	272	1,36	97	54	43
35	Socoepa	378	280	1,35	98	56	43
21	Coopelan	664	495	1,34	170	99	71
9	Litoral	1.180	896	1,32	284	179	105
26	Codiner	607	462	1,31	144	92	52
2	Eliqsa	3.520	2.721	1,29	799	544	255
32	Luzparral	579	480	1,21	99	96	3
1	Emelari	2.406	2.019	1,19	386	386	0
3	Elecda	5.283	4.459	1,18	824	824	0

Id	Empresa	COyM real	COyM estimado	COyM real / COyM estimado	COyM real – COyM estimado	Exceso aceptado hasta 20%	Exceso NO aceptado sobre 20%
		Mill.\$	Mill.\$		Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
4	Emelat	3.440	3.197	1,08	243	243	0
10	Chilectra	42.125	41.242	1,02	882	882	0
33	Copelec	1.081	1.064	1,02	17	17	0
	Total				11.186	6.958	4.228

Es importante notar que el monto de gastos por sobre el promedio alcanza a \$ 11.186 Millones, cifra que viene a representar el total de excesos sobre el promedio, y que cualquier método alternativo que pretenda sobrepasar este monto en traspasos de gastos indirectos de los negocios regulados a los no regulados vendría a castigar las empresas más eficientes en costo.

2. Comparación con otros países

Metodología

- Comparar el patrón de costos de las empresas chilenas con el observado en otros países latinoamericanos.

Ventajas

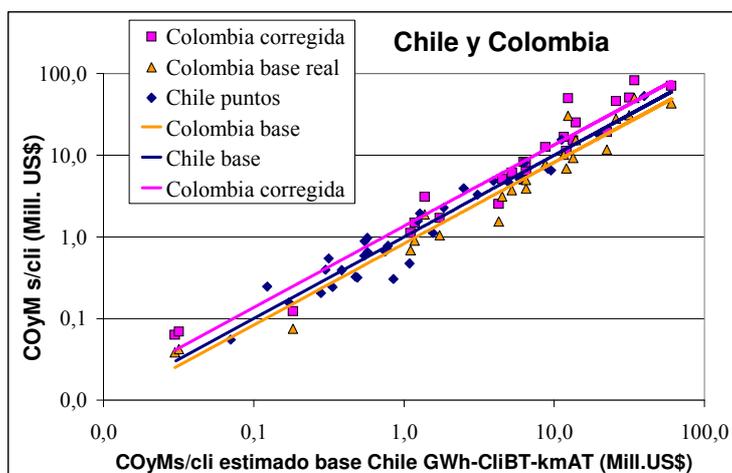
- ✓ Permite ampliar la muestra costos de distribución más allá de la frontera de Chile.
- ✓ Permite definir cuán alejado se encuentra el patrón de costos de Chile entre sus similares de otros países, y concluir la conveniencia de aceptar o rechazar el patrón de costos chileno.

Desventajas

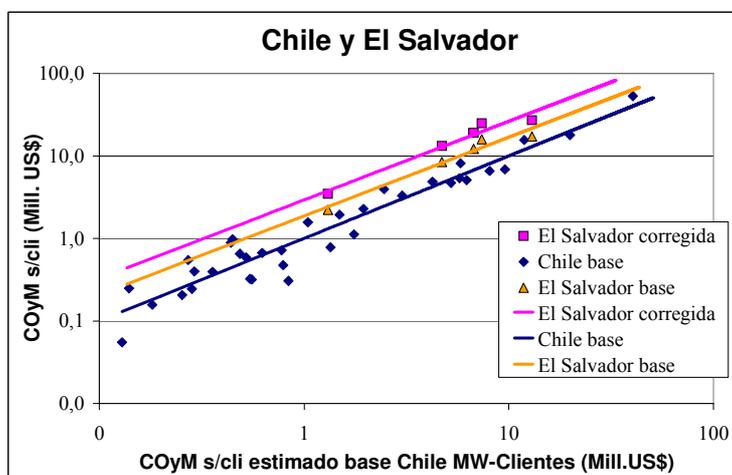
- ✗ Trabajar con una muestra pequeña de países latinoamericanos, por la dificultad de obtener los datos de todos los países y en bases comparables.
- ✗ En algunos países los costos de operación y mantenimiento no incluyen el componente de atención al cliente, porque legalmente es una labor que desempeña un “Comercializador” (casos de Colombia y El Salvador), lo que obliga a dejar fuera de la comparación la componente de atención al cliente.
- ✗ Requiere construir un índice de corrección de costos basado en el PGB per cápita, para reflejar las distintas condiciones macroeconómicas en que las distribuidoras se desenvuelven.

