



ANUARIO

**INDICADORES
DE
REGULACION
Servicios
Domiciliarios
de Redes**

2006

**MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO
Y RECONSTRUCCION**

**SUBSECRETARIA DE ECONOMIA
DIVISION DESARROLLO DE MERCADOS**

AGOSTO
2007

INTRODUCCION	3
1. COBERTURA Y CRECIMIENTO DE LOS SERVICIOS	4
1.1 TELECOMUNICACIONES	4
1.2 SERVICIOS SANITARIOS	6
1.3 ELECTRICIDAD	7
1.4 COMPARACION INTERNACIONAL	8
2. LAS INSTITUCIONES REGULADORAS	10
3. LAS EMPRESAS	11
3.1 TELECOMUNICACIONES	11
3.2 SERVICIOS SANITARIOS	15
3.3 ELECTRICIDAD	18
3.4 RENTABILIDAD DE PRINCIPALES EMPRESAS	23
4. LAS TARIFAS	29
4.1 EVOLUCION DE LAS TARIFAS EN EL TIEMPO	29
4.2 LOS PROCESOS TARIFARIOS	35
5. REFORMAS REGULATORIAS DEL AÑO 2006	45
5.1 ELECTRICIDAD	45
ANEXOS	48

INTRODUCCION

El Ministerio de Economía, a través de su División Desarrollo de Mercados, tiene como uno de sus objetivos velar por el buen funcionamiento de una institucionalidad regulatoria que propenda al desarrollo de mercados más eficientes y competitivos. Un instrumento para lograr este objetivo es la fijación de tarifas a monopolios o empresas con poder de mercado estructural, de modo que otorguen protección a los consumidores y den señales apropiadas a los inversionistas.

Este anuario provee información sobre los procesos tarifarios, poniendo a disposición del público datos e indicadores sistematizados de las experiencias regulatorias de los denominados servicios domiciliarios de redes¹.

El presente documento constituye la novena versión de los Indicadores de Regulación. Sus objetivos y alcances son los mismos que versiones anteriores, entregando una visión actualizada a diciembre del año 2006.

La presente versión de los Indicadores de Regulación se presenta en cinco capítulos, aparte de esta introducción. En el primero de ellos se muestran los indicadores de cobertura, crecimiento y consumo de los tres sectores regulados –telecomunicaciones, servicios sanitarios y electricidad– junto con algunas comparaciones internacionales. Luego, en el segundo capítulo, sobre las instituciones reguladoras y fiscalizadoras, se describen sus principales funciones a modo de guía para quienes recién se introducen en el mundo de la regulación en Chile. En tercer lugar, se presentan las empresas que conforman estos tres sectores y sus indicadores básicos, que muestran la importancia de cada una de ellas en su sector particular. El cuarto capítulo aborda las tarifas reguladas, incluyendo la evolución en el tiempo de una cuenta residencial tipo por cada sector, el calendario de tarificación, y los aspectos metodológicos y de procedimientos que se siguen para su cálculo, que se incluyen en un Anexo. Finalmente, en el quinto capítulo se incluyen las reformas regulatorias implementadas en el año 2006, especialmente en el sector eléctrico.

¹ En anuarios anteriores se utilizaba el término “servicios de utilidad pública”. Para dar un significado más preciso y de paso armonizarlo con el término en inglés “*network utilities*”, utilizado más habitualmente en la literatura, hemos decidido cambiarlo por “servicios domiciliarios de redes”.

1. COBERTURA Y CRECIMIENTO DE LOS SERVICIOS

En este primer capítulo se verán las principales características de los sectores regulados en cuanto al acceso de la población a los diferentes servicios (lo que se conoce tradicionalmente como indicador de cobertura) y al crecimiento que han experimentado estos sectores en la última década, desde el año 1997 al 2006.

En efecto, los servicios de utilidad pública que se regulan tienen distintos destinatarios, que pueden ser residenciales, comerciales o industriales, de localización urbana o rural, todos los que conforman el universo de usuarios o de clientes, que se muestra en el Anexo 2. Además, y aunque en su mayoría los clientes de servicios regulados son residenciales urbanos, estos servicios tienen diferente importancia para sus usuarios, la que es medida por el gasto que destinan a su consumo; a su vez éste depende del ingreso familiar y de las preferencias de las personas (ver Anexo 3 para un análisis al respecto).

1.1 TELECOMUNICACIONES

El indicador más usual en materia de cobertura en telecomunicaciones es la tasa de penetración, que mide el número de líneas telefónicas existentes por cada 100 habitantes, en el caso de la telefonía local y, el número de abonados por cada 100 habitantes en el de la telefonía móvil.

La cobertura así medida (ver cuadro 1) muestra una evolución favorable en los últimos años. Si bien la penetración en telefonía local se encuentra relativamente estancada, disminuyendo levemente en el año 2006 con respecto al año anterior -debido a la sustitución por la telefonía móvil en los segmentos de bajos ingresos, causada en gran medida por el sistema de prepago-, ésta creció por dos años consecutivos el 2004 y 2005. En el caso de la telefonía móvil, a pesar de la alta penetración que este segmento alcanzó hace años (niveles de países desarrollados), destaca que ésta sigue aumentando considerablemente. En efecto, mientras la telefonía local llegó en 2006 a una cobertura de 20,9 líneas por cada 100 habitantes, en la telefonía móvil la tasa de penetración fue de 75,8 abonados por cada 100 habitantes. De lo anterior se desprende que hay una alta relación de 3,62 teléfonos móviles por cada teléfono fijo.

Cuadro 1: Indicadores de Cobertura en Telecomunicaciones

COBERTURA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Telefonía local (líneas/100 hab.)	18,3	20,4	20,3	21,6	22,4	22,1	20,5	20,7	21,1	20,9
Telefonía móvil (abonados/100 hab.)	2,8	6,5	15,0	22,2	34,0	41,1	47,4	59,6	66,0	75,8
Telefonía móvil / telefonía local	0,15	0,32	0,73	1,0	1,52	1,86	2,31	2,88	3,08	3,62

Fuente: Subtel; para los años 2005 y 2006, elaboración propia en base a datos de la Subtel y el INE.

El número de teléfonos móviles para el año 2006, superó los 12.400.000 y el número de líneas en servicio llegó a poco más de las 3.300.000 (ver cuadro 2). La causa del crecimiento experimentado por la telefonía móvil se debe en gran medida a la existencia de la modalidad de prepago (posibilitada por la introducción del *calling party pays*), que según información de la Subsecretaría de Telecomunicaciones (Subtel), en el año 2006 alcanzó a un 78,8%, correspondiendo a esta modalidad el 62,1% de las nuevas incorporaciones a la telefonía móvil en el último año.

Como ya se ha mencionado, la telefonía móvil ha sido especialmente atractiva en segmentos de bajos ingresos por la posibilidad de acceder a tarjetas de prepago, lo que permite un mayor control del gasto sin tener que afrontar el pago de un cargo fijo, de alta incidencia sobre el presupuesto

familiar. En la versión del año 2004 de este anuario², y a partir de la información de la encuesta CASEN para los años 2000 y 2003, se obtuvo la cobertura o disponibilidad de telefonía local o móvil en los hogares, a nivel nacional y por quintil de ingresos. Allí se apreció el considerable aumento de la disponibilidad de telefonía a nivel nacional, en un período de sólo 3 años, desde el 67,2% al 82,6%, que se explica principalmente por la penetración de la telefonía móvil. También se demostró una significativa mejora en la situación de los dos primeros quintiles, lo que representa una importante reducción en la desigualdad en el acceso.

Por su parte, en el segmento de la telefonía local se está alcanzando el nivel de líneas que existía en el año 2004. Cabe señalar que la disminución de líneas fijas de los años 2002 y 2003 se debió principalmente a la implementación de una “política de limpieza de líneas afectas a cuentas morosas”³ llevado a cabo por Telefónica CTC Chile (en el 2003 se desconectaron 200.000 líneas morosas aproximadamente). Adicionalmente, “durante el año 2006 se realizó un proceso de revisión del parque, lo que significó eliminar líneas que no generaban tráfico, principalmente asociadas a planes de prepago. Como resultado de lo anterior, las líneas promedio en servicio cayeron un 4,8 % respecto al 2005.”⁴

Cuadro 2: Indicadores de Crecimiento en Telecomunicaciones

CRECIMIENTO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Número de líneas telefonía local	2.693.286	3.046.698	3.108.799	3.387.529	3.478.490	3.466.730	3.250.855	3.318.260	3.435.888	3.326.435
Tasa crecimiento	18,9 %	13,1%	2,0 %	9,0 %	2,7%	-0,3%	-6,2%	2,1%	3,5%	-3,2%
Número abonados móviles	409.740	964.248	2.260.687	3.401.525	5.100.783	6.244.310	7.268.281	9.261.385	10.569.572	12.450.801
Tasa crecimiento	28,3 %	135,3%	134,5%	50,5 %	50,0%	22,4%	16,4%	27,4%	14,1%	17,8%
Conexiones dedicadas a Internet	S/d	S/d	S/d	7.879	59.975	188.454	352.234	478.883	708.358	978.084
Tasa crecimiento	S/d	S/d	S/d	S/d	661,2%	214,2%	86,9%	36,0%	47,9%	38,0%
Conexiones conmutadas a Internet	S/d	S/d	S/d	578.316	631.526	569.306	483.773	326.432	197.515	115.487
Tasa crecimiento	S/d	S/d	S/d	S/d	12,9%	-12,8%	-15,0%	-32,5%	-39,5%	-41,5%

Fuente: Subsecretaría de Telecomunicaciones.

La telefonía móvil ha tenido tasas de crecimiento espectaculares: 134,5% en 1999 y 50% en el 2001, las que sobrepasaron fuertemente las expectativas de crecimiento del mercado móvil que se tenían al introducirse el PCS e implementarse el *calling party pays* en el año 1999. Pese al significativo aumento experimentado en el año 2006 (17,8%), que se debería a la mayor oferta de servicios prestados a través de la plataforma de red GSM, las menores tasas de crecimiento de los últimos años estarían indicando el grado de madurez alcanzado por este mercado.

También destaca la evolución que ha tenido durante el 2006 el mercado de internet (ver cuadro 2), confirmándose la migración de las conexiones conmutadas⁵ a las dedicadas⁶. En efecto, durante el 2006 las conexiones conmutadas disminuyeron en un 41,5% mientras que las conexiones dedicadas aumentaron en un 38%. En este sentido, cabe señalar que a fines del 2004 las

² En página web del Ministerio de Economía, www.economia.cl, en Documentos-Estadísticas.

³ Telefónica CTC Chile, Memoria Anual 2003.

⁴ Telefónica CTC Chile, Memoria Anual 2006.

⁵ Conexión conmutada: corresponde a la cantidad de ANI (número de identificación del abonado telefónico) distintos, que a través de las redes de servicios de telefonía pública han realizado tráfico de internet en el transcurso del mes de cierre del período.

⁶ Conexión dedicada: corresponde al número de clientes con conexión dedicada al último día del período informado, dentro de los que se incluyen: enlaces dedicados punto a punto y tecnologías de acceso ADSL, Cable Modem y WLL.

compañías proveedoras de internet duplicaron la velocidad de acceso sin modificar el precio para las conexiones de banda ancha (ADSL, Cable Modem y WLL).

1.2 SERVICIOS SANITARIOS

En los servicios sanitarios, el acceso de las personas debe diferenciarse entre nivel urbano y rural. La cobertura alcanzada a diciembre del año 2006 en el área urbana es de un 99,8% en el servicio de agua potable, y un 95,2% en el alcantarillado. Estos altos niveles se han consolidado desde el año 2000 a la fecha, por lo tanto la cifra alcanzada en el último año no representa una novedad (para el detalle de esta evolución hasta el año 2004, ver cuadro 5 de los Indicadores de Regulación, año 2004)⁷. Respecto de los desafíos futuros, en las metas del milenio (proyecto de Naciones Unidas que lleva MIDEPLAN), se estableció como meta "reducir a la mitad las personas sin acceso a saneamiento" desde 2000 a 2015. Por tanto, si la cobertura de alcantarillado al año 2000 era de un 93,3%, deberíamos llegar a 96,7% en el año 2015. De acuerdo a estas proyecciones, las cifras entregadas para el año 2006 son completamente consistentes con las metas planteadas.

En las áreas rurales es donde la cobertura de los servicios sanitarios todavía enfrenta desafíos, especialmente con respecto a los servicios de alcantarillado. De hecho, no existe información de cobertura rural de alcantarillado, pues salvo escasas excepciones las localidades rurales no cuentan con este servicio. El concepto que se utiliza para cuantificar la evolución de este servicio es el de "rural concentrado", que corresponde a aquella población que reside en localidades rurales de entre 150 y 3.000 habitantes y con una densidad no menor a 15 viviendas por kilómetro de red de agua potable. Desde el año 2004, se han incorporado localidades semiconcentradas, con una población mínima de 80 habitantes y una densidad de al menos 8 viviendas por kilómetro de futura red de agua potable, siempre que el proyecto respectivo cumpla con la rentabilidad mínima de un 8% fijada por MIDEPLAN, y que el respectivo servicio pueda ser autofinanciable en su operación, administración y mantenimiento, con una tarifa que pueda pagar la comunidad beneficiaria. Con la información disponible para este indicador a diciembre de 2006⁸, la población abastecida a esta fecha fue de 1.488.204 habitantes, 2,9% superior al año anterior, con 1.480 servicios instalados. Respecto del número de arranques, éste creció en un 6,8%. Al igual que los indicadores anteriores de las áreas urbanas, la cobertura de agua potable rural se ha consolidado en torno al 99% a partir del año pasado (para el detalle de esta evolución hasta el año 2004, ver cuadro 5 de los Indicadores de Regulación, año 2004)⁹.

Con respecto al indicador de cobertura en tratamiento de aguas servidas, se aprecia un gran progreso (ver cuadro 3). En efecto, el año 1989 este indicador era de un 8% de las aguas recolectadas. En 1995, la cifra alcanzó un 14%. A partir de 1998, la cobertura de tratamiento de aguas servidas es referida a la población, al igual que las coberturas de agua potable y alcantarillado. En el año 2006, la cifra fue de 81,9%, que se aprecia en el cuadro 3, y que, según las proyecciones hechas por la Superintendencia de Servicios Sanitarios durante el año 2002, debería haber alcanzado un 81,8%, lo que indica un cumplimiento cabal del plan de inversiones. Las proyecciones actuales para el año 2007 son de un 84,3%, para llegar al año 2012 con un 98,8% de cobertura, y el 2017, con 99%, de acuerdo al programa de inversiones previstas por cada una de las empresas sanitarias.

⁷ En página web del Ministerio de Economía, www.economia.cl, en Documentos-Estadísticas.

⁸ Esta información es entregada por el MOP y excluye los sistemas financiados por el FNDR, Programa Chile Barrio del MIVU, y el Programa de Mejoramiento de Barrios.

⁹ En página web del Ministerio de Economía, www.economia.cl, en Documentos-Estadísticas.

Cuadro 3: Indicadores de Cobertura en Servicios Sanitarios

COBERTURA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Tratamiento de aguas servidas (% de las aguas recolectadas)	20,0	16,7 (*)	20,4	20,9	39,4	42,2	65,7	71,5	73,4	81,9

Fuente: Superintendencia de Servicios Sanitarios, Informes de Cobertura.

(*) Esta cifra no es comparable con los años anteriores debido a un cambio metodológico.

Cuadro 4: Indicadores de Crecimiento en Servicios Sanitarios

CRECIMIENTO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Número total de clientes de agua potable urbano (1)	3.312.098	3.417.572	3.511.709	3.609.319	3.712.927	3.800.332	3.912.098	4.035.908
Tasa de crecimiento		3,2%	2,8%	2,8%	2,9%	2,4%	2,9%	3,2%
Número total de clientes de alcantarillado urbano (1)	3.042.432	3.152.594	3.249.764	3.356.841	3.463.784	3.557.100	3.674.382	3.796.006
Tasa de crecimiento		3,6%	3,1%	3,3%	3,2%	2,7%	3,3%	3,3%
Número de arranques agua potable rural concentrado (2)	-	243.345	265.463	281.913	296.032	293.494	296.423	316.444
Tasa de crecimiento	-	-	9,1%	6,2%	5,0%	-0,9%	1,0%	6,8%

Fuente: (1) Superintendencia de Servicios Sanitarios: a partir de 2000, tasas de crecimiento se informan respecto de clientes;

(2) Depto. Programas Sanitarios. DOH. MOP.

Los indicadores de crecimiento del sector, señalados en el cuadro 4, indican un crecimiento vegetativo en los niveles del agua potable y alcantarillado urbano. No sucede lo mismo en el área rural, en el cual la tasa de crecimiento decae ostensiblemente en los últimos años, incluso siendo negativa en el año 2004¹⁰. Este se debe a que la población rural desconcentrada ya casi está siendo atendida en su totalidad por el programa y por lo tanto las inversiones se han concentrado en el mejoramiento de los actuales sistemas¹¹. Los próximos desafíos para este sector son definir un programa de saneamiento y expandirse a áreas semi-desconcentradas.

1.3. ELECTRICIDAD

En el sector eléctrico también es necesario hacer la distinción urbano-rural. En el área urbana, el INE ha calculado, a partir de los datos de los censos de población y vivienda, una cobertura de un 97,8% en 2003¹². Según estimaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE), al año 2006 la cobertura urbana estaría sobre el 99%.

De acuerdo al censo de 1992, la cobertura rural fue de 53,1%, muy inferior a la electrificación urbana del mismo año que ascendía a un 97,5%. Es por ello que a fines de 1994 se puso en marcha el Programa de Electrificación Rural, cuyo objetivo fue alcanzar una cobertura de un 90% de viviendas rurales con energía eléctrica al año 2006, tanto a nivel nacional como en cada una de las regiones del país. Este programa ha logrado incrementar la cobertura rural a nivel nacional desde un 59% en 1994 hasta un 92,9% en 2006, restando sólo sobrepasar el 90% en cuatro regiones para cumplir cabalmente con las metas del programa.

¹⁰ Esto se debe a que varios sistemas de agua potable rural han pasado a ser concesionarios de servicios sanitarios.

¹¹ En el año 2006 la tasa es muy alta debido a ajustes en las estadísticas entregadas por el DOH-MOP.

¹² Mayor detalle de la evolución de la cobertura urbana, ver Indicadores de Regulación Servicios de Utilidad Pública, 2004, señalado en Nota 8 anterior.

Cuadro 5: Indicadores de Cobertura en el Sector Eléctrico Rural

COBERTURA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Rural (% de la población)	70%	74%	76%	78%	80%	88%	89%	90%	92%	92,9%

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

A partir del cuadro 6, se observa que el crecimiento experimentado por el consumo eléctrico total hasta el año 2006 oscila entre 3,6% y 9,7%. En general, la tasa de crecimiento del consumo eléctrico se ha ubicado al menos un par de puntos porcentuales por sobre la tasa de crecimiento del PIB. Una leve disminución en esta tendencia se aprecia a partir del año 2004, fecha que coincide con la aplicación de restricciones de suministro de gas natural desde Argentina. En el año anuario del año pasado hicimos ver que en el 2005 se observó por primera vez una tasa de crecimiento del consumo eléctrico menor a la tasa de crecimiento del PIB, situación que fue atribuida a las alzas de precios de la energía. Sin embargo, el año 2006 la tasa de crecimiento del consumo vuelve a situarse por sobre el crecimiento del PIB, también en un escenario de alzas de precio, por lo que pierde validez la hipótesis planteada en el anuario anterior.

Cuadro 6: Indicadores de Crecimiento en el Sector Eléctrico

CRECIMIENTO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ventas de electricidad per capita (KWh por persona)(1)	1.914	2.071	2.228	2.356	2.464	2.544	2.690	2.865	2.937	3.078
Ventas totales de electricidad (millones KWh) (1)	28.321	31.061	33.861	36.276	38.368	40.064	42.817	46.114	47.774	50.572
Consumo eléctrico comercial, público y residencial (millones KWh) (1)	8.750	9.602	10.078	10.692	11.943	12.470	13.213	14.831	15.368	16.005
Consumo eléctrico residencial (millones de KWh)(1)	5.258	5.733	5.974	6.182	6.907	7.161	7.588	8.052	8.284	8.546
Tasa crecimiento ventas totales de electricidad (%)	9,0%	9,7%	9,0%	7,1%	5,8%	4,4%	6,9%	7,7%	3,6%	5,9%
Tasa de crecimiento PIB país (2)	6,6 %	3,3 %	-0,7 %	4,5 %	3,3 %	2,2 %	4,0 %	6,0 %	5,7%	4,0%

Fuente: (1) Comisión Nacional de Energía; (2) Banco Central: base pesos 2003.

1.4. COMPARACION INTERNACIONAL

El Banco Mundial entrega cada año indicadores de desarrollo que permiten comparar a Chile con respecto a otros países. De acuerdo a la clasificación del Banco Mundial, que toma en cuenta el PIB per cápita de cada país, Chile se clasifica como un país de ingresos medio altos¹³.

En el cuadro 7 se observan los indicadores de cobertura de los tres sectores, telecomunicaciones, servicios sanitarios y electricidad, publicados por el Banco Mundial en el año 2007, para una selección de países de acuerdo a su clasificación por nivel de ingreso, cuyos niveles resultan similares a los entregados en la versión anterior de este Anuario.

¹³ De acuerdo a la clasificación del Banco Mundial, para el año 2002, se considera países de:

- altos ingresos, aquellos cuyo ingreso per cápita es mayor a US\$ 9.076.
- ingresos medio altos, aquellos cuyo ingreso per cápita fluctúan entre US\$ 2.936 y US\$ 9.075.
- ingresos medio bajos, aquellos cuyo ingreso per cápita fluctúan entre US\$ 736 y US\$ 2.935.
- ingresos bajos, aquellos cuyo ingreso per cápita es menor a US\$ 735

Cuadro 7: Indicadores de Telecomunicaciones, Servicios Sanitarios y Electricidad a Nivel Mundial, entre los años 1999 y 2005

Países	Telecomunicaciones						Servicios sanitarios				Electricidad		
	Telefonía local		Móviles		Usuarios con Internet		Agua Potable		Alcantarillado		Consumo per cápita		Acceso
	(por cada 100 habitantes)						(% de la población total con acceso a estos servicios)				(KWh por año)		(% de la pobl.)
	2001	2005	2001	2005	2001	2005	1990	2004	1990	2004	2001	2004	2000
Ingresos altos													
Estados Unidos	67	61*	45	68	50	63*	100	100	100	100	13030	13351	S/d
España	43	42	73	95	18	35	S/d	100	S/d	100	5440	5974	S/d
Canadá	68	57	34	51	45	52	100	100	100	100	16803	17156	S/d
Ingresos medio Altos													
Argentina	22	23	18	57	10	18	94	96	82	91	2121	2301	95
Chile	22	21	34	65	20	27*	90	95	85	91	2615	3084	99
México	14	19	22	46	8	18	80	97	66	79	1807	1838	S/d
Ingresos medio Bajos													
Brasil	21	23*	16	46	5	20	83	90	70	75	1753	1955	95
Perú	6	8	7	20	8	16	74	83	52	63	692	794	73
Colombia	17	17	8	48	3	10	92	93	82	86	785	866	81
Ingresos bajos													
Zambia	1	1	1	8	0	2*	50	58	41	55	606	692	12
India	4	5	1	8	1	6	68	86	12	33	403	457	43
Haití	1	2*	1	5*	0	7	53	54	15	30	38	30	34

Fuente: Banco Mundial. World Development Indicators, años 2003, 2006 y 2007. Notas (*) Corresponden a datos del año 2004.