Resultados

Los siguientes gráficos muestran la comparación de patrones de costos, considerando los costos reales y corregidos por PGB per cápita de las empresas. En todos ellos se puede observar que las distribuidoras chilenas no superan en costos a las extranjeras cuando se las compara con los valores de costo corregidos por PBG per cápita.

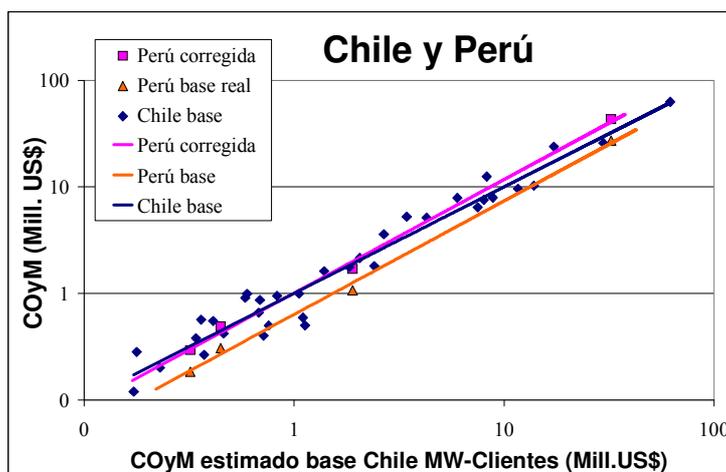
Gráfico 2. Comparación con Colombia sin el componente de atención al cliente

Las empresas colombianas presentan costos en promedio un 35% más altos que las empresas chilenas cuando se las compara haciendo un ajuste a los costos por PGB per cápita y un 18% por debajo cuando no se les aplica dicho ajuste. En ambos casos, excluyendo el componente de atención al cliente de las empresas chilenas, ya que en Colombia esta función es desarrollada por un comercializador con costos separados del servicio de distribución.

Gráfico 3. Comparación con El Salvador sin el componente de atención al cliente

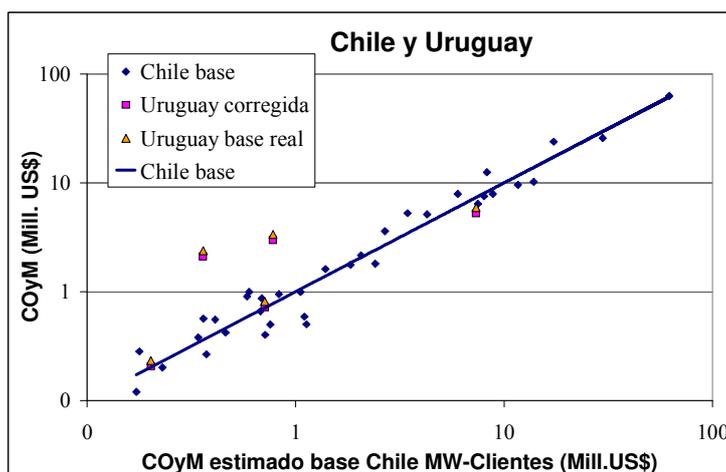
Las empresas salvadoreñas presentan costos en promedio un 171% por sobre de las empresas chilenas cuando se las compara haciendo un ajuste a los costos por PGB per cápita y un 74% por arriba cuando no se les aplica dicho ajuste. En ambos casos, excluyendo el componente de atención al cliente de las empresas chilenas, ya que en El Salvador esta función es desarrollada separada del servicio de distribución.

Gráfico 4. Comparación con Perú, sobre COyM total



Las áreas típicas peruanas están en promedio un 4% por sobre de las empresas chilenas cuando se las compara haciendo un ajuste a los costos por PGB per cápita y un 34% por debajo cuando no se les aplica dicho ajuste al total del COyM.

Gráfico 5. Comparación con Uruguay, sobre COyM total



Las áreas típicas del Uruguay conviene analizarlas separadamente, tomado por un lado las 3 empresas que se ubican prácticamente sobre la media de costos de las empresas chilenas. Estas 3 empresas presentan en promedio costos un 10% inferiores a las chilenas, cuando se corrige sus costos por PGB per cápita, y se ubican un 2% por sobre las chilenas cuando no se les aplica dicho ajuste. Las otras 2 empresas que se ubican claramente por sobre la media, presentan costo 5 veces superiores a las chilenas.

3. Reasignación de gastos indirectos por costo directo

Metodología

- Reasignar todos los gastos indirectos en función del nivel de costos que se observa en los gastos directos, dejando igual proporción de gastos directos e indirectos en las partidas dentro y fuera del chequeo de rentabilidad.

Ventajas

- ✓ Utilizar una herramienta contable de fácil aplicación.

Desventajas

- ✗ El trasvase de gastos indirectos entre los negocios regulados y no regulados carece de sustento económico que valide su aplicación. No hay argumento económico alguno que justifique suponer que los costos indirectos debieran tener la misma proporción sobre los gastos directos en las actividades reguladas y no reguladas.
- ✗ El método no reconoce a las empresas que se encuentran por sobre o por debajo del patrón medio de costos de la industria, y podría favorecer a alguna empresa con baja eficiencia de costos, aumentando su costo para el chequeo de rentabilidad o, por el contrario, perjudicar a una con alta eficiencia de costos, restándole costos del chequeo de rentabilidad.

Resultados

El siguiente cuadro muestra la reasignación de los gastos indirectos en función del costo. La cifra total a reasignar es de \$ 5.235 Millones, que deberían ser sacados de los costos para chequeo de rentabilidad, y ser agregados a los negocios fuera del chequeo de rentabilidad. Curiosamente el valor determinado por este método es muy similar al definido con el uso de un modelo econométrico, pero sólo se trata de una casualidad.

Tabla 2. Reasignación de gastos indirectos por costo directo

		Costo en chequeo de rentabilidad	Costo fuera de chequeo de rentabilidad	Fracción de gasto directo	Fracción de gasto indirecto	Costo en chequeo de rentabilidad reasignado	Costo fuera de chequeo de rentabilidad	Total reasignado
Id	Empresa	Mill.\$	Mill.\$			Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
1	Emelari	2.406	316	40%	60%	1.959	762	-446
2	Eliqsa	3.520	327	53%	47%	3.976	-129	456
3	Eledda	5.283	3.621	51%	49%	5.415	3.489	132
4	Emelat	3.440	608	48%	52%	2.838	1.210	-602
5	Emec	5.296	2.999	65%	35%	4.829	3.466	-467
6	Chilquinta	16.006	5.084	56%	44%	14.906	6.184	-1.100
7	Conafe	4.300	1.029	48%	52%	3.695	1.634	-605
8	Emelca	134	12	78%	22%	134	12	0
9	Litoral	1.180	360	62%	38%	1.176	364	-3
10	Chilectra	42.125	49.508	24%	76%	45.496	46.137	3.371
11	Rio Maipo	6.861	1.364	30%	70%	4.746	3.478	-2.114
12	EEC	268	63	88%	12%	261	69	-6
13	Til Til	189	20	61%	39%	187	22	-2
14	EEPA	1.440	793	69%	31%	1.424	810	-17
15	Luz Andes	80	89	90%	10%	77	92	-3
16	SEP	254	44	40%	60%	281	17	27
17	Emelectric	8.375	3.036	59%	41%	6.453	4.958	-1.922

		Costo en chequeo de rentabilidad	Costo fuera de chequeo de rentabilidad	Fracción de gasto directo	Fracción de gasto indirecto	Costo en chequeo de rentabilidad reasignado	Costo fuera de chequeo de rentabilidad	Total reasignado
Id	Empresa	Mill.\$	Mill.\$			Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
18	CGE	17.265	21.352	72%	28%	15.187	23.430	-2.078
21	Coopelan	664	109	41%	59%	749	24	85
22	Frontel	5.059	1.830	54%	46%	4.732	2.157	-327
23	Saesa	6.428	5.409	55%	45%	5.719	6.118	-708
24	Edelaysen	335	445	64%	36%	258	522	-77
25	Edelmag	1.209	170	46%	54%	1.327	53	118
26	Codiner	607	222	66%	34%	801	27	194
27	Elecoop	333	198	27%	73%	392	139	58
28	Edecsa	369	118	56%	44%	329	158	-40
29	CEC	441	51	67%	33%	438	54	-3
30	Emetal	636	133	78%	22%	609	160	-27
31	Luzlinares	665	65	67%	33%	651	79	-14
32	Luzparral	579	39	59%	41%	578	40	-1
33	Copelec	1.081	1.361	33%	67%	1.807	635	726
34	Coelcha	281	363	58%	42%	418	226	137
35	Socoepa	378	11	41%	59%	320	69	-59
36	Cooprel	178	316	42%	58%	257	237	79
39	Creo	395	90	70%	30%	400	85	5
	Total país	138.059	101.556	45%	55%	132.825	106.790	-5.235