Del cuadro anterior, y para el sector telecomunicaciones, se desprende que la cobertura de la telefonía local en Chile está de acuerdo a su clasificación de país de ingresos medio altos. Sin embargo, para la telefonía móvil se aprecia el gran dinamismo que ha experimentado este sector en la totalidad de los países de esta muestra, y en especial, el caso de Chile que se ubica con un nivel acorde al de los países de ingresos altos, superando incluso a Canadá y muy cerca de los indicadores para EE.UU. A su vez, el indicador de acceso a la internet nos muestra que Chile está por sobre el nivel de sus pares, e incluso un poco por debajo de algunos países con altos ingresos, como por ejemplo de España. En los servicios sanitarios nuestro país se encuentra en el rango de sus pares, pero por debajo aún de los países de altos ingresos que tienen un 100% de acceso a la población a estos dos servicios, agua potable y alcantarillado. Finalmente, en el caso eléctrico Chile supera a sus pares de ingresos y se ubica muy cerca de las coberturas de países con ingresos altos (100%), aun cuando las diferencias en los consumos per cápita son elocuentes.

2. LAS INSTITUCIONES REGULADORAS

En la función reguladora de los servicios domiciliarios de redes participan distintas instituciones, dependiendo del sector de que se trate, telecomunicaciones, servicios sanitarios o electricidad. Las agencias públicas encargadas de la regulación sectorial son:

- En el sector de telecomunicaciones, la Subsecretaría de Telecomunicaciones (SUBTEL),
- En el sector sanitario, la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS)
- En el sector eléctrico, la Comisión Nacional de Energía (CNE), y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Existen otras instituciones sectoriales con funciones regulatorias, entre las cuales queremos destacar en esta oportunidad al Panel de Expertos del Sector Eléctrico. El Panel de Expertos es una institución creada por la Ley 19.940 (Ley Corta I) del 13 de marzo de 2004, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos ocasionados a raíz de la aplicación de la legislación eléctrica, y sobre las demás que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión. El Panel de Expertos está conformado por siete integrantes: cinco de ellos ingenieros o licenciados en ciencias económicas y dos abogados. Dichos integrantes deben contar con una amplia trayectoria profesional o académica, además de dominio y experiencia laboral mínima de tres años el sector eléctrico. Los miembros son nombrados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público, y ejercen su cargo por un período de seis años (con posibilidad de ser escogido en el concurso público para un nuevo período), con renovación parcial de sus integrantes cada tres años.

Desde su creación, el Panel de Expertos ha tenido una positiva evaluación de parte de los actores del sector, resolviendo de manera expedita y rigurosa las discrepancias expuestas por las empresas. Destaca en su desempeño la resolución de discrepancias presentadas por las empresas frente a los criterios empleados por la Dirección de Operaciones del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC) en la operación del sistema, y discrepancias planteadas a lo establecido por la autoridad en los procesos tarifarios de los servicios asociados, de subtransmisión y de transmisión troncal.

Por último, al Ministerio de Economía, le corresponde participar en todos los sectores, especialmente en la emisión de los decretos tarifarios respectivos. También juegan un papel transversal el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia y la Fiscalía Nacional Económica.

En el Anexo 4 se presenta una descripción de las funciones principales de cada una de estas instituciones reguladoras y fiscalizadoras.

3. LAS EMPRESAS

La orientación del presente capítulo es identificar las empresas que conforman los sectores y los indicadores que ilustran la importancia de cada una de ellas en su sector en particular, y las relaciones de propiedad.

3.1. TELECOMUNICACIONES

En Chile, los servicios de telecomunicaciones son proporcionados por empresas de servicio público telefónico local (algunas de ellas dedicadas a la telefonía rural), empresas concesionarias de servicios intermedios que ofrecen el servicio de larga distancia, y compañías de telefonía móvil, todas ellas de propiedad privada. En la actualidad, la estructura de mercado de los servicios de telecomunicaciones tiene un mayor número de participantes que a comienzos de la década de los noventa. Las más importantes de ellas son filiales o coligadas a los grupos principales, por lo que éstos tienen representación tanto en el mercado de telefonía local, de telefonía de larga distancia, como de telefonía móvil. En el cuadro 8 se puede apreciar la estructura de propiedad de las principales empresas de telecomunicaciones.

Como hechos relevantes del año 2006, destacan el cambio de nombre de la concesionaria de telefonía móvil Smartcom a Claro (propiedad de América Móvil), y la adjudicación por parte de esta misma empresa de la licitación de 25 Mhz en la frecuencia 800 Mhz que realizó Movistar -conforme a lo dispuesto por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia- en el fallo que aprobó la fusión entre Telefonía Móvil y Bellsouth Chile.

Cuadro 8: Estructura de Propiedad de Principales Empresas de Telecomunicaciones
(a diciembre de 2006)

Nombre empresa	Nombre de accionistas principales	% de propiedad	Grupo económico (país)
Telefónica CTC CHILE	Telefónica España (a través de Telefónica Internacional)	44,9%	Grupo Telefónica (España)
	AFPs	25,7%	-
VTR	UnitedGlobalCom	80,0%	Liberty Media Internacional (USA)
	Cristalerías Chile	20,0%	Grupo Claro (Chile)
Telefónica del Sur	Quiñenco S.A. (a través de VTR S.A.)	74,0%	Grupo Luksic (Chile)
Telcoy	Quiñenco S.A. (a través de Telefónica del Sur S.A.)	88,7%	Grupo Luksic (Chile)
Manquehue	GTD Teleductos	49,0%	Juan Manuel Casanueva (Chile)
	GTD Telesat (unidad de GTD Teleductos)	49,0%	Juan Manuel Casanueva (Chile)
ENTEL	Inversiones Altel Ltda.	54,8%	Grupo Almendral (Chile)
Telesat	Juan Manuel Casanueva	n.d.	Juan Manuel Casanueva (Chile)
Telmex	Carso Global Telecom	n.d.	Carlos Slim (México)
Entel PCS	ENTEL	100,0%	Grupo Almendral (Chile)
Movistar	Telefónica Móviles	n.d.	Grupo Telefónica (España)
Claro (Ex Smartcom)	América Móvil	n.d.	Carlos Slim (México)

Fuente: FECUS e información corporativa y memorias de empresas de telecomunicaciones.

A continuación se detallan las empresas para los segmentos de telefonía local, larga distancia y telefonía móvil.

3.1.1 TELEFONIA LOCAL

En el cuadro 9, se señalan las 16 empresas de telefonía local que existen a Diciembre de 2006, su zona de servicio, si tienen la condición de empresa dominante en dicha zona de servicio¹⁴ y si participan en el Fondo de Desarrollo de las Telecomunicaciones (FDT) que opera en el sector rural. Como se puede apreciar existe superposición de redes en algunas localidades del país, aunque ésta suele ser parcial. Sin considerar a las concesionarias rurales, hay tres zonas primarias (de un total de 24 en el país), en las cuales se da la presencia de una sola concesionaria, Telefónica CTC Chile. En el resto de las zonas primarias, no ha existido un pronunciamiento por parte del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, en cuanto a que las condiciones existentes en el mercado son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria, por lo que CTC Chile sigue siendo considerada hasta hoy la empresa dominante en la mayor parte de la zonas primarias. Al año 2006, la empresa Telefónica CTC Chile representó el 67% de las líneas de la telefonía local a nivel país, en el año 2006 (ver cuadro 10). En las regiones X y XI, la presencia dominante corresponde a Telsur y Telcoy respectivamente, y en Isla de Pascua, a Entelphone (ver cuadro 9).

Cuadro 9: Zonas de Servicios de las Empresas de Telefonía Local

COMPAÑÍAS DE TELEFONÍA LOCAL URBANA	ZONA DE SERVICIO (REGIÓN)	DOMINANTE	PARTICIPACION EN EL FDT*
Compañía de Telecomunicaciones de Chile S.A. TELEFONICA CTC CHILE	TODO EL PAIS	SI, excepto en regiones X y XI, e Isla de Pascua	SI
Telmex S.A. CSAT	TODO EL PAIS	NO	NO
Rural Telecommunications Chile S.A. RTC	TODO EL PAIS	NO	SI
Entel Telefonía Local S.A. ENTELPHONE	TODO EL PAIS	SI, en Isla de Pascua	NO
Complejo Manufacturero de Equipos Telefónicos S.A.C.I. CMET	R.M., V a VIII	NO	NO
VTR Banda Ancha S.A. VTR	R.M., I a IX	NO	NO
Telesat Compañía de Teléfonos S.A. GTD TELESAT	R.M., I, II, V, VIII y IX	NO	NO
Telefónica del Sur S.A. TELSUR	R.M., VIII, IX y X	SI, en la X Región	SI
Comunicaciones y Telefonía Rural CTR	VII a X	NO	SI
Manquehue Net S.A. GTD MANQUEHUE	R.M.	NO	NO
Chile.Com S.A. CHILE.COM	R.M.	NO	NO
FULLCOM S.A. FULLCOM	R.M.	NO	NO
QUANTAX S.A. QUANTAX	R.M.	NO	NO
Will telefonía WILL	R.M.	NO	NO
Compañía de Telecomunicaciones Llanquihue S.A. CRELL	X	NO	NO
Compañía de Teléfonos de Coyhaique S.A. TELCOY	XI	SI	NO

Fuente: Subtel y Resolución N° 686/2003 de la Comisión Resolutiva. Nota (*): el FDT, Fondo de Desarrollo de las Telecomunicaciones, opera principalmente en el sector rural.

¹⁴ La Resolución N° 686 de la Comisión Resolutiva de fecha 20 de mayo de 2003, señala que las empresas definidas como dominantes quedan sujetas a regulación de tarifas a público (servicio línea telefónica o cargo fijo, servicio local medido o SLM, tramo local, entre otros).

Cuadro 10: Participación de las Empresas de Telefonía Local

EMPRESAS	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CTC CHILE N° líneas	2.393.707	2.649.786	2.592.397	2.700.536	2.723.310	2.686.695	2.416.779	2.427.364	2.440.827	2.215.629
Participación (%)	88,9	87,0	83,4	79,7	78,3	77,5	74,3	73,2	71,0	66,6
VTR N° líneas	-	n.d	n.d	n.d	200.000	260.000	260.000	332.000	412.307	496.092
Participación (%)	-	-	-	-	5,7	7,5	8,0	10,0	12,0	14,9
CNT, Telsur N° líneas	111.486	128.187	135.431	147.379	162.009	158.384	164.940	172.240	190.971	139.535
Participación (%)	4,1	4,2	4,4	4,4	4,7	4,6	5,1	5,2	5,6	4,2
Entelphone N° líneas	n.d	n.d	67.283	84.725	95.278	98.020	102.864	98.751	106.084	173.688
Participación (%)	-	-	2,2	2,5	2,7	2,8	3,2	3,0	3,1	5,2
TELCOY N° líneas	11.046	13.276	14.072	14.854	15.272	13.715	13.228	13.730	13.613	9.842
Participación (%)	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
OTRAS N° líneas	177.047	255.449	299.616	439.737	282.621	249.916	293.044	274.175	272.086	291.649
Participación (%)	6,6	8,4	8,3	13,0	8,1	7,2	9,0	8,3	7,9	8,8
TOTAL N° líneas (*)	2.693.286	3.046.698	3.108.799	3.387.529	3.478.490	3.466.730	3.250.855	3.318.260	3.435.888	3.326.435
Participación (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Año 2006: Subtel; resto elaboración propia sobre la base de memorias e información de las empresas; (*) Subtel¹⁵.

3.1.2 TELEFONIA LARGA DISTANCIA

De los 56 operadores o empresas con concesión para proveer servicio telefónico de larga distancia nacional e internacional, 34 de ellos registraban tráfico durante el año 2006. De estos últimos, sólo tres portadores (Telefónica CTC Chile, Entel y Telmex –ex Chilesat) tienen redes propias y con alcance nacional. En el cuadro 11 se presenta el listado de los portadores en Chile con presencia de tráfico durante el año 2006.

¹⁵ Al igual que el tráfico por empresa, las líneas en servicio por empresa eran de carácter confidencial hasta el año 2005.

Cuadro 11: Empresas de Larga Distancia con Tráfico Durante 2006

N°	Código Portador	Empresa
1	110	TELMEX Chile Networks S.A.
2	111	VTR Global Carrier S.A.
3	112	Convergía Chile S.A.
4	113	Transam Comunicaciones S.A.
5	115	115 Telecomunicaciones S.A.
6	116	Heilsberrg S.A.
7	117	117 Telecomunicaciones S.A.
8	118	IFX Larga Distancia Chile S.A
9	119	AT&T Chile S.A.
10	120	Globos 120 S.A.
11	121	Telefónica del Sur Servicios Intermedios S.A.
12	122	GTD Manquehue Larga Distancia S.A.
13	123	Empresa Nacional de Telecomunicaciones S.A.
14	125	Equant S.A.
15	127	Sur Comunicaciones S.A.
16	150	New Wave Communications S.A.
17	151	Astro S.A.
18	153	Stel Chile S.A.
19	154	Micarrier Telecomunicaciones S.A.
20	155	Telmex Chile Long Distance S.A.
21	156	Imagen S.A.
22	157	Conect S.A.
23	158	Fibersat S.A.
24	159	GTD Larga Distancia S.A.
25	160	Servicios Telemedia de Chile S.A.
26	165	Smartel S.A.
27	167	Comunication Global Multicarrier S.A.
28	169	Netline Multicarrier S.A.
29	170	Impsat S.A.
30	171	Telmex S.A.
31	174	CTR Chile Networks S.A.
32	179	Telecomunicaciones Internacionales S.A.
33	181	Telefónica Móviles Chile Larga Distancia S.A.
34	188	Telefónica Mundo S.A.

Fuente: SUBTEL.

3.1.3 TELEFONIA MOVIL

A diciembre de 2006 existían cuatro empresas concesionarias de telefonía móvil en operación: Movistar S.A. (ex Bellsouth y Telefónica Móvil), Entel PCS Telecomunicaciones S.A., Entel Telefonía Móvil S.A. y Claro S.A. Sin embargo, cabe señalar que Entel PCS y Entel Móvil operan comercialmente como una sola compañía.

En el cuadro 12 se muestra la participación de cada una de las empresas medida como porcentaje del total de abonados. En el último período informado, la mayor participación corresponde a la empresa Movistar, con casi un 43% del total de abonados.

Cuadro 12: Evolución de la Participación de las Empresas Móviles

Empresa móvil	2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006	
	Nº abonados	%	Nº abonados	%	Nº abonados	%	Nº abonados	%	Nº abonados	%	Nº abonados	%	Nº abonados	%
Entel PCS*	1.273.977	37	2.210.284	43	2.568.427	41	2.716.350	37	3.270.725	35	4.033.990	38	4.864.081	39
Telefónica Móvil**	1.191.276	35	1.456.903	29	1.726.179	28	2.185.382	30	3.125.977	34				
Bellsouth**	672.240	20	803.821	16	963.302	15	1.155.392	16	1.326.172	14	-	-		
Movistar**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.682.221	44	5.305.447	43
Claro S.A. (ex Smartcom PCS)	264.032	8	629.775	12	986.402	16	1.211.157	17	1.538.511	17	1.853.361	18	2.281.273	18
TOTAL	3.401.525	100	5.100.783	100	6.244.310	100	7.268.281	100	9.261.385	100	10.569.572	100	12.450.801	100

Fuente: Subtel para el año 2006; resto de los años estimaciones propias a partir de reportes trimestrales de América Móvil, Telefónica España, Entel y Subtel.

(*) Incluye Entel Móvil.

(**) A contar del año 2005, Telefónica Móvil y Bellsouth se fusionan en Movistar.

3.2 SERVICIOS SANITARIOS

El sector sanitario chileno, a diciembre de 2006, está constituido por 53 empresas prestadoras que operan en zonas urbanas¹⁶. De estas empresas, 20 atienden a más del 99% de los clientes y cubren - en su gran mayoría- las cuatro etapas presentes en el servicio de agua potable y alcantarillado: producción y distribución de agua potable, y recolección y disposición de aguas servidas. Estas 20 empresas se presentan en el cuadro 13, donde se visualiza la importancia de cada una de las ellas, medida en términos de su participación en el total de clientes del país y en el total de facturación a nivel nacional.

La Ley también es clara con respecto al concepto de usuarios o clientes de un prestador de servicio público de distribución de agua potable o de recolección de aguas servidas. Lo define como la persona natural o jurídica que habite o resida en el inmueble que recibe el servicio. En la actualidad, casi el 100% de los clientes es abastecido por empresas privadas¹⁷, incluyendo en esta categoría a las empresas concesionadas. Esto contrasta con la situación de ocho años atrás, en que alrededor del 90% de los clientes era abastecido por empresas del Estado. La privatización de las tres empresas más grandes: EMOS en 1998 (hoy Aguas Andinas), ESVAL en 1999, ESSEL y ESSBIO en el 2000, y el proceso de concesiones iniciado el 2001, son la causa de este cambio.

¹⁶ La Ley General de Servicios Sanitarios, el DFL 382 del año 1989, define categorías de empresas prestadoras de acuerdo a la relación porcentual entre el número de clientes del servicio de agua potable y alcantarillado de aguas servidas atendidos por la empresa y el total de usuarios urbanos de servicios de agua potable y alcantarillado de aguas servidas del país. Así podemos hablar de:

- Categoría mayor: aquella empresa que tiene un número de clientes igual o superior al 15% del total de usuarios del país, categoría que componen dos empresas (Aguas Andinas y ESSBIO).
- Categoría mediana: aquella empresa que tiene un número de clientes inferior al 15% e igual o superior al 4% del total de usuarios del país, categoría compuesta por seis empresas.
- Categoría menor: aquella empresa que tiene un número de clientes inferior al 4% del total de usuarios del país, categoría que agrupa al resto de las empresas sanitarias.

¹⁷ La empresa SMAPA, de la Región Metropolitana, pertenece a la Municipalidad de Maipú.

Cuadro 13: Participación de las Principales Empresas Sanitarias
(sobre el total de clientes y la facturación, en el año 2006)

N°	NOMBRE de EMPRESA	REGIÓN	CLIENTES		FACTURACIÓN	
			N°	%	MILES M ³	%
1	Aguas del Altiplano S.A.	I	125.154	3,1	26.146	2,7
2	Aguas de Antofagasta S.A.	II	129.691	3,2	28.716	3,0
3	Aguas Chañar S.A.	III	73.517	1,8	14.773	1,5
4	Aguas del Valle S.A.	IV	165.780	4,1	29.380	3,1
5	Empresa de Obras Sanitarias de Valparaíso S.A.- ESVAL	V	500.841	12,4	90.749	9,5
6	Aguas Nuevo Sur Maule S.A.	VII	195.011	4,8	33.602	3,5
7	Empresa de Servicios Sanitarios del Bío-Bío S.A.- ESSBIO	VI y VIII	610.842	15,1	119.209	12,4
8	Aguas Araucanía S.A.	IX	179.836	4,5	32.632	3,4
9	Empresa de Servicios Sanitarios de Los Lagos S.A.- ESSAL	X	167.429	4,1	31.238	3,3
10	Aguas Décima S.A.	X	36.608	0,9	7.484	0,8
11	Aguas Patagonia de Aysén S.A.	XI	22.521	0,6	4.395	0,5
12	Aguas Magallanes S.A.	XII	44.222	1,1	9.543	1,0
13	Aguas Andinas S.A.	RM	1.428.186	35,4	405.175	42,3
14	Servicio Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Maipú	RM	175.848	4,4	45.925	4,8
15	Aguas Cordillera S.A.	RM	113.253	2,8	59.479	6,2
16	Servicomunal S.A.	RM	17.957	0,4	5.200	0,5
17	Aguas Manquehue S.A.	RM	5.487	0,1	8.218	0,9
18	ServiLampa S.A.	RM	4.308	0,1	465	0,0
19	Aguas Los Dominicos S.A.	RM	3.357	0,1	4.522	0,5
20	Coopagua	RM	3.273	0,1	1.436	0,1
	Otras: 33 en clientes	RM	32.787	0,8	0	0,0
Totales			4.035.908	100,0	958.287	100,0

Fuente: Superintendencia de Servicios Sanitarios.

La estructura de la oferta a nivel país presenta, a diciembre de 2006, un alto grado de concentración en las empresas clasificadas como mayores y medianas, que en conjunto abastecen casi el 85% del total de clientes, destacándose la empresa Aguas Andinas que cubre más del 35% del total de clientes del país.