4. Reasignación de gastos indirectos por margen sobre ingreso

Metodología

- Dentro de cada empresa, reasignar todos los gastos indirectos de tal modo que todos los negocios presenten igual porcentaje de margen sobre ingreso por ventas.

Ventajas

- ✓ Utilizar una herramienta contable de fácil aplicación.

Desventajas

- ✗ La aplicación de este criterio carece de sustento económico, por cuanto puede ser perfectamente aceptable, desde un punto de vista económico, que las actividades no reguladas tengan una baja presencia de gastos indirectos. Así, la reasignación de gastos indirectos a los negocios de mejor margen es económicamente arbitraria, ya que los negocios incorporados al amparo de una empresa ya formada, con estructuras de gasto fijo ya establecidas, es decir, con nuevos ingresos obtenidos de actividades adicionales, perfectamente pueden tener menor proporción de gastos indirectos. En el caso particular de subtransmisión, el criterio de igualdad de margen sobre ingreso desconoce, además, el monto de inversión en líneas de subtransmisión, lo que podría significar no remunerar adecuadamente las inversiones en subtransmisión.
- ✗ El trasvase de gastos indirectos entre los negocios regulados y no regulados, en función de su margen, carece de sustento jurídico que valide su aplicación. La ley eléctrica busca examinar los costos de explotación directos e indirectos asociados a la actividad de distribución. Si existiera una actividad adicional no regulada que generara un elevado margen operacional con muy bajos o nulos costos indirectos, no sería legal retirar de los costos indirectos de distribución regulada componente alguno que resulte de considerar el margen operacional no regulado. Si, por otra parte, se considera que los negocios adicionales no regulados nacen al amparo del otorgamiento del acceso a bienes de uso público y que, por lo tanto, no pueden marginar más que los negocios sujetos a regulación, entonces se requiere un cambio de legislación para que sea aplicado.
- ✗ El método no reconoce a las empresas que se encuentran por sobre o por debajo del patrón medio de costos de la industria y, en general, se observa que perjudica más a las empresas que presentan una buena posición de sus costos frente a la media de la industria.
- ✗ Todas las empresas dejaron gastos directos e indirectos en otras actividades que no presentan ingresos por venta (es decir no son líneas de negocio, pero sí actividades). Consecuentemente, no cuentan estos gastos con un margen sobre ingresos por venta, que sustente una redistribución por este concepto. El monto de gastos aplicados a otras actividades sin ingresos por venta alcanza una suma importante: \$ 38.799 Millones.

Resultados

El siguiente cuadro muestra la reasignación de los gastos indirectos en función del margen. La cifra total a reasignar es de \$ 50.569 Millones, que deberían ser sacados de los costos para chequeo de rentabilidad, y ser agregados a los negocios fuera del chequeo de rentabilidad, si no se considera los gastos indirectos que las empresas registraron en otras actividades sin ingresos por venta. Si se hace esta última salvedad, es decir que todo gasto

indirecto debe ser asignado a una línea de negocio con ingresos por venta, entonces el monto de gastos indirectos a rebajar de los negocios sujetos a chequeo de rentabilidad, sería de \$ 11.770 Millones, tal como puede verse en la tabla siguiente.

Tabla 3. Reasignación de gastos indirectos por igualdad de margen

Id	Empresa	Ingresos por ventas regulado	Margen /Ingreso regulado	Ingresos por ventas no regulado	Margen / Ingreso no regulado	Ingresos por ventas total	Margen / Ingreso total	Costo indirecto a reasignar	Costo indirecto sin ingreso por venta	Costo indirecto a reasignar
		Mill.\$		Mill.\$		Mill.\$		Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
1	Emelari	9.786	14%	574	57%	10.360	17%	229	-13	242
2	Eliqsa	14.545	8%	1.141	84%	15.686	13%	806	356	450
3	Elecda	23.564	16%	5.048	66%	28.612	24%	2.100	302	1.798
4	Emelat	15.524	9%	2.228	91%	17.752	20%	1.590	15	1.575
5	Emec	31.473	23%	4.397	75%	35.871	30%	2.004	668	1.336
6	Chilquinta	71.900	21%	15.803	78%	87.702	31%	7.435	769	6.666
7	Conafe	27.361	22%	3.112	71%	30.474	27%	1.366	121	1.245
8	Emelca	708	24%	13	46%	721	24%	3	1	2
9	Litoral	4.825	28%	188	30%	5.012	28%	3	125	-122
10	Chilectra	321.401	19%	62.236	69%	383.637	27%	26.023	28.110	-2.087
11	Rio Maipo	51.237	21%	2.634	66%	53.872	23%	1.130	54	1.076
12	EEC	1.900	28%	169	86%	2.069	33%	90	1	88
13	Til Til	414	13%	72	81%	486	23%	41	1	40
14	EEPA	6.333	12%	1.013	77%	7.347	21%	565	160	406
15	Luz Andes	558	32%	6	-1133%	564	19%	0	6	-6
16	SEP	1.164	22%	96	82%	1.260	26%	54	30	24
17	Emelectric	30.546	14%	5.541	79%	36.088	24%	3.090	14	3.076
18	CGE	120.879	20%	18.899	22%	139.777	20%	335	3.354	-3.019
21	Coopelan	1.662	3%	43	99%	1.705	5%	40	99	-59
22	Frontel	25.863	23%	1.625	46%	27.487	25%	350	532	-182
23	Saesa	47.128	23%	4.186	60%	51.314	26%	1.422	1.950	-527
24	Edelaysen	5.159	16%	237	89%	5.396	19%	165	99	67
25	Edelmag	10.309	20%	388	92%	10.697	23%	268	124	144
26	Codiner	1.666	8%	2	100%	1.667	9%	2	204	-202
27	Elecoop	1.607	5%	414	88%	2.021	22%	274	121	153
28	Edecsa	1.344	16%	224	47%	1.568	21%	60	0	60
29	CEC	1.786	13%	99	93%	1.885	18%	74	12	62
30	Emetal	2.450	19%	133	80%	2.583	23%	76	2	74
31	Luzlinares	2.661	23%	148	67%	2.809	25%	62	12	50
32	Luzparral	1.759	23%	90	59%	1.849	24%	31	3	29
33	Copelec	4.505	28%	31	-139%	4.536	27%	0	1.125	-1.125
34	Coelcha	1.003	24%	257	84%	1.260	36%	124	232	-108

Id	Empresa	Ingresos por ventas regulado	Margen /Ingreso regulado	Ingresos por ventas no regulado	Margen / Ingreso no regulado	Ingresos por ventas total	Margen / Ingreso total	Costo indirecto a reasignar	Costo indirecto sin ingreso por venta	Costo indirecto a reasignar
		Mill.\$		Mill.\$		Mill.\$		Mill.\$	Mill.\$	Mill.\$
35	Socoepa	935	-1%	157	57%	1.092	7%	78	-33	111
36	Cooprel	961	21%	113	57%	1.073	25%	37	217	-181
39	Creo	3.954	29%	102	82%	4.056	30%	53	27	25
	Total país	848.869	19%	131.419	64%	980.288	25%	50.569	38.799	11.770

El monto de \$ 11.770 Millones, que se observa en la última columna es similar al monto determinado por el modelo econométrico como exceso sobre el promedio de la industria, pero esta similitud es sólo casual.

Conclusiones y recomendaciones

- De las metodologías presentadas, se sugiere utilizar la econométrica, por ser la más objetiva y confiable.
- Se recomienda tomar en cuenta la comparación con otros países latinoamericanos, a fin de observar la posición del patrón de costos de las empresas chilenas frente a otras del extranjero de similares características.
- Existen múltiples criterios contables para redistribuir los gastos que las empresas asignan a sus negocios regulados y no regulados. Los resultados de este tipo de reasignaciones dependen del criterio contable que se elija, y los montos a ser reasignados no convergen a un rango estrecho de valores.
- No se recomienda el uso de metodologías contables, que hacen trasvasijos de gastos indirectos regulados a los negocios no regulados, en función de los márgenes operacionales (antes de depreciación), por carecer de fundamento económico y jurídico.