En tanto, la propiedad de las empresas, se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro 14: Estructura de Propiedad de Principales Empresas Sanitarias
(a diciembre de 2006)

Nombre empresa y Región atendida	Nombre de accionistas principales	% de propiedad	Grupo económico (país)
Aguas Andinas Región Metropolitana	Inversiones Aguas Metropolitanas Ltda.	50.1%	Grupo Agbar-Suez (Español)
	Corporación de Fomento de la Producción	35.0%	Estado de Chile
ESSBIO VIII y VI Regiones	Inversiones Sanitarias del Sur Ltda.	51.0%	Southern Cross Group (USA)
	Corporación de Fomento de la Producción	43.4%	Estado de Chile
ESVAL V Región	Cía. de Seguros de Vida Consorcio Nacional de Seguros S.A.; Inversiones Teval S.A. Proyectos e Inversiones Longolivilo S.A.; y, CN Life Cía. De Seguros de Vida S.A.	47.9%	Grupo Hurtado Vicuña-Fernández León (Chile)
	Corporación de Fomento de la Producción	29.4%	Estado de Chile
Aguas Nuevo Sur Maule S.A. VII Región	Inversiones Río Claro Ltda.	100.0%	Southern Cross Group (USA)
SMAPA Región Metropolitana	I. Municipalidad de Maipú	100.0%	Estado de Chile
Aguas Araucanía S.A. IX Región, Aguas del Altiplano S.A. I Región, Aguas Magallanes S.A. XII Región	Aguas Nuevas S.A.	100.0%	Grupo Solari (Chile)
Aguas del Valle S.A. IV Región	Esval S.A.	99.0%	Grupo Hurtado Vicuña-Fernández León (Chile)
ESSAL S.A. X Región	Inversiones Iberaguas Ltda. (Iberdrola Energía Chile Ltda.)	51.0%	Iberdrola (España)
	Corporación de Fomento de la Producción	45.5%	Estado de Chile
Aguas de Antofagasta S.A. II Región	Inmobiliaria Punta de Rieles Ltda.	99.0%	Grupo Luksic (Chile)
ESSAN S.A. II Región	Corporación de Fomento de la Producción	99.0%	Estado de Chile
Aguas Cordillera S.A. Región Metropolitana	Aguas Andinas S.A.	100.0%	Grupo Agbar-Suez (Español)
Aguas Chañar S.A. III Región, Aguas Patagonia de Aysén S.A. XI Región	Hidrosan Ingeniería S.A., ICAFAL Inversiones S.A., Vecta Inversiones S.A.	96.9%	Hidrosán-Icafal-Vecta (Chile)

Fuente: Informe de Gestión 2006 de la SISS.

Nota: las empresas sanitarias donde la CORFO mantiene un porcentaje de propiedad, son aquellas en las que el ingreso de capital privado a las empresas públicas se efectuó mediante la venta de acciones; para el resto de los casos, se llevaron a cabo transferencias de concesiones por un plazo de 30 años.

El hecho relevante del año, en cuanto a traspaso o venta de empresas, se constituyó a principios del año 2006, con la venta de la participación del grupo inglés Thames Water en las empresas ESSBIO y ANSM, al grupo de inversiones Southern Cross L.A. de los Estados Unidos, que a su vez vendió su participación, durante el primer semestre del año 2007, al fondo canadiense Ontario Teacher's Pension Plan (OTPP).

3.3 ELECTRICIDAD

En Chile, las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado. A diciembre del año 2006, un total de 17 empresas generadoras - con un grado de concentración importante - seis empresas transmisoras puras, 35 empresas distribuidoras (incluyendo a las cooperativas) y dos empresas integradas verticalmente en generación, transmisión y distribución, participan de la industria eléctrica nacional. Adicionalmente algunas empresas industriales y mineras generan electricidad para cubrir sus propias necesidades, que son los llamados autoproductores.

Dada la condición geográfica nacional, en el año 2006 el sector eléctrico en Chile se ha desarrollado en dos Sistemas Interconectados¹⁸ independientes, y seis Sistemas Medianos¹⁹, los cuales se detallan a continuación:

- El Sistema Interconectado Norte Grande (SING) que da cobertura a la Primera y Segunda regiones, siendo sus consumos principales de tipo minero e industrial. En el año 2006, la capacidad instalada del SING alcanzaba a 3.596 MW de los cuales casi un 100% provenía de plantas termoeléctricas²⁰, y representa un 30,0% del total de capacidad instalada del país.
- El Sistema Interconectado Central (SIC) que se extiende por una longitud aproximada de 2.000 kilómetros en las zonas central y sur del país. Por el norte abarca desde la ciudad de Taltal -ubicada en la Segunda Región- hasta la Isla Grande de Chiloé en la Décima Región. Esta área geográfica absorbe aproximadamente al 93% de la población del país y el 69,1% de la capacidad instalada nacional. En diciembre de 2006, la potencia instalada sumaba 8.274 MW con un 56,8% de origen hidráulico y un 43,2 % de capacidad de generación térmica.
- Los Sistemas Medianos de la Región de Aysén y provincia de Palena de la Región de Los Lagos, conformados por los sistemas medianos Aysén, Palena y General Carrera. De éstos, el sistema Aysén es el de mayor tamaño, con una capacidad instalada de 33,4 MW, en base a fuentes de generación hidroeléctricas (53%), diesel y fuel oil (42%) y eólica (6%). El sistema Palena posee una capacidad instalada de generación de 2,6 MW, de los cuales un 54% procede de fuentes hidroeléctricas y un 46% de fuentes termoeléctricas. Por último, el sistema General Carrera, de 1,6 MW de potencia instalada, cuenta con un 60% en base a generación termoeléctrica y el 40% restante en base a generación hidroeléctrica.
- Los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes, compuestos por los sistemas medianos Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Al año 2006, el sistema Punta Arenas posee una capacidad instalada de generación de 57,3 MW, proveídos en un 88% en centrales termoeléctricas a gas natural y en un 12% en centrales termoeléctricas a diesel. Por su parte, el sistema Puerto Natales posee una capacidad instalada de 4,4 MW, de los cuales un 60% son en base a centrales a gas natural y el resto en base a centrales a diesel. Finalmente, el sistema Porvenir cuenta con una capacidad instalada de 3,0 MW, suministrados en un 69% por centrales a gas natural y en un 31% restante por centrales a diesel.

En el cuadro 15, se visualiza la participación de las principales empresas generadoras en cada uno de los sistemas eléctricos del país. Este indicador está medido con respecto a la capacidad para generar energía que tienen las empresas. Además se detalla su capacidad instalada, diferenciando entre la que proviene de fuentes hídricas (central de pasada o embalse), de la que proviene de fuentes térmicas (turbina a carbón, gas, petróleo), para cada sistema eléctrico.

¹⁸ Sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts.

¹⁹ Sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts.

²⁰ Existen 12,8MW de potencia instalada provenientes de centrales hidroeléctricas, que representan el 0,4% de la potencia del sistema.

Cuadro 15: Participación de las Principales Empresas en la Generación de Energía Eléctrica y sus fuentes de energía (por capacidad instalada a diciembre de 2006, en MW)

Sistema Eléctrico	Empresa	Capacidad instalada MW	% en el sistema eléctrico	Hidro-eléctricas MW	Termo-eléctricas MW
SIC (1) III – X Regiones	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa)	2.567	31,0%	2.098	469
	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	623	7,5%	623	0
	Pangue S.A.	467	5,6%	467	0
	San Isidro S.A.	370	4,5%	0	370
	AES Gener S.A..	656	7,9%	245	412
	Soc. Eléctrica Santiago S.A.	479	5,8%	0	479
	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	304	3,7%	0	304
	Empresa Eléctrica Colbún S.A.	1.819	22,0%	697	1.122
	Cenelca S.A.	246	3,0%	145	101
	Arauco Generación S.A.	155	1,9%	0	155
	Ibener S.A.	124	1,5%	124	0
	Otros Generadores en SIC	457	5,5%	294	163
	Autoproductores	7	0,1%	7	0
TOTAL SIC		8.274	100,0	4.699	3.575
SING (2) I –II Regiones	Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (Edelnor)	719	20,0%	13	706
	Electroandina S.A.	992	27,6%	0	992
	Celta S.A	182	5,1%	0	182
	GasAtacama S.A.	783	21,8%	0	783
	Norgener S.A.	277	7,7%	0	277
	AES Gener S.A.	643	17,9%	0	643
TOTAL SING		3.596	100,0	13	3.583
Sists. Medianos Aysén, Palena y Gral. Carrera X-XI Región	Edelaysen S.A.	38	100,0%	22*	16
Sists. Medianos Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, XII Región	Edelmag S.A.	65	100,0%	0	65
TOTAL PAÍS		11.973		4.734	7.239

Fuente: CNE; (1) CDEC-SIC ; (2) CDEC-SING; Nota (*): incluye energía eólica.

Si se agrupan las empresas coligadas del SIC (ver cuadro 16), se aprecia una alta concentración al estar repartido el mercado en tres holdings: Endesa, AES Gener y Colbún. Estos tres grupos concentran, a diciembre de 2006, el 91% de la capacidad instalada, con una participación respectiva de 48,6%, 17,4% y 25,0%. En el caso del SING participan seis empresas, pero pertenecen a sólo tres holdings relacionados con los principales grupos del SIC. De esta forma, el SING muestra también ser un mercado altamente concentrado, donde un 47,6% de la capacidad instalada está controlada por el grupo franco-belga Suez, un 26,8% relacionados con Endesa y por último el 25,6% restante se encuentra controlada por AES Gener, a fines del año 2006.

Por su parte, los sistemas aislados del extremo sur son operados por empresas verticalmente integradas que sirven conjuntamente los servicios de generación, transmisión y distribución.

Cuadro 16: Estructura de Propiedad de Principales Empresas del Sector Eléctrico
(a diciembre 2006)

Nombre empresa de Generación	Nombre de accionistas principales	% de propiedad	Grupo económico (país)
SIC			
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile)	Enersis S.A.	60,0%	Endesa (España)
	AFPs	20,6%	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Endesa Chile	92,7%	Endesa (España)
Pangue S.A.	Endesa Chile	95,0%	Endesa (España)
San Isidro S.A.	Endesa Chile	100,0%	Endesa (España)
AES Gener S.A.	Inversiones Cachagua Ltda.	91,2%	AES Corporation (EE.UU.)
Soc. Eléctrica Santiago S.A.	AES Gener S.A.	90,0%	AES Corporation (EE.UU.)
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	AES Gener S.A.	50,0%	AES Corporation (EE.UU.)
	Empresas Copec S.A.	25,0%	Grupo Angelini (Chile)
Empresa Eléctrica Colbún S.A.	Minera Valparaíso S.A. (incluyen 13,9% de su filial Forestal Cominco S.A.)	48,9%	Grupo Matte (Chile)
	Antarchile S.A.	9,5%	Grupo Angelini (Chile)
Cenelca S.A.	Colbún S.A.	100,0%	Grupo Matte (Chile)
Arauco Generación S.A.	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	100,0%	Grupo Angelini (Chile)
Ibener S.A.	Iberdrola Energía S.A.	94,7%	Grupo Iberdrola (España)
SING			
Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (Edelnor)	Inversiones Mejillones S.A.	82,3%	Suez (Franco-Belga)
Electroandina S.A.	Inversiones Tocopilla S.A.	65,2%	Suez (Franco-Belga)
	Corporación del Cobre de Chile (Codelco)	34,8%	Estado de Chile
Celta S.A.	Endesa Chile	100,0%	Endesa (España)
GasAtacama S.A.	Endesa Chile	50,0%	Endesa (España)
	CMS Energy	50,0%	CMS Energy (EE.UU.)
Norgener S.A.	AES Gener S.A.	100,0%	AES Corporation (EE.UU.)
AES Gener S.A.	Inversiones Cachagua Ltda.	91,2%	AES Corporation (EE.UU.)
Sistema de Aysén			
Edelaysen S.A.	Saesa S.A.	91,8%	Public Service Enterprise Group, PSEG (EE.UU.)

Sistema de Magallanes			
Edelmag S.A.	CGE Magallanes S.A.	55,1%	Grupo CGE (Controlador: Familia Marín-Del Real, Grupo Almeida, Familia Pérez Cruz) (Chile)

Nombre empresas Transmisoras	Nombre de accionistas principales	% de propiedad	Grupo económico (país)
Transelec S.A.	Rentas Eléctricas III Limitada	100,0%	Brookfield Asset Management, Canada Pension Plan Investment Board, British Columbia Investment Management Corporation y Public Service Pesion Investment Borrard (Canadá)
Transemel S.A.	EMEL S.A.	75,0%	Grupo PP&L (EE.UU.)
CGE Transmisión S.A.	CGE S.A.	100,0%	Grupo CGE (Controlador: Familia Marín-Del Real, Grupo Almeida, Familia Pérez Cruz) (Chile)

Nombre empresas Distribuidoras	Nombre de accionistas principales	% de propiedad	Grupo económico (país)
CHILECTRA S.A. (Región Metropolitana)	Enersis S.A.	98,3%	Endesa (España)
CGE DISTRIBUCIÓN S.A. (Regiones VI, VII, VIII, IX y Metropolitana)	CGE S.A.	99,6%	Grupo CGE (Controlador: Familia Marín-Del Real, Grupo Almeida, Familia Pérez Cruz) (Chile)
EMPRESAS EMEL S.A. • Emelari (I Región) • Eliqsa (I Región) • Elecda (II Región) • Emelat (III Región) • Emelectric (Regiones V, VI, VII, VIII y Metropolitana) • Emetal (VII Región)	PP&L Chile Energía Ltda.	95,4%	Grupo PP&L (EE.UU.)
CHILQUINTA ENERGÍA (V Región)	PSEG Americas Ltda	50,0%	Public Service Enterprise Group, PSEG (EE.UU.)
	Sempra Energy International Holdings B.V.	50,0%	Sempra Energy (EE.UU.)
CONAFE (Regiones III, IV y V)	CGE S.A.	99,6%	Grupo CGE (Controlador: Familia Marín-Del Real, Grupo Almeida, Familia Pérez Cruz) (Chile)
SAESA S.A. (Regiones IX y X)	Inv. PESG Americas Chile Holding Ltda.	100,0%	Public Service Enterprise Group, PSEG (EE.UU.)
FRONTEL (Regiones VIII y IX)	Inv. PESG Americas Chile Holding Ltda.	99,0%	Public Service Enterprise Group, PSEG (EE.UU.)
EDELAYSÉN (XI Región)	Saesa S.A.	91,8%	Public Service Enterprise Group, PSEG (EE.UU.)
EDELMAG (XII Región)	CGE Magallanes S.A.	55,1%	Grupo CGE (Controlador: Familia Marín-Del Real, Grupo Almeida, Familia Pérez Cruz) (Chile)

Fuente: Superintendencia de Valores y Seguros y Memorias Anuales.

El hecho más relevante durante el 2006, en cuanto a la estructura de propiedad en el sector eléctrico, fue la adquisición -en el mes de junio de ese año- del 100% de las acciones de Transelec, que pertenecían hasta esa fecha a Hydro-Québec y a IFC, por parte del Consorcio BAM, conformado por Brookfield Asset Management (BAM), Canadian Pension Plan Investment

Board (CPP), British Columbia Investment Management Corp. (bcIMC) y Public Sector Pension Investment Board (PSP), todos de origen canadiense.

En el cuadro 17, se muestra la evolución a través del tiempo de la capacidad instalada en el país, por sistema eléctrico. En él se aprecia que, entre 2000 y 2006, la capacidad total de generación del país ha aumentado en un 22,5%, lo cual es coherente con el fuerte aumento de la demanda durante ese mismo período. Para el año 2006, la demanda máxima de energía del SIC fue de 6.059 MW para una capacidad instalada de 8.274 MW²¹. En cambio el SING ha experimentado una clara situación de sobrecapacidad instalada, lo cual ha implicado que no se observe un aumento relevante desde el año 2002. En efecto, la capacidad instalada total de 3.596 MW supera con creces la generación máxima bruta del sistema que fue de 1.770 MW²². No obstante, un 59% de la capacidad instalada es en base a centrales de gas natural, por lo que los cortes de gas han significado en los últimos años una disminución considerable en la capacidad de generación disponible.

Cuadro 17: Evolución de la Capacidad Instalada del País (MW)

	Dic.00 MW	%	Dic.01 MW	%	Dic.02 MW	%	Dic. 03 MW	%	Dic. 04 MW	%	Dic. 05 MW	%	Dic. 06 MW	%
SIC	6.653	68,1	6.579	65,1	6.737	64,4	6.996	65,1	7.867	68,0	8.260	69,1	8.274	69,1
SING	3.040	31,1	3.440	34,1	3.633	34,7	3.641	33,9	3.596	31,1	3.596	30,1	3.596	30,0
Sist. Medianos de EDELAYSEN	17*	0,2	17*	0,2	26*	0,2	34*	0,3	34*	0,3	33*	0,3	38	0,3
Sist. Medianos de EDELMAG	64	0,7	64	0,6	65	0,6	78	0,7	65	0,6	65	0,5	65	0,5
TOTAL	9.774	100	10.100	100	10.461	100	10.749	100	11.562	100	11.954	100	11.973	100

Fuente: CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING, respectivamente.

(*)Incluye sólo sistema Aysén

La transmisión eléctrica tiene por misión transportar la energía desde las centrales de generación eléctricas hasta los centros de consumo. Se distingue la transmisión troncal de la subtransmisión. La primera transporta energía en un voltaje superior a 150 KV (pudiendo llegar como máximo a 1.000 KV) hasta la cercanía de los centros de consumo. El suministro directo a zona de distribución está asegurado por el sistema de subtransmisión que entrega la energía en un voltaje entre 110KV y 44KV. Las principales inversiones en este sector son las líneas de transmisión propiamente tal y las subestaciones que son las instalaciones que permiten aumentar o reducir el voltaje de la energía eléctrica. El mercado de la transmisión troncal está muy concentrado, en particular en el SIC, donde Transelec posee más de 80% de las instalaciones. En cuanto a las instalaciones de subtransmisión, en general ocurre que gran parte de las instalaciones son de propiedad de las empresas distribuidoras. Por su parte, en el SING, Transelec Norte posee la propiedad de las líneas de transmisión troncal, mientras que las instalaciones de subtransmisión pertenecen en su mayoría a la empresa de generación eléctrica Edelnor, Transelec Norte y a la empresa de distribución Electroandina.

Respecto de la distribución de energía eléctrica, durante el año 2006, un 56% del total de la energía para servicio público generada en el país es suministrada a los consumidores finales mediante empresas de servicio público de distribución; el 44% restante es comercializado directamente –a precios libremente pactados- por empresas de generación a grandes clientes industriales y mineros.

²¹ CDEC-SIC.

²² CDEC-SING.

Las redes de distribución pertenecen a un total de 35 empresas eléctricas repartidas a lo largo del país, abasteciéndose la mayor parte de ellas desde el SIC. El conjunto de las distribuidoras atiende aproximadamente 4.800.000 clientes regulados. En el cuadro 18 se presentan las ocho principales empresas eléctricas de distribución, con su participación, tanto a nivel de clientes con tarifas reguladas, como también en las ventas totales de energía.

Cuadro 18: Participación de las Principales Empresas de Distribución de Energía Eléctrica (al 31 de diciembre de 2006)

EMPRESAS	CLIENTES TARIFAS REGULADAS (N°)	% clientes	VENTAS TOTALES DE ENERGÍA (GWh)	% ventas
Elecda (II Región)	134.354	2,8	660	2,4
Chilquinta Energía (V Región)	454.004	9,5	2.101	7,6
Conafe (III, IV y V Región)	295.062	6,2	1.540	5,5
Chilectra (RM)	1.413.756	29,5	12.307	44,2
Emelectric (RM, V, VI y VII)	199.842	4,2	856	3,1
CGE (RM, VI, VII, VIII y IX)	1.072.377	22,4	5.921	21,3
Frontel (VIII y IX Región)	266.983	5,6	629	2,3
Saesa (IX y X Región)	300.065	6,3	1.502	5,4
Otras (27)	656.206	13,7	2.297	8,3
Total	4.792.649	100	27.813	100

Fuente: CNE.

Del cuadro anterior, se desprende que existe una alta concentración en tres grandes empresas – Chilectra, CGE y Chilquinta- , alcanzando éstas una participación de un 61,3% en cuanto a clientes regulados, y un 73,1% respecto de las ventas totales de energía. Sobresale la participación de la empresa Chilectra, con un 44,2% de las ventas totales de energía del país, debido a su relativa mayor concentración de clientes libres. Considerando a su vez el cuadro 16, se puede notar que las principales distribuidoras se encuentran controladas básicamente por cuatro grupos, dos de ellos asociados a capitales norteamericanos, otro relacionado con un grupo de fuerte participación en el sector de generación eléctrica y otro asociado a capitales nacionales que cuenta además con inversiones en transmisión eléctrica.

3.4 RENTABILIDAD DE PRINCIPALES EMPRESAS

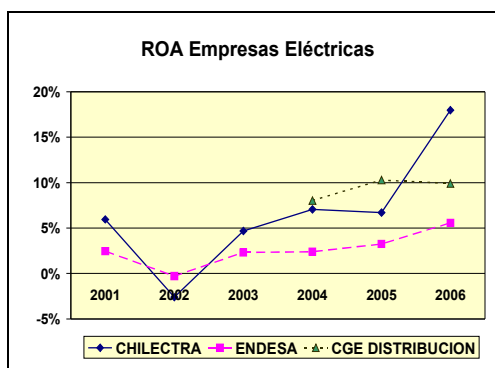
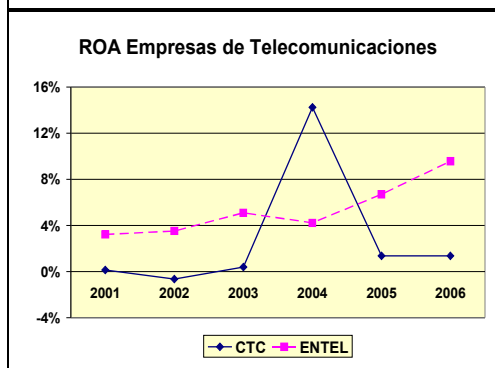
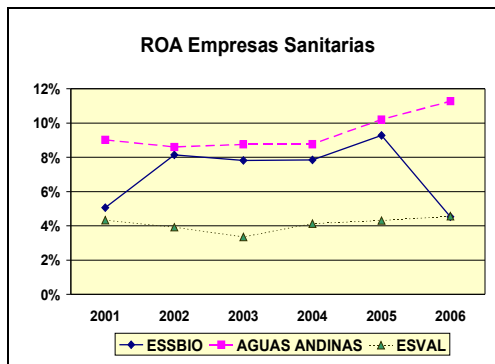
Para medir las rentabilidades de las principales empresas reguladas en el tiempo, se calcularon tres indicadores de rentabilidad frecuentemente usados en el análisis financiero, como son el ROA, el ROE y el margen EBITDA. Para ello, se tomaron datos de las FECUS publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros, a diciembre de cada año, para los balances individuales.

El ROA es el retorno sobre activos (*Return on Assets*) y se calcula como las utilidades divididas por el total de activos promedio del año. Este indicador nos muestra cuán eficiente es la empresa en la administración de sus activos para generar ganancias. Sus medidas pueden variar considerablemente según el tipo de industria y entrega mayor información cuando se compara entre empresas similares. A su vez, el ROE corresponde al retorno sobre patrimonio (*Return on Equity*) y corresponde a las utilidades divididas por el patrimonio promedio del año. El ROE entonces mide, desde el punto de vista del inversionista, cuánta ganancia es capaz de generar la compañía a partir del dinero que ha aportado en ella. Se utiliza preferentemente para comparar

rentabilidades entre empresas de una misma industria. Finalmente, el margen EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) se calcula como el resultado de explotación más la depreciación y la amortización de intangibles, todo esto dividido por los ingresos de explotación. Su objetivo es medir una aproximación general de la rentabilidad operacional del negocio, sin embargo no debe ser confundido con un indicador preciso del flujo de caja de las empresas. Este indicador es útil para evaluar las empresas que están sujetas a elevados niveles de depreciación sobre su activo fijo, como es el caso de las empresas de servicio público. Posee la ventaja de permitir analizar la rentabilidad entre distintas compañías pertenecientes a distintas industrias.

A continuación, se resumen los resultados de este ejercicio, para las principales empresas de cada sector, durante el período 2001 al 2006.

En los siguientes primeros tres gráficos, se muestra el indicador rentabilidad sobre los activos (ROA), para las principales empresas de los tres sectores regulados. En ellos, se puede apreciar en general una evolución positiva de este indicador de rentabilidad a través del tiempo, logrando al 2006 niveles cercanos al 10% o superiores en los tres sectores. En el sector sanitario, se observa un mayor grado de estabilidad en este indicador. Durante los años 2002 a 2005, Aguas Andinas y ESSBIO presentaron un comportamiento similar, con retornos en torno al 9%, muy por encima del nivel de 4% observado para ESVAL. La significativa alza presente en ESSBIO entre 2001 y 2002 se explica por la fusión con ESSEL llevada a cabo durante dicho período, lo cual implicó una duplicación en los activos de la empresa. Durante el 2006, ESSBIO mostró una fuerte caída en su índice, principalmente por una importante emisión de bonos a raíz de la reestructuración de la empresa. El mayor ROA observado en Aguas Andinas se explica por un incremento en los resultados de explotación, constituyendo la única de este grupo de tres empresas con niveles por sobre las actuales tasas de costo de capital reguladas de 7%, utilizadas en la regulación tarifaria.

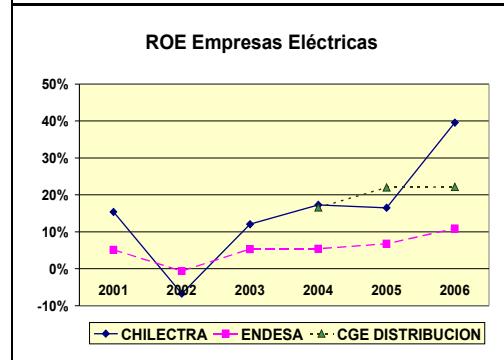
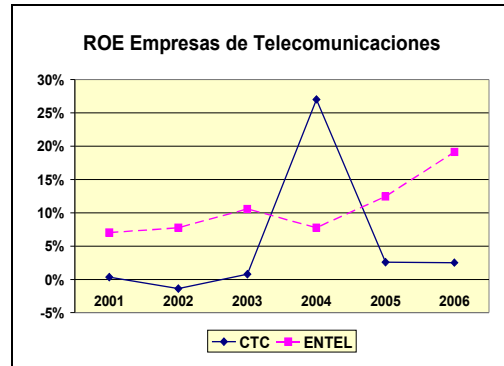
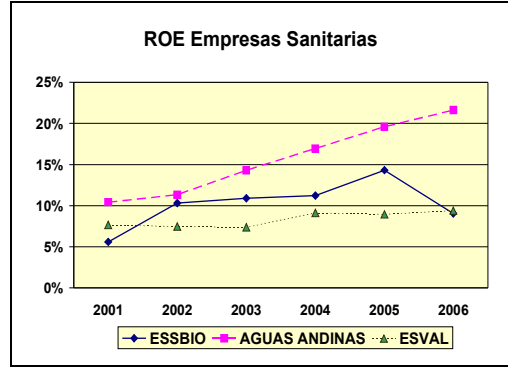


En el sector de telecomunicaciones en particular, durante el año 2004, Telefónica CTC Chile vendió su negocio de telefonía móvil a la matriz de España, lo cual se refleja en una disminución del activo total y una alta ganancia no operacional que aumenta la utilidad del ejercicio, todo lo cual conduce a un alza en el valor del ROA. Luego de la venta y conjuntamente con una nueva fijación tarifaria en 2004, el ROA de Telefónica CTC Chile retoma niveles de 1%, nivel que se mantiene durante el 2006. Entel por su parte, presenta una tendencia al alza desde el 2004, ocasionado por resultados fuera de explotación elevados.

Por último, en el sector eléctrico se observa a partir del índice ROA una diferencia considerable entre empresas de generación y distribución, la cual se debería a la dispar estructuras de activos entre ambos segmentos. La caída del ROA de Chilectra del 2002 se explica por pérdidas no operacionales, como puede constatarse de la mantención del margen EBITDA. De la misma manera, la disminución en el ROA de Endesa en el año 2002, se debe a pérdidas no operacionales, que no tienen que ver con el desempeño del negocio de generación eléctrica. En los últimos años, las rentabilidades sobre activos de las empresas eléctricas experimentan significativas alzas. El alza particular que se aprecia en el 2006 en Chilectra se debe esencialmente por el beneficio en impuestos diferidos derivados principalmente de la fusión entre Elesur (empresa Argentina) y Chilectra y no a resultados operacionales.

Por su parte, en los siguientes tres gráficos, se muestra la evolución del indicador de rentabilidad ROE, para las mismas empresas reguladas anteriores durante el mismo período. Las conclusiones son similares a las señaladas para el indicador ROA, con la diferencia de que los niveles de retorno sobre patrimonio alcanzados en la actualidad duplican los obtenidos por los retornos sobre activos. Esto se debe a que este indicador mide sólo la rentabilidad de sus accionistas (o sea, del capital propio) y a la existencia de un nivel de endeudamiento similar en los tres sectores analizados. En efecto, al año 2006, las razones patrimonio sobre activos totales para la muestra de empresas seleccionada se ubicaron entre 45% y 54%, siendo el sector de telecomunicaciones el de mayor nivel de razón promedio, mientras que el sector eléctrico el de menor.

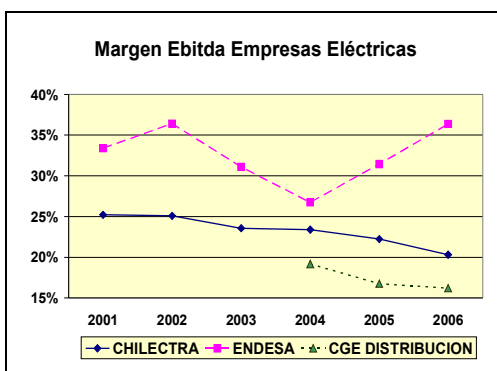
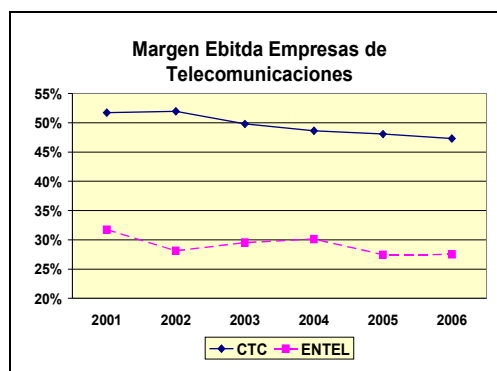
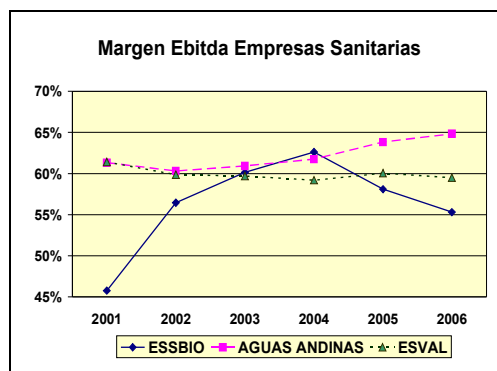
Los gráficos muestran una tendencia al alza en la rentabilidad sobre patrimonio durante el período 2001-2006, presente en todos los sectores considerados. Durante este mismo período, la rentabilidad del IGPA, que representa un indicador del retorno promedio del mercado accionario, no presentó un crecimiento sostenido sino una trayectoria con alzas y bajas. La rentabilidad real anual compuesta obtenida por el IGPA a lo largo de este período fue de 13,9%, el que resulta algo mayor al promedio simple conseguido por la muestra de empresa analizada (11,3%). Lo anterior, particularmente influido por el notable desempeño del IGPA durante el 2006, recordando que, según lo registrado en el anuario del año pasado, hasta el 2005, estos valores eran muy similares. De la muestra obtenida, el sector eléctrico es el que presenta mayor rentabilidad anual compuesta, alcanzando niveles levemente inferiores al valor alcanzado por el IGPA. Por su parte, el sector telecomunicaciones es el que presenta menor rentabilidad anual compuesta de la muestra.



Por último, en los tres gráficos siguientes, se muestra la evolución en el período 2001 a 2006, del indicador margen EBITDA para las principales empresas de los sectores regulados. En ellos, se puede apreciar una mayor estabilidad a través del tiempo que los indicadores anteriores, lo cual refleja una baja volatilidad del negocio regulado. Las excepciones en este caso son Endesa, cuyos negocios sólo en parte son regulados y su resultado operacional se encuentra sujeto a la variabilidad hidrológica, y por otra parte ESSBIO, que triplica su nivel de activos a lo largo del período, debido a fusiones y reestructuraciones de su propiedad, lo cual incide en la estabilidad del negocio objetivo.

El sector sanitario se muestra como aquel sector con un mayor nivel relativo de rentabilidad operacional por peso vendido, alcanzando valores entre 65% y 55% para el año 2006. Por su parte, el sector telecomunicaciones, alcanza valores entre 30% a 50%, mientras en el eléctrico se aprecian niveles entre 15% a 35% para el año 2006, siendo el sector de distribución eléctrica aquel que muestra un menor margen EBITDA, con un nivel promedio de 18%.

Salvo el caso de Aguas Andinas, que ha logrado niveles crecientes de resultados de explotación en los últimos años, y Endesa, quien posee sólo una parte de su negocio regulado y se encuentra sujeto a la variación hidrológica, de los gráficos también es posible apreciar cierta tendencia a la baja de los márgenes EBITDA a lo largo del período de muestra. Ello sugiere, en conjunto con la tendencia al alza de los índices ROA y ROE, una creciente obtención de resultados no operacionales.



Las inferencias que es posible realizar, a partir de los gráficos recién presentados y la fecha de entrada en vigencia de cada nuevo decreto tarifario, no son lo suficientemente contundentes. La empresa ESSBIO muestra en el año 2002, año en que se ve reflejada la variación tarifaria, un considerable aumento en la rentabilidad de activos, la rentabilidad sobre patrimonio y margen EBITDA. Sin embargo, esta fecha coincide también con una la fusión de los activos de la empresa ESSEL. Mientras la variación tarifaria habría influido en un aumento de 25% de los ingresos operacionales, el 75% restante correspondería a efectos de la fusión. Por otra parte, ESVAL y en mayor medida Aguas Andinas parecen evidenciar un alza en sus indicadores financieros a partir del 2005, año en el cual comienzan a regir las nuevas tarifas. Sin embargo, a partir de la evolución del índice ROE, la variación anual no se aprecia significativamente mayor a las observadas en el pasado. En particular, el margen EBITDA, que refleja mejor la variación operacional de la empresa, presenta un mínima variación para el caso de ESVAL, pero un alza no despreciable en Aguas Andinas a partir del 2005, lo cual podría ser reflejo de las alzas tarifarias obtenidas en el proceso 2005-2010.

En el caso de Telefónica CTC Chile, el cambio tarifario de 2004 se ve distorsionado por la venta de su negocio de telefonía móvil. Pese a ello, el margen EBITDA presenta tan sólo una leve disminución. Entel por su parte, muestra una pequeña disminución en el ROA en el 2004, año en que se fijaron los cargos de accesos para telefonía móvil, no obstante el margen operacional y el margen EBITDA presentan una disminución a lo largo del período que no es posible atribuir preferentemente al proceso tarifario.

Finalmente, las empresas de distribución eléctricas presentan un comportamiento asociado con una pequeña disminución en sus rentabilidades operacionales producto del cambio tarifario en el año 2005, la cual no es evidente ni fácilmente atribuible al proceso tarifario.

4. LAS TARIFAS

La legislación de cada uno de los tres sectores regulados establece el procedimiento administrativo al cual deben ceñirse los procesos tarifarios y la metodología a utilizar para el cálculo de las fórmulas tarifarias (ver Anexo 5 para una reseña de éstos). En lo que sigue, se presenta la evolución de los niveles tarifarios en el tiempo, desde el año 1994 hasta el 2006, para una cuenta tipo residencial de cada sector. Para ello, se clasifican las ciudades según su área típica o tarifaria asignada o según sus características geográficas u otras singularidades principales. Enseguida, y para terminar este capítulo, se detalla el calendario de los procesos tarifarios, tanto los terminados como los próximos a ejecutar.

4.1. EVOLUCION DE LAS TARIFAS EN EL TIEMPO

El primer proceso tarifario se produjo en el sector eléctrico en 1984, cuando se fijó por primera vez las tarifas de distribución eléctrica a todas las empresas concesionarias. Desde entonces a la fecha, se han desarrollado una cantidad importante de procesos en los tres sectores regulados, lo que hace posible mostrar la evolución que las tarifas han tenido en cada uno de ellos, representadas por las cuentas residenciales tipo.

Para ello se utilizó la misma metodología de una publicación anterior²³, que estableció criterios para definir una muestra representativa de servicios, cargos y empresas prestadoras de servicios en cada uno de los tres sectores; se consideró la estructura de producción y consumo propios de cada industria y; se segmentó la muestra por zonas geográficas y categorías de usuarios. Las cuentas están expresadas en moneda de diciembre de 2006, usando como deflactor el Índice de Precios al Consumidor, IPC, con impuestos incluidos. El período considerado comprende desde el año 1994 al 2006, para aquellas ciudades incluidas en el estudio base (ver nota al pie N° 23), dado que éste representa una buena descripción de la evolución tarifaria de cada sector desde que se comenzaron a aplicar los marcos regulatorios vigentes.

Finalmente, las ciudades seleccionadas en los tres sectores difieren entre ellos, pues dependen del área tarifaria en que se encuentran (para el sector telecomunicaciones), o del área típica que representan (para el sector eléctrico), y de las características del sistema considerado para el sector sanitario (ubicación de la ciudad, costera-mediterránea, tamaño de la ciudad y otras singularidades). Las áreas tarifarias o típicas son aquellas que presentan costos similares y dependen, en la mayoría de los casos, de las densidades de redes de cada ciudad o localidad atendida.

4.1.1 TELECOMUNICACIONES

Para este sector, el servicio seleccionado correspondió a la llamada local. Se consideró una cuenta tipo de 478 minutos de llamadas locales al mes, más el cargo fijo (servicio de línea telefónica). El 30% de las llamadas corresponden a horario reducido hasta el año 2003; posteriormente se traspasa un 6% al horario nocturno, quedando 24% para el horario reducido y 70% para el normal.

El cuadro 19 muestra la tabla de datos, que con el gráfico 1 presentan los valores de las cuentas tipo residencial, para las cinco ciudades seleccionadas.

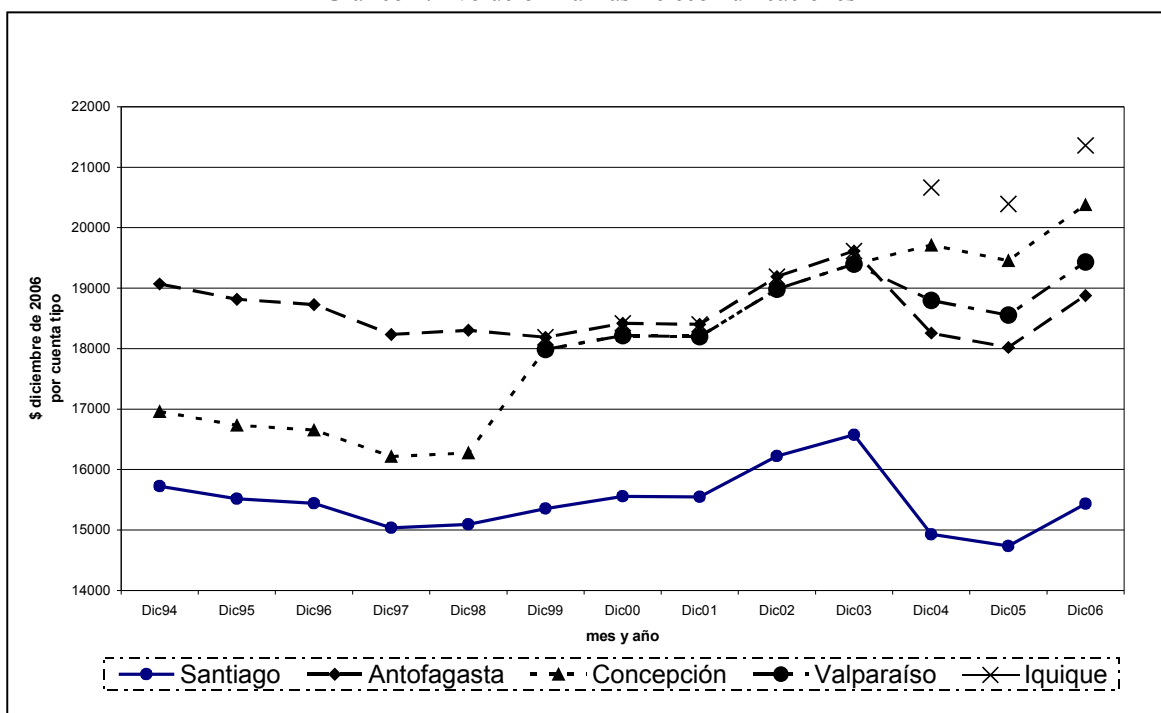
²³ “Experiencias Regulatorias de una Década”. Ministerio de Economía. División Desarrollo de Mercados (2000).

Cuadro 19: Evolución Tarifas Residenciales del Sector Telecomunicaciones (\$ Dic. 2006, IVA incluido)

Fecha	Santiago (Area 1)	Antofagasta (Area 4)	Concepción (Area 3)	Valparaíso (Area 2)	Iquique (Area 5)
Dic94	15724	19070	16958		
Dic95	15515	18816	16732		
Dic96	15441	18726	16652		
Dic97	15035	18234	16214		
Dic98	15092	18304	16276		
Dic99	15356	18188	17989	17989	18188
Dic00	15556	18418	18216	18216	18418
Dic01	15546	18401	18200	18200	18401
Dic02	16222	19190	18981	18981	19190
Dic03	16574	19614	19400	19400	19614
Dic04	14927	18256	19713	18799	20665
Dic05	14735	18020	19456	18553	20394
Dic06	15435	18876	20380	19435	21362

Fuente: Elaboración propia con información de decretos tarifarios CTC de años 1999 a 2006 y resto de Minecon (2000).

Gráfico 1: Evolución Tarifas Telecomunicaciones



Las tarifas del mes de diciembre del año 1994 corresponden a las tarifas resultantes del segundo proceso tarifario del mismo año. La fijación tarifaria de 1999 significó un pequeño aumento en Santiago, una pequeña disminución en Antofagasta y un aumento aproximado del 10% en Concepción. La fijación tarifaria de 2004 implicó rebajas para Santiago, Antofagasta y Valparaíso, y alzas para Concepción e Iquique. Las principales conclusiones de los niveles entre áreas tarifarias,

muestran que las tarifas para el Area 1 (Santiago) son las de menor nivel relativo (\$15.435), y las del Area 5 (Iquique) las de mayor nivel (\$21.362), con una diferencia de un 38% entre ambas, para el año 2006. El resto de las áreas tiene tarifas similares entre los \$ 18.500 y \$ 21.500, para el año 2006. Con relación a la variación de las tarifas entre los años 2005 y 2006, se observa un aumento real en torno al 4,8%, en promedio, en las cinco áreas. Este aumento se debe principalmente al aumento del índice de precios al por mayor de los bienes importados del año 2006.

4.1.2. SERVICIOS SANITARIOS

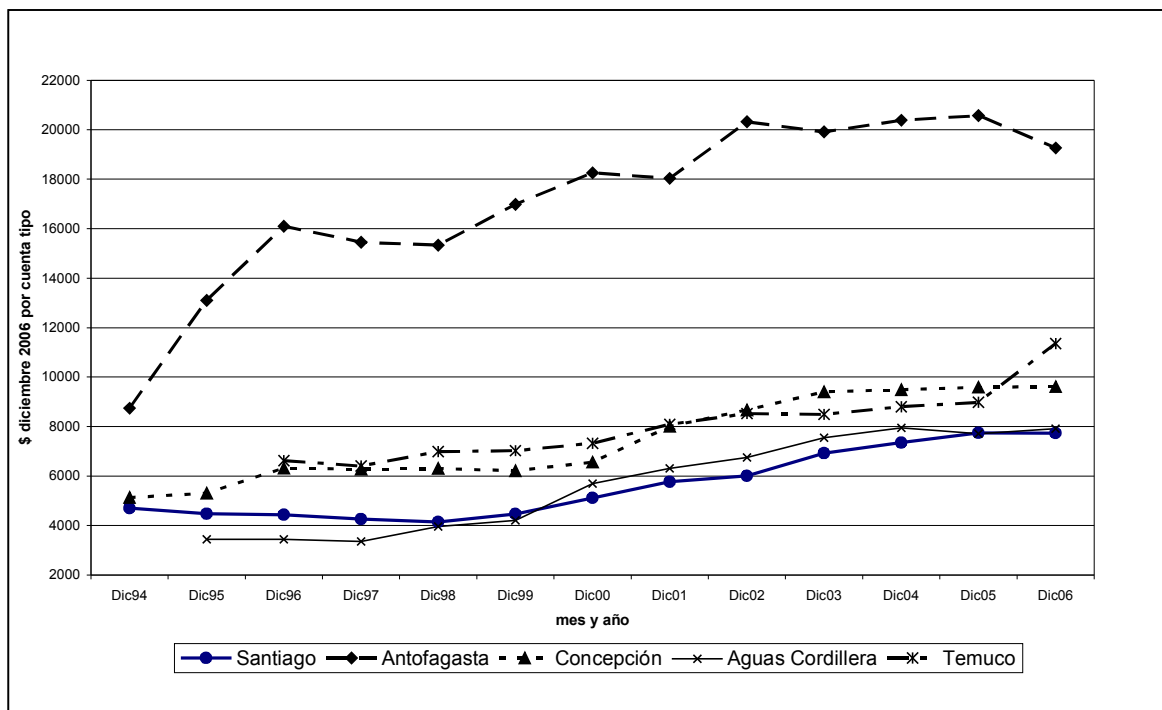
La cuenta tipo en este sector consideró un consumo de agua potable de 15 m³ al mes, más el cargo fijo, para las ciudades de Antofagasta, Santiago, Concepción, Temuco y Sector Oriente de la Capital (empresa Aguas Cordillera), elegidas según su tamaño y ubicación (costera o mediterránea, norte o sur del país). El cuadro 20 y el gráfico 2, muestran los valores y la evolución para el período.

Cuadro 20: Evolución de Tarifas Residenciales del Sector Sanitario
(\$ Diciembre 2006, IVA incluido)

Fecha	Santiago	Antofagasta	Concepción	Aguas Cordillera	Temuco
Dic94	4700	8745	5128		
Dic95	4473	13101	5312	3443	
Dic96	4433	16104	6319	3437	6625
Dic97	4256	15452	6275	3356	6407
Dic98	4139	15334	6306	3965	6988
Dic99	4468	16986	6216	4210	7022
Dic00	5117	18257	6564	5699	7326
Dic01	5765	18035	8004	6305	8093
Dic02	6003	20320	8672	6752	8525
Dic03	6925	19916	9406	7552	8494
Dic04	7352	20387	9492	7946	8804
Dic05	7745	20573	9593	7715	8982
Dic06	7736	19264	9612	7914	11357

Fuente: Elaboración propia con información de la Superintendencia de Servicios Sanitarios y libro Minecon (2000)

Gráfico 2: Evolución Tarifas Sanitarias



En el período en estudio, se aprecia un incremento general de las tarifas sanitarias, que en el caso de Antofagasta y Aguas Cordillera es más del doble (tomando como base el mes de noviembre de 1990, las alzas superan las cinco veces, debido a ajustes por autofinanciamiento a comienzos de los 90). Entre los factores más importantes que explican el alza, cabe mencionar el ajuste a tarifas metas desde 1991 hasta 1996²⁴; luego, la entrada en operación de las plantas de tratamiento de aguas servidas desde fines de los años 90; los ajustes por indexación (años 2000 a 2001, principalmente)²⁵ y nuevos decretos tarifarios en los años 1995/1996, 2000/2001, 2005 para los casos de Santiago y Aguas Cordillera y 2006 para el resto de las empresas seleccionadas. Respecto de las diferencias entre ciudades, podemos concluir que hasta el año 2004 Santiago era la ciudad con niveles tarifarios inferiores al resto, principalmente debido a su tamaño y su ubicación (del centro del país). En el otro extremo, la ciudad de Antofagasta aparece lejos con las tarifas más altas de la muestra (2,5 veces la de Santiago en el año 2006), debido a la escasez de agua en la zona norte del país. Con niveles similares de tarifas se presentan las ciudades de Concepción y Temuco, a pesar de tener distintas ubicaciones (costero y mediterránea), como también Santiago con Aguas Cordillera, a pesar de su gran diferencia en tamaño.

Respecto de las variaciones de tarifas del último año 2006, destacan la entrada en vigencia de nuevos decretos tarifarios para las empresas ESSBIO y Aguas Antofagasta que hicieron bajar sus tarifas alrededor de un 4% y Aguas Araucanía que las hicieron subir en un 3%. El resto de las ciudades, al igual que éstas, tuvieron también modificaciones al alza debido a la indexación de tarifas, y en especial para el caso de Temuco, donde se incrementó el cargo por tratamiento de aguas servidas debido a la entrada en operación de algunas plantas de tratamiento ubicadas en la cuenca Imperial.

²⁴ En los primeros decretos tarifarios con la actual legislación, se establecieron calendarios de ajustes para alcanzar la llamada "tarifa meta", pues las tarifas anteriores a 1990 contenían fuertes subsidios regresivos.

²⁵ Los polinomios de indexación de tarifas, además del IPC incluyen el IPM tanto de bienes importados como nacionales, cuyos niveles subieron considerablemente en el período 2000 a 2001.

4.1.3 ELECTRICIDAD

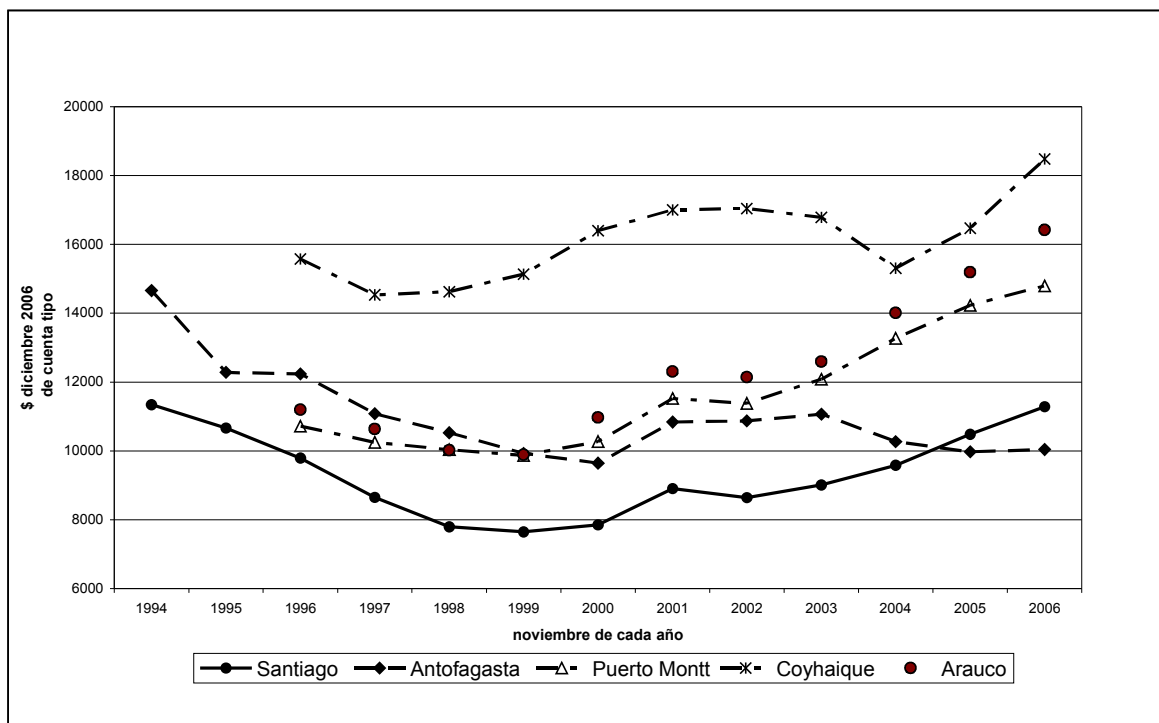
La cuenta tipo residencial usada considera un consumo de 140 KWh al mes, más el cargo fijo. Las ciudades seleccionadas son Antofagasta, Santiago, Puerto Montt, Coyhaique y Arauco, que representan cinco áreas típicas de distribución. El cuadro 21 muestra los valores y en el gráfico 3 se aprecia la evolución que experimentaron las cuentas tipo en el período estudiado.

Cuadro 21: Evolución Tarifas Residenciales del Sector Eléctrico
(\$ Diciembre 2006, IVA incluido)

Fecha	Santiago (Area 1)	Antofagasta (Area 2)	Puerto Montt (Area 3)	Coyhaique (Area 4)	Arauco (Area 5)
Nov-94	11340	14657			
Nov-95	10661	12283			
Nov-96	9791	12235	10722	15573	11194
Nov-97	8648	11082	10248	14536	10634
Nov-98	7792	10525	10036	14623	10019
Nov-99	7648	9926	9873	15133	9885
Nov-00	7850	9646	10272	16396	10967
Nov-01	8902	10837	11524	17001	12304
Nov-02	8642	10873	11384	17042	12138
Nov-03	9012	11063	12081	16787	12592
Nov-04	9580	10267	13272	15309	14008
Nov-05	10481	9972	14228	16471	15192
Nov-06	11286	10042	14796	18478	16417

Fuente: Elaboración propia en base a libro Minecon (2000) y datos SEC, CNE y empresas.

Gráfico 3: Evolución Tarifas Eléctricas



Como resultado del uso del gas natural en la generación a partir de 1995 y la mayor competencia en ese segmento y en menor medida, la disminución en los costos de distribución en los decretos del año 2000, las tarifas eléctricas han experimentado una disminución generalizada hasta el año 2000, y de ahí en adelante se observa una tendencia al alza. Particularmente en el SIC, el valor de la cuenta eléctrica ha experimentado un repunte a partir del año 2000 principalmente ocasionado por un alza en el precio nudo o precio de la energía a nivel de generación. Éste ha aumentado, por una parte, a raíz del aumento en el precio del petróleo²⁶ y, en los últimos años, a las restricciones de suministro de gas desde Argentina, lo cual además aumenta la utilización del petróleo en el sistema. A su vez, el nivel de consumo relativamente ajustado a la capacidad de generación disponible incide continuamente en mayores requerimientos de inversión que se traducen en mayores precios de generación. Ello explica la evolución en alza de las tarifas eléctricas de Santiago, Puerto Montt y Arauco. Las diferencias en el valor de la cuenta eléctrica de estas ciudades responde principalmente a diferencias en el pago de transporte de electricidad²⁷ y diferencias en el Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual posee economías de escala y densidad, y representa entre 50% y 60% de la tarifa eléctrica a cliente final.

Por su parte, en el SING (representado por Antofagasta), hasta el año 2000 el precio de la tarifa eléctrica experimentó una disminución considerable debido a una sostenida disminución del precio de generación. A partir de entonces, y hasta el año 2006, este precio permaneció relativamente estable. Como se puede observar del gráfico 3, el valor de la cuenta eléctrica en Antofagasta (SING) solía estar por sobre la de Santiago (SIC), sin embargo, la combinación de cortes de gas argentino y la situación hidrológica han provocado que a partir del año 2005 las tarifas eléctricas en Antofagasta sean menores a las de Santiago.

²⁶ El precio del petróleo Bret ha subido un 600% entre diciembre de 1998 y diciembre de 2006, según se detalla en el Informe del Precio de Nudo del mes de abril 2007.

²⁷ Los precios de nudo, en estricto rigor, están definidos a nivel de entrada del sistema de distribución, por lo que incorpora los peajes de transmisión troncal y subtransmisión.

Las tarifas eléctricas de Coyhaique experimentaron una considerable baja el año 2004 debido a la entrada en operaciones de la central hidroeléctrica Lago Atravesado. Posteriormente, las tarifas sufrieron un alza a partir del año 2005 debido principalmente al aumento en el precio del petróleo. Pese a que en el mes de Octubre del año 2006 se promulgó el decreto N°338 del Ministerio de Economía, que fija las tarifas de generación y transporte del primer proceso para el sistema mediano de Aysén, su publicación en el Diario Oficial no se materializó durante el año 2006, por lo que sus efectos no se ven reflejados en la tarifas del año 2006. Las tarifas de esta ciudad se presentan como las más altas de la muestra, lo cual se debe principalmente a la imposibilidad de aprovechar las economías de escala y a la menor densidad de este sistema.

Adicionalmente, pese a que es posible observar del gráfico un alza en las cuentas eléctricas en el año 2001, ésta no es atribuible a la fijación tarifaria del VAD 2000-2004. Particularmente, esta fijación tarifaria involucró en promedio una baja en las tarifas de distribución, sin embargo una considerable alza del precio nudo del orden del 20% entre el año 2000 y 2001, tanto en el SIC como en el SING, diluye el efecto de la variación de la tarifa de distribución en la cuenta eléctrica final. De la misma forma, pese a que la fijación tarifaria del VAD 2004-2008, involucró en promedio una disminución en las tarifas de distribución, el alza en el precio nudo y las modificaciones a la metodología de cálculo del precio de nudo establecidas por la Ley N° 20.018 compensaron este efecto, particularmente en el SIC. Esta modificación legal, relacionada con la determinación de la banda de precio con que el precio de nudo es establecido en torno al precio libre, involucró un alza de las tarifas eléctricas residenciales de aproximadamente 11% en el SIC y 3% en el SING²⁸.

4.2. LOS PROCESOS TARIFARIOS

El cuadro 22 muestra el calendario de los procesos tarifarios para los tres sectores. El primer proceso ocurrió en el sector eléctrico en 1984. Cinco años más tarde se produjo el primero en telecomunicaciones y seis años después, el del sector sanitario. Los últimos procesos, en el año 2006, correspondieron al sector sanitario, y marca el término del 4° proceso de fijación tarifaria para sus principales empresas.

²⁸ Para mayores detalles sobre la Ley N° 20.018, ver sección 5.1.

Cuadro 22: Calendario de Procesos Tarifarios

	TELECOMUNICACIONES			ELECTRICIDAD		SERVICIOS SANITARIOS	
	Año	Servicio y/o empresa	Servicio y/o empresa	Año	Servicio y/o empresa	Año	Servicio y/o empresas principales
Primer proceso	1989	Telefonía local. Todas las Empresas		1984	Distribución eléctrica. Todas las empresas	1990	Agua potable y alcantarillado de todas las empresas
	1998		Interconexión empresas telefonía móvil.				
Segundo proceso	1994	Telefonía local. Todas las empresas.		1988	Distribución eléctrica. Todas las empresas	1996	Agua potable y alcantarillado Todas las empresas.
	2003		Interconexión empresas telefonía móvil.				
Tercer proceso	1999	Telefonía local a empresas dominantes.		1992	Distribución eléctrica. Todas las empresas	2000	Agua potable y alcantarillado. EMOS, ESVAL, EMSSAT
						2001	Resto de las empresas.
Cuarto proceso	2004	Telefonía local a empresas dominantes y no dominantes		1996	Distribución eléctrica. Todas las empresas	2005	Aguas Andinas, ESVAL, EMSSAT, Aguas Cordilleras, Aguas Manquehue y Aguas Los Dominicos.
						2006	Resto de las empresas
Quinto proceso				2000	Distribución eléctrica. Todas las empresas		
Sexto proceso				2004	Distribución eléctrica. Todas las empresas		
Próximo proceso	2008		Interconexión empresas telefonía móvil.	2008	Distribución eléctrica. Todas las empresas	2010	Aguas Andinas, ESVAL, EMSSAT, Aguas Cordilleras, Aguas Manquehue y Aguas Los Dominicos.
	2009	Telefonía local a empresas dominantes y no dominantes.				2011	Resto de las empresas.
Frecuencia	Cada 5 años			Cada 4 años distribución Cada 6 meses precio nudo		Cada 5 años	

A continuación, y para cada sector, se señalan los procesos tarifarios ocurridos durante el año 2006, sus principales resultados y características relevantes.

4.2.1 TELECOMUNICACIONES

Durante los años 2004 y 2005 concluyeron los procesos tarifarios de telefonía móvil y telefonía fija de prácticamente todas las empresas de la industria. Por esta razón, durante el año 2006 sólo se llevaron a cabo tres procesos tarifarios: Will S.A., Fullcom y VTR, que se muestran en el siguiente cuadro 23:

Cuadro 23: Procesos de Fijación Tarifaria en el Sector Telecomunicaciones (2005 – 2006)

EMPRESAS	TIPO DE CONCESIONARIA	PRINCIPALES SERVICIOS REGULADOS	PROPUESTA DE BASES T-E POR PARTE DE LA EMPRESA	FECHA INGRESO A CONTRALORÍA
Will S.A.	Telefonía local	Cargos de acceso y servicios de desagregación de redes	10 de marzo de 2006	6 de diciembre de 2006
Fullcom	Telefonía local	Cargos de acceso y servicios de desagregación de redes	21 de noviembre de 2005	25 de mayo de 2007*
VTR	Telefonía local	Cargos de acceso y servicios de desagregación de redes	19 de junio de 2006	22 de junio de 2007*

* La Contraloría General de la República aún no toma razón de estos decretos tarifarios.

En los procesos tarifarios de las compañías de telefonía local desarrollados durante el año 2006, tal como sucedió para los de los años 2004 y 2005, se incorporaron importantes cambios metodológicos: escalamiento de los cargos de acceso para las compañías dominantes; igual captación de clientes entre los oferentes que participan en una misma área de superposición, y la utilización de un modelo de dos factores para determinar la tasa de costo de capital –uno asociado a un “beta internacional” y el otro a un “riesgo sistemático”.

Por sus consecuencias en todo el sector de telecomunicaciones, el cambio metodológico más relevante fue el escalamiento de los cargos de acceso²⁹. En los procesos tarifarios 1999 – 2000, la principal preocupación fue no escalar los cargos de acceso para proteger la competencia en mercados donde operaban empresas vinculadas a las dominantes en telefonía local. Pero de 1999 a 2004, si bien Telefónica CTC Chile mantenía su carácter dominante en casi la totalidad del país, era evidente que el mercado había cambiado: competidores en telefonía local estaban aumentando notablemente su participación de mercado y comenzando a desafiar al dominante; la telefonía móvil, sin ser aún un sustituto significativo de la telefonía local, había tenido un crecimiento sustantivo; y, el segmento de larga distancia había evolucionado hacia un estado de sólida competencia³⁰. El escalamiento de los cargos de acceso se sustentó en dos conceptos que han ido tomando mayor importancia debido a la creciente competencia en telefonía local: simetría entre empresas³¹ y separación entre el negocio de redes y el negocio de servicios³².

²⁹ En presencia de economías de escala, las tarifas eficientes –aquellas que aplicada a la demanda de expansión generan una recaudación equivalente al costo incremental de desarrollo– deben incrementarse para asegurar el autofinanciamiento, es decir, el conjunto de tarifas reguladas deben generar una recaudación que cubra el costo total de largo plazo. Dependiendo de las condiciones de mercado, y de modo de minimizar las ineficiencias introducidas, se puede incrementar una, dos o más tarifas. Independientemente de cuántas tarifas se escalen, los incrementos deben ser tal que la empresa eficiente obtenga una recaudación igual al costo total de largo plazo.

³⁰ Como muestra del nivel de competencia en el segmento de larga distancia, cabe señalar que la Resolución N° 686 de la Comisión Resolutiva eximió de fijación de tarifas al servicio de transporte y/o conmutación de larga distancia nacional.

³¹ No escalar los cargos de acceso de los operadores dominantes de telefonía local, da origen a cargos de acceso superiores para los operadores no dominantes, ya que éstos y los operadores de telefonía móvil tienen cargos de acceso que deben ser escalados de todas maneras para cumplir con la restricción de autofinanciamiento, mientras que los operadores de telefonía local tienen otros servicios a público regulados que pueden ser escalados (servicio línea telefónica, servicio local medido, tramo local). Luego, no escalar los cargos de acceso de los operadores dominantes genera una asimetría que no contribuye al desarrollo de una competencia basada en la eficiencia de los operadores.

³² El escalamiento de cargos de acceso permite avanzar hacia una distinción más nítida entre el negocio de redes de las empresas dominantes –fuente de dicha dominancia– y el negocio de los servicios, que es potencialmente competitivo. En la medida que el negocio de redes esté autofinanciado, resultado que se logra a través del escalamiento de los cargos de acceso, es posible avanzar a una mayor apertura del negocio de los servicios.

Un segundo cambio metodológico se relaciona con la estimación de la demanda del proyecto de expansión. En los últimos procesos tarifarios se consideró que los oferentes que participan en una misma área de superposición son de similar eficiencia en cuanto a captación de nuevos clientes, por lo que deben obtener el mismo porcentaje de participación respecto de la demanda en sus respectivos proyectos de expansión.

Por último, otro cambio metodológico tiene que ver con el cálculo de la tasa de costo de capital, donde destaca la evaluación del premio por riesgo nacional como función del premio por riesgo del mercado norteamericano y el premio por riesgo de los países emergentes.

4.2.2 SERVICIOS SANITARIOS

El año 2006 marcó la culminación de diversos procesos de fijación tarifaria, 12 en total, las que en su mayoría corresponden a su 4° proceso, 2005 - 2006, desde la entrada en vigencia de la actual normativa regulatoria.

En efecto, entre fines del 2004 y diciembre del 2006, la Superintendencia de Servicios Sanitarios llevó a cabo diversos procesos tarifarios con el fin de establecer la estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas de los servicios de agua potable y alcantarillado. Los procesos tarifarios más relevantes, por la cantidad de consumidores involucrados, fueron los de la concesionaria ESSBIO para las regiones VI y VIII.

En el cuadro siguiente se muestra la situación de los procesos tarifarios que han culminado su proceso tarifario durante el año 2006.

Cuadro 24: Procesos de Fijación Tarifaria en el Sector Sanitario
(2005 – 2006)

Concesionaria	Fecha publicación bases preliminares	Fecha inicio vigencia nuevo decreto
Aguas Araucanía	15 diciembre de 2004	06 enero 2006
ESSBIO	18 mayo de 2005	14 septiembre de 2006
Aguas Antofagasta y ESSAN	31 mayo de 2005	01 julio de 2006
Cooperativa Sarmiento	02 junio de 2005	20 marzo de 2006
Aguas Nuevo Sur Maule	08 junio de 2005	13 septiembre de 2006
SMAPA	08 junio de 2005	12 julio de 2006
ESSAL	10 junio de 2005	12 septiembre 2006
Aguas del Valle	13 junio de 2005	14 septiembre de 2006
Coopagua	18 julio de 2005	02 agosto de 2006
Aguas Patagonia	16 noviembre de 2005	28 noviembre 2006
Aguas Magallanes	23 noviembre de 2005	18 diciembre de 2006

Fuente: Superintendencia de Servicios Sanitarios

Para la mayoría de estas empresas, sus procesos de cálculo de tarifas tuvieron como factor común la elaboración de bases más completas y precisas que anteriores versiones, con el objeto de lograr convergencia en los resultados de los estudios del regulador y de la empresa. Aún así, el proceso

para Aguas Nuevo Sur Maule derivó en la conformación de una Comisión de Expertos, que dirimió las discrepancias presentadas por la empresa.

Otro factor común de este conjunto de procesos, fue el cálculo de la tasa de costo de capital, que por su metodología de cálculo, y debido a la disminución en las tasas libres de riesgo en el país, se situó por debajo del 7% mínimo que exige la legislación, lo que derivó en importantes rebajas tarifarias del orden del 15%. Por otra parte, se incluyeron en los estudios de la Superintendencia nuevos ítems de gastos e inversiones en obras especiales que no estaban considerados en procesos anteriores, con el resultante efecto en alzas de las tarifas vigentes. También, la detallada metodología del ítem rotura y reposición de pavimentos, hizo subir los costos totales de largo plazo de la mayoría de las empresas. Por último, en la mayoría de las empresas tarifcadas, las demandas estimadas en el proceso anterior fueron muy superiores respecto de los valores que alcanzaron en la realidad, lo que repercutió en un alza de las tarifas en la presente tarificación.

Todos los factores anteriores confluyeron de manera relevante en los resultados finales que se aprecian en el cuadro 25, donde se presentan las variaciones en las recaudaciones asociadas a los principales procesos tarifarios ya finalizados. La primera columna muestra el escenario propuesto por la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS), la segunda el de la empresa y la tercera el resultado definitivo una vez concluido el proceso para la empresa en cuestión.

Cuadro 25: Resultados de los Principales Procesos de Fijación Tarifaria en el Sector Sanitario

Nombre Empresa	Presentación SISS	Presentación empresa	Final
ESSBIO	-24,1%	+16,0%	-1,71%
AGUAS NUEVO SUR MAULE	-6,6%	+25,3% ³³	+9,9%
ESSAL	-16,7%	+13,3%	-0,4%
AGUAS DEL VALLE	-16,4%	+21,7%	-0,47%
AGUAS DE LA PATAGONIA	-13,6%	+19,9%	+0,82%
AGUAS MAGALLANES	-16,5%	+19,5%	+3,3%

NOTA: son porcentajes respecto a la recaudación vigente, en pesos de diciembre del año de referencia (2003 y 2004).

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Superintendencia.

4.2.3 ELECTRICIDAD

En este sector, durante el año 2006 se llevaron a cabo diferentes procesos tarifarios relevantes, tales como las fijaciones del precio de generación o de nudo, de sistemas medianos, de transmisión troncal y de subtransmisión, así como también la realización de licitaciones de suministro de energía por parte de las distribuidoras eléctricas. A continuación, se detallan cada uno de estos procesos:

i) Fijación de precio de nudo

En el sector eléctrico, el precio de nudo es calculado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año y dictado mediante decreto del Ministerio de Economía. Este precio corresponde al precio de energía y potencia a nivel de generación eléctrica que pagan los consumidores que poseen una potencia conectada inferior a

³³ La variación realmente solicitada por la empresa fue de un +31,5%. La diferencia se debe a la omisión de partidas en el cálculo del CTLPN oficial, y que estaban consideradas en los anexos de valorización de inversiones presentados.

2.000 kW (denominados clientes regulados) y corresponde al promedio de los precios spot esperados del sistema para los siguientes cuatro años, incluyendo los costos de falla de energía, en caso de que el plan de obra de la CNE prediga racionamiento. El precio nudo representa entre 40% y 50% de la tarifa final³⁴.

Durante la fijación de precio de nudo de abril de 2006, en el SIC, el precio de nudo de la energía experimentó una disminución de 4,2% en la subestación de referencia³⁵ respecto al precio de energía vigente hasta ese momento, puesto que en diciembre de 2005 y en dos oportunidades durante el mes de febrero de 2006 se aplicó un reajuste del precio nudo de energía y potencia debido a las variaciones de los índices de la fórmula de indexación³⁶. Por su parte, el precio de nudo de la potencia registró un alza de 3,9% en el subsistema SIC Centro Norte³⁷ y un alza de 1,5% en el subsistema SIC Sur³⁸. De esta manera, en promedio la cuenta eléctrica de un consumidor residencial del SIC percibió una disminución de aproximadamente 1,7% producto de la fijación de precio nudo. En tanto, en el SING, el precio de nudo de la energía experimentó un alza de 12,2% en la subestación de referencia de la energía y el precio nudo de la potencia experimentó una mínima variación de 0,02% en la subestación de referencia de la potencia. El efecto final en la cuenta eléctrica de un consumidor residencial del SING correspondió a un alza de aproximadamente 3,3%. Las principales variables que influyeron en las variaciones de precios de ambos sistemas interconectados fueron la agudización de las restricciones de gas argentino, el aumento del precio del diesel, la disminución del precio del carbón y la disminución en el tipo de cambio.

Entre las fijaciones de precios de nudo de abril y octubre se indexaron los precios de nudo en el SING en dos oportunidades. De acuerdo a lo establecido en la Ley, los precios de nudo se reajustan de manera extraordinaria y automática cuando al aplicar las respectivas fórmulas de indexación, el precio de nudo de energía o potencia experimentan una variación acumulada de más del 10% para el semestre en curso en el cual fueron fijados. El precio de nudo en el SING fue indexado el 27 de junio de 2006 mediante Resolución N°380, lo cual implicó un alza del precio de nudo de la energía de 10,2% y posteriormente el 20 de octubre de 2006 mediante Resolución N°663, lo cual hizo disminuir el precio nudo de la energía en un 11,3%.

En la fijación tarifaria de octubre, los clientes del SIC experimentaron un alza del precio de nudo de energía de aproximadamente 11,9%, respecto la fijación de precio de nudo anterior, en tanto el precio de nudo de la potencia aumentó un 6,1% en el subsistema SIC Centro Norte y un 3,7% en el subsistema SIC Sur. Ello implicó un incremento promedio de 7,6% en la cuenta a consumidor final del SIC, incluyendo un importante efecto de 3% ocasionado por las reliquidaciones de los consumos de distribuidoras que no poseían contrato, según lo establecido en el artículo 3° transitorio de la Ley 20.018. Por otra parte, en el SING, el precio de nudo de la energía aumentó un 23,9% respecto el precio vigente o indexada, mientras que el precio de nudo de la potencia aumentó 0,8% respecto el precio vigente. De esta manera, en promedio el valor de la cuenta eléctrica para los clientes regulados del SING tuvo un alza de 10,9%. Las variables que más influyeron en el cálculo definitivo de precio nudo fueron las restricciones de gas argentino, una considerable alza del precio del diesel y del gas natural, además de una leve baja del dólar.

³⁴ El porcentaje restante corresponde a Valor Agregado de Distribución (VAD).

³⁵ Subestación trocal Quillota.220kV.

³⁶ La ley establece que los precios de nudo se reajustarán cuando el precio de la potencia de punta o de la energía resultante de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral de tarifas, experimente una variación acumulada superior a 10%.

³⁷ Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Charrúa 220 kV, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV.

³⁸ Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Temuco 220 kV y Puerto Montt 220 kV, ambas subestaciones incluidas. Subestación básica de potencia: Puerto Montt 220 kV.

ii) Procesos tarifarios de sistemas medianos

La Ley 19.940 (Ley Corta I) estableció la distinción de los Sistemas Medianos, los cuales contemplan una tarificación particular que reemplaza el esquema de cálculo de precio nudo semestral de los sistemas aislados. Para tal efecto, la Ley 19.940 definió que aquellos sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación entre 1,5 y 200 MW, y que son denominados Sistemas Medianos, cuenten con una regulación integral de generación y transmisión. Dicha Ley también establece que por cada sistema mediano se debe realizar un estudio cada cuatro años que defina los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, con el desarrollo óptimo de las inversiones, operado de manera de preservar la seguridad del servicio y garantizando la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. Los precios determinados a partir del estudio se deben calcular sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, para sistemas eficientemente dimensionados y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

De esta manera, en el año 2005 se da inicio al primer proceso de tarificación de Sistemas Medianos, en el cual se fijan tarifas a los sistemas Aysén, General Carrera, Palena, Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, los tres primeros pertenecientes a la concesionaria Edelmay y los tres restantes a Edelmay. Las Bases definitivas para estos seis sistemas medianos fueron aprobadas en julio de 2005. En agosto de 2005, mediante el Decreto N°229, se promulgó el "Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos", que estableció las normas básicas bajo las cuales se elaborarán los estudios de costos y la tarificación de generación y transmisión en los sistemas medianos. Luego de la entrega de informes de avances, en junio de 2006, fueron entregados los informes finales de las concesionarias. Posteriormente, en agosto de 2006 la CNE entregó los Informes Técnicos correspondientes que observan y modifican los estudios presentados por las concesionarias, y que fijan los valores finales. Las concesionarias no presentaron discrepancias al Informe Técnico ante el Panel de Expertos, con lo cual los decretos que fijan el precio de nudo para los seis Sistemas Medianos se enviaron a Contraloría en octubre de 2006, con las respectivas tarifas que rigen de manera retroactiva a partir del 1° de noviembre de 2006. El decreto fue publicado en el Diario Oficial en enero del 2007. Como consecuencia de este proceso tarifario, la cuenta eléctrica de un cliente residencial de la concesionaria Edelmay en promedio disminuirá un 3%, mientras que para los clientes de Edelmay, la cuenta residencial promedio contempla un alza de 2,5% en el sistema Aysén y una disminución de 21,2% y 16,3% en los sistemas Palena y General Carrera, respectivamente.

iii) Proceso tarifario de transmisión troncal

Una de las principales modificaciones introducidas por la Ley 19.940 (Ley Corta I) estuvo en el mecanismo de fijación de tarifas de transmisión eléctrica. Anterior a esta Ley, los peajes se fijaban por negociaciones bilaterales y, fallando éstas, por tribunales arbitrales con criterios poco estables, lo cual generaba una falta de claridad en las reglas de pago de peajes y los consecuentes incentivos a subinvertir en transmisión. La Ley 19.940 definió que la transmisión troncal esté constituida por el conjunto de líneas de transmisión de mayor capacidad cuya utilización es compartida por todos los usuarios del sistema (centrales generadoras y consumos) e implementó un mecanismo claro de valorización de estas instalaciones de transmisión que permite disminuir dichas incertidumbres³⁹. El mecanismo involucra un proceso tarifario cada cuatro años, coordinado por la CNE, que contempla la realización de un único estudio, licitado internacionalmente, financiado por las empresas (generadoras, transmisoras y distribuidoras), adjudicado y supervisado por un Comité en donde participan todos los actores del mercado (autoridad, generadores, distribuidores, transmisores y consumidores) y sancionado por un Panel de Expertos⁴⁰.

³⁹ Se define a su vez el mecanismo para Subtransmisión y Sistemas Adicionales de transmisión.

⁴⁰ Los proyectos de expansión se identificarán anualmente por la Comisión sobre la base de una propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC del respectivo sistema.

A partir de esta modificación legal, en mayo de 2004 se dio inicio al primer proceso de valorización de transmisión troncal, publicándose las Bases Definitivas y constituyéndose el Comité en octubre de 2004. El proceso de licitación fue declarado desierto en junio de 2005, adjudicándose el estudio en una segunda licitación, en diciembre de 2005, el consorcio Synex-Electronet-Cesi. El informe final del consultor fue entregado en noviembre de 2006, realizándose la Audiencia Pública correspondiente para presentar los resultados del estudio y recibir observaciones (según lo estipula la Ley) en diciembre de 2006. El procedimiento siguió su curso durante al año 2007, con la publicación del Informe Técnico y el fallo del Panel de Expertos.

iv) Proceso tarifario de subtransmisión

La Ley N° 19.940 estableció también la categoría de subtransmisión, constituido por líneas y subestaciones eléctricas que no son troncales y cuyos flujos en las líneas no deben ser atribuibles exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. La Ley también estableció que el valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la CNE, cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de Valores Agregados de Distribución. El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basa en instalaciones adaptadas a la demanda que minimicen el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas. De esta manera, se establecieron peajes de subtransmisión por unidad de energía y de potencia de manera que cubrieran el valor anual del sistema. Estos peajes, sumados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro.

Durante el 2005 se determinaron las líneas y subestaciones del SIC y SING que serían tarifadas y se establecieron las Bases definitivas para los estudios de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

El Decreto N° 363 del Ministerio de Economía, publicado en febrero de 2006, fijó en definitiva el listado de líneas, subestaciones y taps (controladores de tensión) calificados como instalaciones de subtransmisión. Los sistemas se establecieron mediante Resolución Exenta de la CNE N° 108 en febrero de 2006, definiendo seis sistemas de subtransmisión en el SIC y uno en el SING:

Cuadro 26: Sistemas de Subtransmisión

Sistema Interconetado	Sistema de Subtransmisión	Descripción
SING	SING-1	I y II Región
SIC	SIC-1	III, IV Región, y al norte de la V Región
SIC	SIC-2	V Región costa y cordillera
SIC	SIC-3	Región Metropolitana
SIC	SIC-4	VI y VII Región
SIC	SIC-5	VIII Región
SIC	SIC-6	IX Región, hasta la Isla de Chiloé

Durante el mes de junio de 2006, se realizó la entrega a la CNE de los respectivos estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, encargados por las empresas propietarias de los siete sistemas de subtransmisión, bajo tarificación en este primer proceso tarifario. Posteriormente, y tal como indica la Ley, la CNE convocó durante el mes de julio a una audiencia pública, en la cual se presentaron los resultados obtenidos en los indicados estudios a los participantes y usuarios interesados, quienes manifestaron sus observaciones y consultas.

Siguiendo con el proceso, en octubre del mismo año, la CNE publicó mediante Resolución Exenta N°695 el Informe Técnico con observaciones y correcciones a los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y fórmulas tarifarias, para el cuatrienio 2006-

2009. El efecto promedio de estas nuevas tarifas implicaría una leve disminución en la cuenta promedio residencial de los clientes del SIC. Posteriormente, las empresas plantearon en noviembre sus discrepancias respecto al Informe Técnico de la CNE ante el Panel de Expertos, que, luego de la respectiva audiencia realizada en diciembre de 2006, donde se expusieron las discrepancias y los respectivos descargos de la CNE, resolvió durante la primera mitad de enero del 2007.

v) Licitaciones de suministro eléctrico a empresas distribuidoras

La Ley 20.018 sustituyó el esquema de precios regulado a nivel de generación o precio de nudo, calculados semestralmente por la CNE, por un esquema de precios basados en procesos de licitación competitivos. De esta manera, el precio asociado a un contrato de suministro eléctrico entre distribuidoras eléctricas y empresas generadoras, será el precio resultante de un proceso de licitación público, abierto, no discriminatorio, transparente y adjudicado a quienes ofrezcan el menor precio de energía. Se estableció una vigencia máxima de quince años de los contratos, así como también un precio máximo para las ofertas de la licitación, equivalente al límite superior de la banda de precios de mercado incrementada en un 20%.

En noviembre de 2006, se llevó a cabo el primer proceso de licitación de suministro de energía para clientes regulados. En ella se licitaron 13.478 GWh (lo cual equivale a un 50% de la energía comprada por distribuidoras en el SIC durante el 2005), de los cuales 11.760 correspondían a Bloques Base y 1.718 a Bloques Variables. El cuadro siguiente muestra los montos de energía licitados por las distintas empresas distribuidoras.

Cuadro 27: Bloques de energía licitados en 2006

Distribuidora	Bloques	Período	Energía Anual GWh	Potencia Anual MW	Punto de Suministro
Chilectra	Base 1	Enero 2010 – Diciembre 2020	2.500 (*)	420	Polpaico
	Base 2	Enero 2010 – Diciembre 2022	2.500 (*)	420	Polpaico
Chilquinta	Base 1	Enero 2010 – Diciembre 2024	377	71,6	Quillota
	Base 2	Mayo 2010 – Diciembre 2024	430	81,8	Quillota
	Variable	Enero 2010 – Diciembre 2024	Hasta 270 (**)	Hasta 51,4 (**)	Quillota
SAESA	Base	Enero 2010 – Diciembre 2019	3.000	591	Charrúa
	Variable	Enero 2010 – Diciembre 2019	582	114 (***)	Charrúa
EMEL	Base	Enero 2010 – Diciembre 2019	1.752,6	379	Quillota
	Variable 1	Enero 2010 – Diciembre 2014	123,7	27	Quillota
	Variable 2	Enero 2011 – Diciembre 2014	133,4	29	Quillota
CGE	Base	Enero 2010 – Diciembre 2021	1.700	323	Alto Jahuel
	Variable	Enero 2010 – Diciembre 2013	Hasta 610 en el año 2013	116 (***)	Alto Jahuel

Notas: (*) El 10 % de la Energía Base en cada sub bloque es variable, o sea 250 GWh al año.

(**) Este Bloque Variable crece hasta el 2012, a partir del cual el suministro permanece constante.

(***) Valor Aproximado, ya que en las bases de licitación no se encuentra especificado

Fuente: CNE

En este primer proceso de licitación el nivel de adjudicación alcanzó el 92,5% de los bloques licitados. No se presentaron a realizar ofertas nuevos actores del mercado, siendo las generadoras adjudicadas Endesa, con un 56,4% del total de energía adjudicada (incluyendo bloques base y variables al 2010), Colbún, con un 23,9%, AES Gener con un 11,9% y Guacolda con un 7,7%. El siguiente cuadro muestra los precios adjudicados por cada bloque.

Cuadro 28: Adjudicación de licitaciones por distribuidora y oferente

Distribuidora	Bloques	Endesa		Colbún		AES Gener		Guacolda	
		Precio	GWh	Precio	GWh	Precio	GWh	Precio	GWh
Chilectra	Base 1	50,72	1.050,0	55,10	900,0			58,10	300,0
	Base 2	51,00	1.350,0					57,78	900,0
Chilquinta	Base 1	51,04	188,5					57,87	188,5
	Base 2	50,16	430,0						
SAESA	Base	47,04	1.500,0			53,00	1.500,0		
	Variable					54,00	582,0		
EMEL	Base	55,56	876,5						
CGE	Base	51,37	1.000,0			55,50	700,0		
	Variable	57,91	170,0						

Nota: Precios en US\$/MWh

Fuente: CNE

El precio promedio obtenido en esta licitación fue de 52,576 US\$/MWh para los bloques base, los cuales representan 10.883,5 GWh anuales adjudicados, y de 52,725 US\$/MWh si se considera además los bloques variables, totalizando 11.635 GWh, al año 2010. El precio promedio obtenido resulta estar significativamente por debajo del precio techo de la licitación, de 62,685 US\$/MWh.

5. REFORMAS REGULATORIAS DEL AÑO 2006

Durante el año 2006, básicamente hubo reformas a los marcos regulatorios del sector eléctrico, dictándose dos decretos con fuerza de ley y dos reglamentos.

En telecomunicaciones, el ministerio del ramo convocó una comisión de expertos cuyo objetivo fue preparar los términos de referencia para un proceso de revisión estratégica de la regulación de las telecomunicaciones en Chile. Los principales temas que abordó el documento son la modificación al régimen de concesiones, la regulación de tarifas, la creación de un panel de expertos y una Superintendencia sectorial, entre otros. En este contexto, la Subtel sometió a consulta pública un proyecto de ley que crea un Panel de Expertos para que resuelva las controversias que se producen en el sector de telecomunicaciones (similar al que existe en el sector eléctrico). Por otro lado, a fines del año 2006, la Subtel disminuyó de 9.500 a 7.000 minutos el nivel de consumo mensual promedio para los planes de alto consumo⁴¹.

A continuación se detallan las reformas del sector eléctrico.

5.1. ELECTRICIDAD

i) CAMBIOS A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

A partir de la modificación a la Ley Eléctrica realizada en el año 2004, a través de la promulgación de la Ley N° 19.940 (Ley Corta I) y las modificaciones efectuadas durante el año 2005 por medio de la Ley N° 20.018 (Ley Corta II), se definieron términos, conceptos y metodologías que hacían necesario dictar una nueva modificación a la Ley Eléctrica con el fin de efectuarle las adecuaciones que permitieran la comprensión armónica de sus normas. Particularmente, el artículo 7° transitorio de la ley N° 20.018 facultó al Presidente de la República para que, dentro del plazo de un año, mediante uno o más decretos con fuerza de ley expedidos a través del Ministerio de Economía, introdujera a la Ley General de Servicios Eléctricos las adecuaciones de referencias, denominaciones, expresiones y numeraciones, que sean procedentes a consecuencia de las disposiciones de dicha Ley, en materia de régimen de precios de nudo y su cálculo, precio básico de la potencia, peajes de transmisión troncal, contratación de suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución y traspaso de costos de suministro a clientes de empresas concesionarias de servicio público de distribución. De esta manera, el 26 de enero del 2006 se promulgó el DFL N°2 del Ministerio de Economía, que introdujo adecuaciones al DFL N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

A raíz de las diversas modificaciones legales introducidas a la Ley General de Servicios Eléctricos, resultó entonces recomendable para facilitar el conocimiento y aplicación de las normativas del sector eléctrico, elaborar un texto único que refundiera la Ley Eléctrica junto con todas las modificaciones introducidas en ella. Así, con fecha 12 de mayo de 2006 se promulgó el DFL N°4 del Ministerio de Economía que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. Este decreto finalmente fue publicado en el Diario Oficial en febrero del año 2007.

⁴¹ Los planes de alto consumo son ofertas comerciales de provisión del servicio público telefónico local, en las que el nivel y/o la estructura y/o el mecanismo de indexación de los precios que se cobran por tal servicio difieren de los establecidos en el decreto tarifario y que sólo están disponibles para los suscriptores cuyo consumo mensual promedio en los últimos seis meses exceda el número de minutos que anualmente establezca la Subtel.

ii) SUBSIDIO AL CONSUMO ELÉCTRICO

La Ley N° 20.040 del 30 de junio de 2005 incorporó en la Ley General de Servicios Eléctricos la posibilidad de aplicar un subsidio al pago del consumo eléctrico focalizado en los usuarios residenciales de menores ingresos, frente a variaciones mayores al 5% en la cuenta eléctrica residencial a lo largo de un período no mayor a 6 meses, y particularmente frente a las posibles alzas durante el 2005 y 2006, producto de la Ley N° 20.018.

Durante el 2006 se continuó entregando el subsidio eléctrico establecido mediante el Decreto N°208 del 13 de julio de 2005, gatillado por las alzas de tarifas ocasionadas por la aplicación de la Ley 20.018. Los beneficiarios de dicho subsidio correspondían a todos aquellos clientes residenciales, urbanos y rurales, de todo el SIC y todo el SING, que en su ficha de familia vigente al día 31 de mayo de 2005, tuvieran un puntaje igual o inferior a 590 puntos, lo cual equivale a aproximadamente 1.300.000 hogares de menores recursos. Los montos de este subsidio aplicables en el año 2006 fueron de \$880 en el SIC y \$210 en el SING, durante los meses de enero, febrero y marzo.

En diciembre de 2006 se aplicó por segunda vez el subsidio al consumo eléctrico de acuerdo a lo establecido por la Ley 20.040. En esta oportunidad, mediante el Decreto N° 375 del Ministerio de Economía del 15 de diciembre de 2006, se implementó el subsidio producto de una importante alza en el precio de nudo de la energía registrada en la fijación de precio de nudo de octubre de 2006. El nuevo precio de nudo significaba un alza de 7,8% promedio en el SIC y un alza de 9,4% promedio en el SING, lo cual justificó la aplicación de un subsidio que atenuara el alza registrada.

Este subsidio fue diseñado para beneficiar a aproximadamente 1.300.000 hogares de escasos recursos del país, lo cual equivale aproximadamente a 6 millones de personas. Los beneficiarios fueron todos aquellos clientes residenciales, urbanos y rurales, de todo el SIC y todo el SING, que en su ficha CAS al día 30 de septiembre de 2006 tuvieran un puntaje igual o inferior a 590 puntos. Este subsidio es implementado entre enero del 2007 y abril del 2007, y consistió en descuentos de la cuenta eléctrica de \$2.400 en el mes de enero, \$1.800 en el mes de febrero y \$600 en los meses de marzo y abril.

iii) DICTACIÓN DE REGLAMENTOS DE LA LEY ELÉCTRICA

Durante el año 2006 se dictaron los siguientes reglamentos del sector eléctrico:

- **Reglamento pequeños medios de generación⁴²:** El Decreto N°244 del 2 de septiembre de 2005, publicado en el Diario Oficial el 17 de enero de 2006, estableció las condiciones generales que regulan los beneficios especiales establecidos por la Ley N° 19.940, para aquellos medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación. En el reglamento se definieron dos categorías distintas de pequeños medios de generación, según si se encuentran conectadas al sistema empresas de distribución o al sistema troncal. Además, el reglamento estableció las condiciones de conexión, la determinación de los costos para las obras adicionales de conexión, el régimen de operación, el esquema de remuneración, la exención de pago por uso de los sistemas de transmisión troncal establecida en la Ley N° 19.940, el modo de traspaso de este costo a los demás usuarios y mecanismos de reclamos y resolución de controversias.
- **Reglamento transferencias de potencia:** Mediante el Decreto N°62 del 1 de febrero de 2006 fue promulgado el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley General de Servicios Eléctricos. Las modificaciones legales incorporadas mediante las leyes N° 19.940 y N° 20.018 crearon la necesidad de establecer una normativa reglamentaria en este tema que resulte acorde a lo indicado en dichas leyes. El reglamento estableció el mecanismo con el cual se realizarán las transferencias de potencia entre

⁴² Este reglamento también fue informado en el Anuario del año 2005, ya que su publicación tuvo lugar a comienzos del año 2006.

empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico. El reglamento fijó además el modo en el cual se determina la potencia propia o potencia de suficiencia de cada generadora, la cual depende de su potencia técnica máxima, su insumo de generación (asociado a la disponibilidad) y ajustada de manera de que la suma de las potencias de suficiencia corresponda a la demanda máxima del sistema. Asimismo, también establece los balances de inyecciones y retiros de potencia como medio de verificación por parte de la Dirección de Operación del CDEC respectivo, del cumplimiento para cada generador de los compromisos de potencia para la demanda de punta, a partir de la potencia de suficiencia propia y la adquirida a otras empresas a través de transferencias de potencia.

Agosto de 2007

ANEXOS

ANEXO 1

ESTUDIOS DESARROLLADOS EN EL AÑO 2006

Durante el año 2006, la División Desarrollo de Mercados ha contratado diferentes estudios desarrollados por consultores externos, con el propósito de apoyar la misión que la ley encomienda al Ministro de Economía en el ámbito regulatorio. Estos estudios recién finalizaron y sus informes finales estarán disponibles en la página web del Ministerio de Economía.

Los estudios estuvieron enfocados a ilustrar dos grandes tópicos: los relacionados con los procesos tarifarios en desarrollo, y con el perfeccionamiento de los marcos regulatorios. Los estudios fueron los siguientes:

- “Análisis de los Procesos Tarifarios en los Servicios Públicos: Aplicación a Cuatro Temas Económicos Específicos”. Su objetivo es disponer de un análisis técnico-económico experto que permita al Ministerio de Economía contar con un diagnóstico sobre los aspectos conceptuales y prácticos que deben considerarse para un correcto tratamiento de los cuatro temas: indexadores, capital de trabajo, seguros e incobrables; y, de ese modo, resolver las controversias existentes.
- “Perfeccionamiento de la Institucionalidad Regulatoria: Protocolos de Trabajo entre los Organismos Reguladores y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción para Enfrentar los Procesos Tarifarios”. Su objetivo es contar con un análisis de los procesos tarifarios de Servicios Públicos y del rol que le cabe en ellos al Ministerio de Economía con la idea de avanzar hacia una mayor formalización del trabajo entre este Ministerio y los reguladores sectoriales, y eventualmente proponer mejoras organizacionales dentro del Ministerio para encarar dicha labor.
- “Soluciones a los Problemas de Implementación de la Empresa Eficiente: Plusvalía, Indivisibilidades y Obsolescencia”. Su objetivo del estudio es proponer soluciones conceptualmente sólidas y prácticas a los problemas de plusvalía, indivisibilidades y obsolescencia.
- “Revisión de la Regulación Tarifaria en Telecomunicaciones”. Su objetivo es disponer de un análisis experto que permita al Ministerio de Economía contar con un diagnóstico sobre los aspectos tarifarios que presentan mayores problemas en los escenarios actual y de mediano plazo de la industria de las telecomunicaciones, y sobre las reformas requeridas.

ANEXO 2

LOS USUARIOS DE LOS SERVICIOS REGULADOS

Los servicios de utilidad pública que se regulan tienen distintos destinatarios. Estos pueden ser: clientes residenciales, comerciales, industriales y otros. Si bien no existen estadísticas desagregadas por cada tipo de usuario en cada uno de los sectores, la mayor parte de ellos son residenciales⁴³.

Muchas de las estadísticas de los servicios de utilidad pública suelen desagregar la información entre urbana y rural. Es a nivel urbano donde se da una mayor cobertura de estos servicios y por lo tanto existe mayor información. En el cuadro A1 se presenta el total de población en Chile y el porcentaje de la población que se ubica en zona urbana. Con ello se verifica que el universo de usuarios se caracteriza mayoritariamente por ser usuarios urbanos.

Cuadro A1: Estimaciones de Población al 30 de Junio de 2006

Región	Población Total	Población Urbana	Porcentaje Pobl. urbana
I	475.797	442.986	93,1%
II	547.933	534.714	97,6%
III	272.402	248.216	91,1%
IV	677.300	539.237	79,6%
V	1.682.005	1.539.803	91,5%
VI	849.120	600.431	70,7%
VII	975.244	652.161	66,9%
VIII	1.982.649	1.644.770	83,0%
IX	937.259	636.190	67,9%
X	1.168.241	809.880	69,3%
XI	100.417	83.261	82,9%
XII	156.502	145.194	92,8%
RM	6.607.805	6.395.611	96,8%
PAIS	16.432.674	14.272.454	86,9%

Fuente: INE.

⁴³ En el sector de servicios sanitarios, en donde existen estadísticas desagregadas, el 94,6 % de los usuarios eran residenciales en el año 2006. Fuente. Superintendencia de Servicios Sanitarios.

ANEXO 3

IMPORTANCIA DE LOS SERVICIOS REGULADOS PARA EL USUARIO

En términos de presupuesto familiar, la Encuesta de Presupuestos Familiares realizada por el INE cada 10 años, con motivo de la actualización del Índice de Precios al Consumidor (IPC), proporciona el porcentaje del gasto que las familias destinan a los distintos bienes y servicios que componen la canasta familiar, entre ellos, los servicios básicos. En el cuadro A2 se presenta la información de los servicios de agua potable, electricidad, teléfono residencial, teléfono público y teléfono celular, correspondiente a la última encuesta de presupuestos familiares del año 1997, actualmente vigente, que determinó las ponderaciones del IPC, a partir del año 1999.

Cuadro A2: Servicios de Utilidad Pública considerados en Canasta IPC 1999, con datos de la Quinta Encuesta de Presupuestos Familiares, Gran Santiago, 1997

SERVICIO	PONDERADOR	DESCRIPCION	ITEM PERTENECIENTE
Agua Potable	1,14	Consumo de 45 m ³ de agua potable, alcantarillado, cargo fijo e impuesto.	Grupo: Vivienda Subgrupo: Servicios Básicos.
Electricidad	1,93	Tarifa BT-1 para el consumo de 90 KWH, cargo fijo, arriendo de medidor e impuesto.	Grupo: Vivienda Subgrupo: Servicios Básicos.
Teléfono residencial	2,62	Teléfono residencial, consumo mensual: cargo fijo, tarifa del servicio local medido, tarifa larga distancia e impuestos.	Grupo: Vivienda Subgrupo: Comunicaciones.
Teléfono público	0,09	Teléfono público, valor de la llamada, horario normal.	Grupo: Vivienda; Subgrupo: Comunicaciones.
Teléfono celular	0,17	Valor minuto, promedio de diferentes planes e impuesto.	Grupo: Vivienda Subgrupo: Comunicaciones.
% del gasto de las familias en servicios básicos	5,95		

Fuente: Minecon a partir de información proporcionada por INE, para la canasta del IPC 1999.

Si bien el porcentaje del presupuesto familiar que se gasta en los servicios señalados representa el 6%, en promedio, esta cifra varía de acuerdo a los ingresos familiares y a las preferencias de las personas. No todas las familias gastan lo mismo en cada servicio básico, ni tampoco la cantidad gastada representa el mismo porcentaje del gasto familiar. En el cuadro A3 se presenta el porcentaje del gasto en cada quintil que se destina a los servicios de utilidad pública (Encuesta de Presupuestos Familiares, 1997). La importancia de estos es mayor, partiendo de un 4,35% para aumentar hasta un 9,7%, a medida que disminuye el ingreso familiar. Así, el 20% de la población de menores ingresos destinaba en 1997 alrededor de un 10% de su presupuesto a los servicios de utilidad pública ya mencionados.

Cabe recordar, que estos porcentajes representan al consumidor medio en el Gran Santiago. Las tarifas, por economías de escala, densidad y otros factores, varían significativamente en las distintas regiones y localidades.

Cuadro A3: Porcentaje del gasto familiar en servicios de utilidad pública por quintil de ingreso, 1997

	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	TOTAL
AGUA	2,3505	1,7336	1,4340	1,1449	0,7746	1,1370
ELECTRICIDAD	3,7949	3,0071	2,4970	1,9728	1,3080	1,9353
TELEFONO RESIDENCIAL	3,3752	3,3245	3,4378	3,1030	1,9521	2,6187
TELEFONO PUBLICO	0,1665	0,1367	0,1462	0,1023	0,0557	0,0928
TELEFONO CELULAR	0,0171	0,0271	0,0847	0,1379	0,2563	0,1705
TOTAL	9,70	8,23	7,60	6,46	4,35	5,95

Fuente: Quinta Encuesta de Presupuestos Familiares 1997.

ANEXO 4

LAS INSTITUCIONES REGULADORAS

En el rol regulador de los servicios de utilidad pública participan distintas instituciones. A continuación, para cada uno de los sectores se realiza una breve descripción de los organismos involucrados. Además, se incluyen las entidades de defensa de la libre competencia que, al igual que el Ministerio de Economía, participa en todos los sectores.

1. TELECOMUNICACIONES

Los organismos que regulan el sector telecomunicaciones son:

1. El **Ministerio de Economía** (Minecon): encargado de oficializar en conjunto con el **Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones**, a través de la Subsecretaría de Telecomunicaciones, las tarifas definitivas propuestas por los concesionarios, o modificadas en un proceso reglado que puede llegar hasta una instancia de peritaje. Participan conjuntamente además en el otorgamiento de subsidios a través del Fondo de Desarrollo de las Telecomunicaciones.

2. La **Subsecretaría de Telecomunicaciones** (Subtel): propone las políticas de telecomunicaciones, calcula las tarifas, dicta las normas técnicas sobre el sector y simultáneamente vela por el cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas técnicas y demás disposiciones internas como igualmente de los tratados, convenios y acuerdos internacionales sobre telecomunicaciones vigentes en Chile y de las políticas nacionales de telecomunicaciones.

3. El **Ministerio del Transportes y Telecomunicaciones** (Mintratel): actúa como instancia de apelación administrativa para ciertos actos de la Subsecretaría de Telecomunicaciones.

Además en el sector Telecomunicaciones existe el **Consejo de Desarrollo de las Telecomunicaciones** creado para administrar el Fondo de Desarrollo de las Telecomunicaciones. Dicho Fondo, dependiente del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, tiene por objeto promover el aumento de la cobertura del servicio público telefónico en áreas rurales y urbanas de bajos ingresos, con baja densidad telefónica.

2. SERVICIOS SANITARIOS

Los organismos que regulan el sector sanitario son:

1. El **Ministerio de Economía**: encargado de oficializar, mediante un decreto, las tarifas propuestas por la Superintendencia de Servicios Sanitarios.

2. La **Superintendencia de Servicios Sanitarios** (SISS): organismo técnico, normativo y fiscalizador, responsable del cálculo de tarifas y del control y supervigilancia de las empresas prestadoras de servicios sanitarios. Sus principales funciones son el estudio, proposición y control del cumplimiento de las normas técnicas; la aplicación y fiscalización de las normas relativas a tarifas de los servicios prestados por las empresas del sector; la aplicación del régimen de concesiones; el control de los residuos industriales líquidos; la interpretación de toda la normativa del sector y la aplicación de sanciones por no cumplimiento de ésta.

3. El **Ministerio de Obras Públicas (MOP)**: Administra el reglamento de concesiones sanitarias, previo informe de la Superintendencia de Servicios Sanitarios.

3. ELECTRICIDAD

Los organismos que regulan el sector eléctrico en Chile son:

1. El **Ministerio de Economía**: es el encargado de fijar las tarifas de distribución eléctrica, los precios de nudo, sistemas medianos, transmisión trolcal, subtransmisión, servicios asociados de distribución, previo Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía, y de dictar los reglamentos correspondientes.

2. La **Comisión Nacional de Energía (CNE)**: es responsable de proponer las normas del sector eléctrico y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido.

3. La **Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)**: es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. En el tema de la distribución eléctrica, es el encargado de verificar que la calidad de servicios que se presenten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas.

4. El **Panel de Expertos**: es una instancia creada por la Ley N° 19.940 y cuya función principal es dirimir los conflictos que surgen de los procesos tarifarios (excepto Valor Agregado de Distribución, VAD, y precios de nudo) y de la operación de los sistemas eléctricos al interior de los CDEC. Es un organismo técnico e independiente conformado por siete profesionales de reconocida trayectoria en el sector (2 abogados y 7 ingenieros o economistas).

Además de los organismos mencionados existen instancias de coordinación para la operación de los sistemas eléctricos del norte grande (SING) y el sistema interconectado central (SIC), denominadas: **Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)**, integrados por las principales empresas generadoras de cada sistema eléctrico. Coordinan el funcionamiento de las centrales generadoras y de las líneas de transmisión que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema, de manera de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

4. DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

El sistema chileno de protección de la competencia en los mercados, está integrado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia y la Fiscalía Nacional Económica.

La Ley N° 19.911 que modificó el Decreto Ley N° 211 de 1973 otorgó al **Tribunal de Defensa de la Libre Competencia** y a la **Fiscalía Nacional Económica** en el ámbito de sus respectivas atribuciones, la facultad de dar aplicación a la legislación particular para el resguardo de la libre competencia en los mercados.

El **Tribunal de Defensa de la Libre Competencia** es un órgano jurisdiccional especial e independiente sujeto a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Corte Suprema, cuya función es prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia. Su sede se ubica en Santiago y funciona en forma permanente. Le corresponde conocer los asuntos que puedan infringir las disposiciones de la ley, dictar instrucciones de carácter general que deberán ser considerados por los particulares y proponer al Ejecutivo la modificación o derogación de las instrucciones y reglamentos que estime contrarios a la libre competencia.

Está integrado por un presidente abogado, designado por el Presidente de la República de una nómina confeccionada por la Corte Suprema mediante concurso público de antecedentes y por cuatro profesionales - “ministros” titulares y cuatro suplentes, expertos en materias de libre competencia. Posee una planta propia de funcionarios.

La Fiscalía Nacional Económica es un servicio público descentralizado, independiente, sometido a la supervigilancia del Presidente de la República, a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Su sede se encuentra en Santiago, sin perjuicio de que el Fiscal puede designar Fiscales adjuntos para actuar en cualquier ámbito territorial requerido. Es el encargado de velar por la libre competencia, siendo su función principal la de investigar todo hecho, acto o convención que tienda a impedir, eliminar, restringir o entorpecer la competencia económica en los mercados y, cuando lo estime procedente, someter el resultado de sus investigaciones al conocimiento del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Cada una de las instituciones reguladoras señaladas, cuenta con una página web en que se da a conocer la institución, el marco normativo vigente e información del sector específico. En el cuadro siguiente se presenta la dirección de la página web de cada una de las instituciones mencionadas.

Cuadro A4: Direcciones Sitios Web de las Instituciones Reguladoras

INSTITUCION	DIRECCION
Telecomunicaciones Subsecretaría de Telecomunicaciones	http://www.subtel.cl
Electricidad Comisión Nacional de Energía Superintendencia de Electricidad y Combustibles Centros de Despacho Económico de Carga - Sistema Interconectado del Norte Grande - Sistema Interconectado Central Panel de Expertos	http://www.cne.cl http://www.sec.cl http://www.cdec.cl http://www.panelexpertos.cl
Servicios Sanitarios Superintendencia de Servicios Sanitarios	http://www.siss.cl
Defensa de la libre competencia. Fiscalía Nacional Económica Tribunal de Defensa de la Libre Competencia	http://www.fne.cl http://www.tdlc.cl
Servicios de Utilidad Pública Ministerio de Economía	http://www.economia.cl

ANEXO 5

LOS PROCESOS TARIFARIOS

La legislación de cada uno de los tres sectores analizados, establece el procedimiento administrativo al cual deben ceñirse los procesos tarifarios y la metodología a utilizar para el cálculo de las fórmulas tarifarias. En este capítulo se presenta un resumen de dicha metodología por sector y los principales procedimientos seguidos para fijar tarifas.

1. METODOLOGIA Y PROCEDIMIENTOS DE TARIFICACION DE LOS SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES

El Título V de la Ley General de Telecomunicaciones y el Reglamento que regula el procedimiento, publicidad y participación del proceso de fijación tarifaria establecido en él, consideran específicamente las disposiciones referidas a las tarifas por servicios de telecomunicaciones. La Ley estipula libertad tarifaria, excepto para los servicios provistos a través de las interconexiones (artículo 25°). Además, el artículo 29° establece que la Comisión Resolutiva se encargará de calificar los servicios afectos a fijación de precios si “las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria”.

En síntesis, la Ley incorpora el hecho de que servicios que en la actualidad están sujetos a fijación de tarifas puedan dejar de estarlo en el futuro. Lo anterior es consistente con el gran dinamismo tecnológico que se evidencia en el sector telecomunicaciones que permitirá, eventualmente, un grado de competencia que hará innecesaria la tarificación.

Los procesos tarifarios se realizan cada cinco años. El esquema de tarificación comprende la fijación de la estructura, el nivel y el mecanismo de indexación de las tarifas de los servicios de telecomunicaciones sujetos a regulación de precios.

En el caso que la empresa concesionaria cuente con un plan de expansión, la tarificación se basa en el cálculo de los costos incrementales de desarrollo de una empresa modelo eficiente. En ausencia de un plan de expansión, las tarifas se determinan sobre la base del cálculo de costos marginales de largo plazo de la empresa eficiente. El diseño de la empresa eficiente contempla que parte desde cero y sólo ofrece los servicios afectos a fijación tarifaria. Lleva a cabo las inversiones necesarias para proveer los servicios involucrados, incurre en los gastos de explotación propios de su giro, y obtiene un valor actualizado neto del proyecto de expansión igual a cero, descontado a la tasa de costo de capital. Los costos considerados se limitan a aquéllos indispensables para que la empresa pueda proveer los servicios sujetos a regulación tarifaria de acuerdo con la tecnología disponible comercialmente y los estándares de calidad establecidos por Ley, por lo que los costos de una empresa modelo eficiente pueden diferir de los costos históricos observados en la empresa real.

Para cada área tarifaria, se determinan tarifas eficientes que deben cumplir con la condición de que a partir de su aplicación el valor actualizado neto de los proyectos de expansión proyectados sea igual a cero, tomando en cuenta la previsión de demanda para el quinquenio en cuestión. Es decir, las tarifas eficientes deben generar una recaudación equivalente al costo incremental de desarrollo del servicio.

La tasa de descuento utilizada para el cálculo anterior, se obtiene de los estudios tarifarios y debe incorporar el riesgo sistemático de las actividades propias de la empresa que provee los servicios regulados, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado.

La Ley establece que las tarifas definitivas podrán diferir de las tarifas eficientes sólo si se comprueba la existencia de economías de escala (art. 30° F). Si éste es el caso, las tarifas eficientes se incrementan de modo que la empresa modelo recaude lo equivalente al costo total de largo plazo y se autofinancie (esto tomando en consideración las demandas previstas para el quinquenio respectivo). Vale decir, las tarifas eficientes se ajustan por autofinanciamiento sobre la base de las recaudaciones necesarias para cubrir el costo total de largo plazo.

Respecto a la indexación a considerar para reajustar las tarifas, se establece que el índice debe expresarse en función de los precios de los principales insumos del respectivo servicio y debe reflejar la estructura de costos de la empresa eficiente definida. Se establecen las fuentes de información válidas para obtener los precios o índices de variación de precios a considerar.

Los procesos tarifarios se realizan por empresa y sus decretos tarifarios son independientes. Cada proceso tarifario sigue una secuencia prefijada. Las etapas comienzan con la proposición de las bases técnico económicas del estudio tarifario y el establecimiento de dichas bases. Luego, viene la etapa del estudio tarifario, el cual lo realiza la empresa. La etapa siguiente corresponde al informe de objeciones y contraproposiciones realizadas por la Autoridad. Si surgen discrepancias existe la posibilidad de peritaje al igual que en las bases técnico económicas.

Los costos incrementales de desarrollo, costos totales de largo plazo y los costos marginales de largo plazo cuando correspondan, la estructura y nivel de las tarifas, y las fórmulas de indexación de las mismas, son calculados en el estudio realizado por la empresa concesionaria. Con los resultados del estudio ejecutado, las tarifas definitivas de los servicios afectos a regulación son propuestas por la empresa concesionaria a los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones y de Economía, Fomento y Reconstrucción, a través de la Subsecretaría de Telecomunicaciones, antes de los 180 días previos al vencimiento del quinquenio de vigencia tarifaria. A contar de la fecha de recepción de esta proposición, los Ministerios tienen un plazo de 120 días para pronunciarse sobre ellas, a través de dicha Subsecretaría. De no haber objeciones, las tarifas propuestas son oficializadas en el aludido plazo mediante decreto conjunto de ambos Ministerios que se publica en el Diario Oficial.

En el caso de haber discrepancias fundadas respecto a las tarifas contrapropuestas, la empresa concesionaria tiene un plazo de 30 días ya sea para incorporar las modificaciones pertinentes o insistir justificadamente en los valores presentados, pudiendo acompañar un informe con la opinión de una Comisión de Peritos. Cumplido este trámite, los Ministerios resuelven en definitiva y dictan el decreto conjunto que oficializa las tarifas en el plazo de 30 días a partir de la respuesta de la empresa concesionaria.

2. METODOLOGIA Y PROCEDIMIENTOS DE TARIFICACION DE LOS SERVICIOS SANITARIOS

La Ley de tarifas, DFL 70, del año 1989, establece que los cobros máximos que pueden aplicar las empresas sanitarias por la prestación de sus servicios serán calculados sobre la base de sus costos incrementales de desarrollo, ajustados para alcanzar una cierta recaudación anual de autofinanciamiento, denominada costo total de largo plazo.

El costo incremental de desarrollo se define como “aquel valor equivalente a un precio unitario constante que, aplicado a la demanda incremental proyectada, genera los ingresos para cubrir los costos incrementales de explotación eficiente y de inversión de un proyecto de expansión

optimizado de la empresa, de tal forma que ello sea consistente con un valor actualizado neto (VAN) del proyecto igual a cero". En el caso que el concesionario no cuente con un plan de expansión, las tarifas se determinan en base a los costos marginales de largo plazo.

Cualquiera sea el caso, la tasa de descuento o tasa de costo de capital utilizada para la fijación de tarifas se determina a partir de una tasa libre de riesgo, más una tasa de cada empresa, que fluctúa entre 3 y 3.5 puntos, dependiendo del riesgo particular de cada empresa.

Las tarifas deben calcularse separadamente para cada etapa del servicio sanitario y considerar los costos de los sistemas correspondientes a dichas etapas optimizando el uso de los recursos. La Ley dispone que las tarifas deben determinarse según etapa y según sistema del servicio sanitario, esto implica que las tarifas al consumidor final corresponden a la suma de los cobros parciales según etapa. Se consideran cargos diferenciados para distintas épocas del año cuando los estudios tarifarios determinan que existe una marcada diferencia entre los niveles de consumo asociados a cada una de ellas. En la práctica, en la mayoría de las regiones del país se han calculado cobros variables estacionales para los servicios de producción y distribución de agua potable, e incluso cargos variables diferenciados según temporada para la recolección de aguas servidas en algunos grupos de localidades con gran estacionalidad de la demanda.

Para garantizar el autofinanciamiento, las tarifas eficientes calculadas se ajustan de modo de garantizar que la recaudación esperada coincida con los costos totales de largo plazo de una empresa modelo eficiente durante el período de vigencia (cinco años) de las tarifas. Por lo tanto, si el ingreso anual, obtenido de aplicar las tarifas eficientes a la demanda prevista anualizada durante el período de vigencia de las tarifas, es diferente del costo total de largo plazo de satisfacer dicha demanda, los cargos se ajustan hasta igualar dichos montos minimizando las distorsiones económicas que ello induce, según lo disponga el Reglamento.

Entre una y otra fijación tarifaria, los cargos se ajustarán toda vez que el indexador de precios relevante por cargo acumule una variación mínima de 3%.

El proceso de fijación tarifaria consta de varias etapas, las que también están definidas en la legislación del sector, y que son las siguientes:

- Antes de doce meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias en aplicación, la Superintendencia de Servicios Sanitarios, SISS, debe poner a disposición del público y de los prestadores, las bases sobre las cuales se deben efectuar los estudios tarifarios. Dentro de los sesenta días siguientes podrán hacerse observaciones a dichas bases, debiendo la SISS responder fundadamente a ellas, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes.
- Por otra parte, a más tardar cinco meses antes de la fecha en que finalice el período de vigencia de las tarifas en aplicación, la Superintendencia y la empresa que corresponda, deben intercambiar los estudios elaborados por cada parte.
- La empresa dispone de treinta días para manifestar sus discrepancias al estudio elaborado por la SISS, las que deben basarse en su propio estudio. Si en el plazo de quince días (desde que la SISS recibió las referidas discrepancias) no se produce acuerdo entre las partes, la entidad reguladora debe constituir una Comisión de Expertos para que se pronuncie sobre cada uno de los parámetros en controversia. Este dictamen de la Comisión es definitivo y obligatorio para ambas partes. La Comisión la conforman tres personas, una designada por la SISS, otra por la empresa regulada y la tercera es nombrada por la SISS de una lista de personas previamente acordada con la empresa.

- Treinta días antes de que expiren las tarifas en aplicación, el Ministerio de Economía deberá fijar las nuevas fórmulas tarifarias, para su posterior tramitación ante la Contraloría General de la República y la publicación en el Diario Oficial.

3. METODOLOGIA Y PROCEDIMIENTOS DE TARIFICACION DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

Según lo dispuesto en el DFL N°4/06, del Ministerio de Economía, el suministro a los consumidores con potencia conectada inferior a 2000 KW está sometido a regulación tarifaria. El precio final que pagan estos usuarios regulados está compuesto por el precio regulado de suministro –denominado precio de nudo- y el precio regulado a nivel de distribución, denominado Valor Agregado de Distribución (VAD). En términos simples el precio final que pagará el consumidor regulado corresponderá a la suma de los precios de nudo y del valor agregado de distribución. El precio de nudo se calcula semestralmente, en los meses de abril y octubre, mientras que el valor agregado de distribución se fija cada cuatro años. Además, con la entrada en vigencia de la Ley Corta I, se introducen los procesos tarifarios para transmisión troncal, subtransmisión y sistemas medianos.

3.1 EL PRECIO DE NUDO

El precio de nudo final (o monómico) que paga el usuario residencial se determina considerando el costo de suministrar un kw adicional (precio de nudo de energía), el costo de suministrar un KW adicional en horas de punta (precio de nudo de potencia) y el costo marginal de transmisión (factor de penalización).

El precio de nudo de energía es un promedio ponderado (en función de la demanda) de los costos marginales trimestrales previstos para los cuatros años siguientes. Este promedio de los costos marginales tiene por objetivo aminorar las fuertes fluctuaciones a las que están sujetos los precios de corto plazo, en particular en un sistema mayoritariamente hidroeléctrico como el SIC.

Estos costos marginales se calculan simulando la operación óptima durante estos cuatro años para una tasa de actualización de 10%. Para ello, el regulador necesita conocer entre otras cosas, la demanda futura, los costos de operación de las centrales, el costo de falla de suministro y la inversión de centrales. Estas no son variables conocidas y el regulador debe por tanto estimarlas, a partir de metodologías preestablecidas.

La previsión de la demanda se obtiene aplicando un modelo econométrico que correlaciona el Índice Mensual de la Actividad Económica (IMACEC) y las ventas mensuales de energía. Los costos variables de operación de las centrales térmicas más relevantes son los precios de los combustibles. Para determinar el precio del carbón importado, se simula un proceso de importación desde distintos países proveedores desde los cuales pudiese resultar atractivo efectuar el despacho, considerando criterios técnicos, económicos y ambientales para cada central. Los valores para el petróleo Fuel y Diesel se fijan en función del costo del petróleo en RPC y Petrox y para el gas natural se considera el precio en boca de pozo publicado por el Ente Nacional Regulador del Gas de la República Argentina. El costo de falla se determina a partir de un estudio (que se actualiza cada cierto tiempo) que trata de estimar el costo para la demanda de no disponer de la energía⁴⁴. El proceso de optimización de la inversión se realiza a través de un procedimiento iterativo que consiste en seleccionar la alternativa más económica dentro del conjunto del plan de obras que la Comisión Nacional de Energía estima factibles⁴⁵.

⁴⁴ Para mayores detalles, véase “Outage costs in Chilean Industry”, Pablo Serra, Gabriel Fierro, Energy Economics 19 (1997) 417-434.

⁴⁵ Se debe recurrir a un procedimiento iterativo puesto que existen dos incógnitas dependientes entre sí. El costo total de abastecimiento depende entre otros factores del costo marginal de corto plazo, el cual a su vez depende del programa de obras escogido. En otras

El precio de nudo de potencia, por su parte, refleja el costo marginal de largo plazo y corresponde al costo marginal anual asociado al hecho de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con aquellas unidades generadoras que resultan más económicas para suministrar una potencia adicional durante las horas de demanda máxima. En los cálculos se consideran las inversiones requeridas para instalar esta central y la línea de inyección para conectarla al sistema eléctrico correspondiente, una vida útil de 30 años para la central y de 20 años para la línea, su costo fijo de operación y mantenimiento y una tasa de descuento de 10% anual.

Tanto el precio de nudo de potencia como de energía se calculan para un punto específico del sistema que corresponde a la zona de mayor consumo. El costo de suministrar energía en otros puntos de la red se obtiene aplicando factores de penalización a estos precios de nudo base. Estos factores de penalización reflejan las pérdidas marginales en que incurren los generadores para acceder al mercado de mayor demanda.

Cabe señalar que los resultados obtenidos están sujetos a una banda de precios. La Ley N° 19.940 de marzo de 2004, estableció que el precio monómico no deberá diferir en más de un 5%⁴⁶ del promedio ponderado de los precios libres. A su vez, la Ley N° 20.018 de mayo de 2005, definió un esquema de la banda de precios variable, según el cual, la banda de precios se encontrará en 5% si la diferencia entre el precio monómico y el precio promedio de clientes libres es inferior a 30%, o podrá ampliarse la banda de precios hasta 30% si esta diferencia supera el 80%. En caso que el precio calculado se encuentre fuera de la banda de precios, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo de energía por un coeficiente único de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la banda.

El calendario del proceso tarifario es el siguiente. Antes del 15 de marzo y 15 septiembre de cada año, la Comisión deberá comunicar al Centro de Despacho Económico del Sistema y a las empresas generadoras y transportistas, que efectúan ventas sometidas a fijación de precios, el informe preliminar del cálculo de los precios de nudo. Estas entidades tendrán 15 días para poder hacer llegar sus observaciones al informe preliminar, que la Comisión podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente. Conjuntamente deberán comunicar el precio medio cobrado por las ventas a precio libre efectuadas durante los últimos cuatro meses, a cada uno de sus consumidores no sometidos a fijación de precios. Con la información de los precios libres proporcionados por las empresas, la Comisión procederá a determinar el ancho de la banda de precios según la metodología fijada por la Ley y a verificar que los precios de nudo se encuentren dentro de los límites de la banda de precios. En caso de que no se respete esta condición, la Comisión deberá hacer los ajustes necesarios. La Comisión debe comunicar antes del 15 de Abril y 15 de octubre de cada año al Ministerio de Economía y las empresas generadoras los precios de nudo definitivos. El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá publicar los nuevos valores a más tardar el 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

No obstante todo lo anterior, la Ley N° 20.018 estableció que las empresas distribuidoras deberán realizar licitaciones para determinar el precio de la energía. Antes de esta Ley, las empresas licitaban el suministro de energía con las empresas generadoras, de manera tal que los contratos adjudicados se valorizaban a precio nudo, el cual es recalculado por la Comisión cada 6 meses. El año 2006 se realizaron las primeras licitaciones para suministro de energía a partir del 2010. La ley establece que las distribuidoras, deberán disponer permanentemente de suministro de energía para abastecer sus clientes regulados, para a lo menos los próximos 3 años, por lo cual deberán llevar a cabo licitaciones de contratos de compra de energía de mediano y largo plazo (hasta 15 años). Las licitaciones serán públicas, abiertas, no discriminatorias, transparentes y adjudicarán a

palabras, el programa de obras y los costos marginales de corto plazo se determinan simultáneamente. Además, en el caso de los sistemas hidroeléctricos como el SIC, el cálculo de los costos marginales de corto plazo resulta ser muy complejo debido a la incertidumbre asociada a las condiciones hidrológicas. En efecto, el costo marginal en un sistema termo-hidroeléctrico es fuertemente dependiente del nivel de agua disponible y por ende de las condiciones hidrológicas.

⁴⁶ Previo a la publicación de la Ley N° 19.940, la banda de precios, en torno a los precios libres, era de 10%.

aquellas ofertas de menor precio. Las bases de la licitación serán elaboradas por las concesionarias y aprobadas por la CNE. El precio de la potencia, durante la vigencia del contrato licitado, será igual al precio de nudo vigente al momento de la licitación, mientras el precio de la energía será escogido libremente por el oferente de la licitación, pero no podrá ser superior al límite superior de la banda de precios del informe de precio nudo vigente al momento del llamado a licitación incrementado en un 20%.

3.2 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION (VAD)

El VAD corresponde al costo medio de proveer el servicio de distribución eléctrica y se determina a partir de la operación simulada de una empresa modelo para distintas zonas con estructuras de costos similares. Cabe señalar que se realiza un proceso para el conjunto de las empresas y no para cada empresa como es el caso de los sectores de telecomunicaciones y sanitario.

La CNE realiza el estudio de costos de la empresa modelo pero las empresas del sector tienen la posibilidad de contratar también un estudio. En este caso, el valor final de los valores agregados de distribución es un promedio ponderado de los resultados obtenidos por la CNE y las empresas, con una ponderación de dos tercios y un tercio, respectivamente.

La metodología de cálculo de los valores agregados difiere totalmente de la del precio de nudo. En el caso de los precios de nudo, se trata principalmente de aplicar modelos matemáticos de optimización actualizando, cada semestre, las variables exógenas al modelo. Lo complejo de estos procesos es la elaboración de los modelos pero su aplicación se convierte en las etapas posteriores en una actividad periódica. En cambio, el cálculo de los valores agregados requiere de un estudio específico para cada proceso. Cada cuatro años se debe estimar los costos medios de largo plazo de una empresa modelo para cada área típica definida en las bases. La empresa modelo es una empresa teórica que cumple con el requisito básico de ser eficiente en su política de inversiones y en la gestión⁴⁷. Para poder calcular los costos medios de distribución y de atención a cliente se desarrollan las siguientes etapas previas: i) dimensionamiento de la demanda, ii) de las instalaciones del sistema eléctrico de distribución, iii) de la organización de la empresa modelo, iv) de las instalaciones de muebles e inmuebles, v) determinación de los precios unitarios de los recursos y vi) cálculo de las pérdidas medias de energía y potencia.

El procedimiento formal correspondiente a la fijación de los precios de distribución es mucho más complejo que el de los precios de nudo. Se inicia un año antes del término del período de vigencia de las tarifas con la estimación del valor nuevo de reemplazo (VNR)⁴⁸ de las instalaciones de cada empresa concesionaria. Esta información sirve principalmente para el chequeo de rentabilidad que se efectúa al final del proceso. Luego, seis meses antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la CNE entrega las bases del estudio; las empresas tienen quince días para hacer llegar sus observaciones y la CNE quince días para responderlas. Antes de dos meses del término del período de vigencia, las empresas deben entregar su estudio a la CNE, la que tiene un lapso de quince días para comunicar los valores agregados de distribución finales y las tarifas preliminares correspondientes a estos valores agregados. A partir de estas tarifas preliminares se efectúa el chequeo de rentabilidad de la industria. Si la rentabilidad global de la industria con las nuevas tarifas preliminares es inferior a 6% o superior a 14%, se deben ajustar los valores agregados (y consecuentemente las tarifas finales) hasta llegar al límite inferior o superior de la banda según corresponda. Antes de treinta días del término de vigencia de las tarifas, la CNE debe comunicar al Ministerio de Economía las tarifas que aplicarán durante el período siguiente, las que

⁴⁷ Esta empresa modelo debe además cumplir con los estándares de calidad de servicio exigido por la ley, tener instalaciones adaptadas a la demanda y operar en el país.

⁴⁸ El VNR equivale al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos utilizados para dar el servicio de distribución, y es calculado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

son oficializadas en un decreto y luego enviadas a la Contraloría para su posterior publicación en el Diario Oficial.

3.3 TRANSMISIÓN TRONCAL

Los sistemas de transmisión troncal, definidos a partir de la ley 19.940, están constituidos por el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de mayor capacidad⁴⁹ cuya utilización no es atribuible exclusivamente a un grupo pequeño de consumidores o generadores, sino que son de uso compartido por todos los usuarios del sistema (centrales generadoras y consumos). Las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, previo informe técnico de la CNE. La Ley señala que toda empresa que inyecte o retire energía y potencia al sistema eléctrico, hace uso de aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo CDEC.

El procedimiento que establece la Ley indica que cada cuatro años se fijará el valor anual de la transmisión por tramo (VATT), compuesto por la anualidad del valor de inversión (VI), más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo (COMA). El VI de una instalación de transmisión es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, considerando una tasa de descuento del 10% real anual.

El VATT se determinará mediante un único estudio licitado internacionalmente, financiado por las empresas (generadoras, transmisoras y distribuidoras), adjudicado y supervisado por un Comité en donde participan todos los actores del mercado (autoridad, generadores, distribuidores, transmisores, consumidores) y sancionado por un Panel de Expertos. El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en las distintas alternativas de expansión, en los siguientes cuatro años; no obstante, el estudio considera un período de análisis de a lo menos diez años. Los proyectos de expansión se identificarán anualmente por la CNE sobre la base de una propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC del respectivo sistema.

El proceso regulatorio contempla que quince meses antes del término de la vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la CNE pondrá a disposición de los participantes y usuarios e instituciones interesadas las Bases preliminares, quienes podrán realizar sus observaciones ante la CNE. Luego, la CNE publicará las Bases definitivas, las cuales podrán ser discrepadas ante el Panel de Expertos en caso de mantener discrepancias por parte de las empresas. El estudio será licitado, adjudicado y supervisado por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Economía, uno de la CNE, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal, dos representantes de quienes inyectan en el troncal, un representante de las distribuidoras y un representante de los clientes libres. El estudio tendrá un plazo máximo de ocho meses, finalizando con la entrega de un informe final de valorización del sistema de transmisión troncal y una audiencia pública donde se presentarán los resultados del estudio a los participantes y usuarios interesados, quienes podrán realizar sus observaciones. A continuación, la CNE emitirá un informe técnico basado en el estudio de VATT y dichas observaciones. De persistir las discrepancias, las empresas podrán recurrir al Panel de Expertos. Posteriormente, el Ministerio de Economía dictará el Decreto con el VATT. Finalmente, el CDEC determinará los valores de peajes de transmisión troncal respectivos. Los pagos de los peajes de transmisión troncal de los clientes regulados se encuentran incorporados en la fijación de precio de nudo.

⁴⁹ Tensión igual o superior a 220kV.

3.4 SUBTRANSMISIÓN

Los sistemas de subtransmisión, definidos a partir de la ley 19.940, están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas que están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, que no califiquen como instalaciones troncales y cuya utilización no sea atribuible exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. Las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, previo informe técnico de la CNE. La Ley señala que toda empresa que inyecte o retire energía y potencia al sistema eléctrico, que hace uso de aquellas instalaciones de un sistema de subtransmisión deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo CDEC.

La Ley establece que el valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la CNE cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas y una tasa de actualización del 10% real anual. Para determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas propietarias de las instalaciones de subtransmisión deberán desarrollar un estudio de costos conforme a lo establecido en la Bases elaboradas por la CNE. En cada sistema de subtransmisión y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante "peajes de subtransmisión", que cubran el valor anual de subtransmisión y que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro.

El proceso regulatorio contempla que trece meses antes del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la CNE emitirá las Bases técnicas para el estudio de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Las empresas subtransmisoras, como también los usuarios y las instituciones interesadas⁵⁰ podrán efectuar observaciones a las Bases. La CNE acogerá o rechazará fundadamente las observaciones y comunicará las Bases técnicas definitivas. Si se mantuviesen discrepancias, las empresas subtransmisoras o usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, quien resolverá en definitiva. Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas subtransmisoras presentarán a la CNE un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión que resulte de su estudio. La CNE convocará a una audiencia pública donde el consultor expondrá los resultados del estudio y los usuarios e instituciones interesadas podrán realizar sus observaciones.

Realizada la audiencia, la CNE dispondrá de un plazo de tres meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, que comunicará mediante un informe técnico. En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas podrán recurrir al Panel de Expertos, el cual resolverá en definitiva. Finalmente las tarifas serán dictadas por decreto del Ministerio de Economía, previo envío del informe técnico definitivo por parte de la CNE.

3.5 SISTEMAS MEDIANOS

Los sistemas medianos, definidos a partir de la ley 19.940, corresponden a los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW.

A diferencia de los sistemas interconectados, donde se fija un precio de generación (precio de nudo) semestral y peajes de transmisión cada cuatro años, la ley establece que los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión de los sistemas medianos, así como

⁵⁰ Previamente registrados en la CNE

también los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, de sistemas eficientemente dimensionados, considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico, considerando un horizonte de planificación no menor a quince años y una tasa de descuento real anual de un 10%.

Antes de doce meses del término del período de vigencia de los precios de generación y de transmisión, la CNE comunicará a las empresas que operen en sistemas medianos las Bases de los estudios para la determinación del plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión. Las empresas podrán efectuar observaciones a las Bases y la CNE acogerá o rechazará fundadamente dichas observaciones y comunicará las Bases definitivas.

En cada sistema mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. El estudio deberá ser entregado a la CNE antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas. Una vez recibido el estudio, la CNE dispondrá de tres meses para revisarlo, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes, a través de un informe técnico. Las empresas podrán formalizar su acuerdo o desacuerdo con el informe técnico, y en caso de no alcanzar acuerdo, el Panel de Expertos resolverá en definitiva. Finalmente las tarifas serán dictadas por decreto del Ministerio de Economía, previo envío del informe técnico definitivo por parte de la CNE.

Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión que sean establecidos en el decreto tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes.