

**UNIVERSIDAD DE CHILE**

**FACULTAD DE DERECHO**

**DEPARTAMENTO DE DERECHO ECONOMICO**

**SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE LICENCIADO  
EN CIENCIAS JURÍDICAS Y SOCIALES**

**MARÍA VICTORIA ECHAVE HAMILTON**

**PROFESOR GUÍA: EDUARDO RODRÍGUEZ DEL RÍO**

**SANTIAGO, SEPTIEMBRE 2002**

**A mi querido Eduardo y a mis padres por todo su apoyo.**

## **AGRADECIMIENTOS**

**Agradezco a todas las personas e instituciones que con su desinteresada colaboración permitieron la realización de esta memoria. Entre ellos, al personal de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Comisión Nacional de Energía, profesionales de las empresas Chilectra y Compañía General de Electricidad y por supuesto y de las Bibliotecas de la Universidad de Chile.**

**Especial agradecimiento a don Eduardo Rodríguez Del Río en su calidad de profesor guía, quien siempre estuvo solícito a mis consultas, y a don Claudio Verdugo Barros, por sus constantes aportes a este trabajo.**

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN	ix
<b>CAPÍTULO I: Marco jurídico regulatorio de la actividad eléctrica.</b>	<b>1</b>
A Evolución legislativa en materia eléctrica	1
A.1 Características generales de la Ley Eléctrica DFL N° de 1982	2
- Legislación que rige al sector eléctrico.	4
- Normas Técnicas	7
<b>CAPÍTULO II: Descripción del sector eléctrico en su conjunto.</b>	<b>10</b>
A- Estructura	10
A.1 Las empresas eléctricas.	10
a) Características empresas generadoras	11
b) Características empresas transmisoras	16
B- Los sistemas eléctricos.	18
B.1 Centro Económico de Despacho Económico de Carga (CDEC)	20
C- Entes reguladores y fiscalizadores.	21
<b>CAPÍTULO III: El Servicio Público : Naturaleza Jurídica de la Distribución de Energía Eléctrica</b>	<b>24</b>
A- Desarrollo histórico del servicio público	24
B- Conceptos y definiciones de servicio público en general	27
- Servicios públicos de gestión privada, servicios públicos concedidos	32
- Naturaleza jurídica de la concesión de servicios públicos	32
<b>CAPÍTULO IV: Descripción del Sector Distribución.</b>	<b>34</b>
<b>CAPÍTULO V: Características de la Distribución de Energía Eléctrica.</b>	<b>39</b>
<b>CAPÍTULO VI: Concesión de Distribución.</b>	<b>42</b>
A- Introducción.	42
B- Tipos de concesiones.	45
C- Procedimiento de constitución de las concesiones eléctricas.	47
1. Solicitud	47
2. Tramitación de la solicitud	49
3. Resolución de la autoridad competente	51
4. Formalidades posteriores	51
D- Derechos y obligaciones del concesionario definitivo del servicio público de distribución.	52
a- Derechos.	52

b- Obligaciones.	55
E- Rol de la Comisión Nacional de Energía	57
<b>CAPÍTULO VII: Servidumbres.</b>	<b>59</b>
A. Clasificación de las servidumbres	
B. Servidumbres en el Código Civil y en la Ley de Regulación Eléctrica	60
C. Constitución voluntaria de servidumbres	62
D. Normativa eléctrica en las servidumbres	66
E. Servidumbres de paso o transmisión de energía eléctrica y de postación	69
E.1 Establecimiento de las servidumbres de paso y de postación	70
F. Otros tipos de servidumbres	77
F.1 Servidumbres prohibidas	77
F.2 Servidumbres de tránsito	79
F.3 Servidumbres transitorias	79
<b>CAPÍTULO VIII: Permisos.</b>	<b>80</b>
<b>CAPÍTULO X Continuidad y Calidad del Suministro Eléctrico.</b>	<b>86</b>
A- Continuidad y calidad del suministro eléctrico en la distribución	87
A.1 Calidad del suministro	88
A.2 Continuidad del suministro y sus excepciones	89
A.2.1 Excepciones a la continuidad del suministro	91
(i) Corte y reposición del suministro	91
(ii) Caso fortuito o fuerza mayor	96
(iii) Dictación de un decreto de racionamiento	96
B- Calidad del suministro en la generación y transmisión	96
B.1 Calidad del suministro en el Reglamento	98
- Medios para impulsar el cumplimiento de la obligación de suministro	99
C.1 Sanciones administrativas y penales	99
C.2 Aseguramiento provisional del servicio	100
C.3 Las compensaciones	101
C.3 A) Artículo 16B, Ley N° 18.410	104
C.3 B) Características de la compensación descrita	105
C.3 C) Artículo 99 bis, DFL N° 1/82	112
a) Principales diferencias entre el actual y el antiguo texto del art. 99bis	113
b) Características de esta compensación	115
<b>CAPÍTULO X: Obligatoriedad del Servicio de Distribución.</b>	<b>121</b>
<b>CAPÍTULO XI: Los precios.</b>	<b>123</b>
- Clientes regulados	123
A- Clientes libres	128
B- Determinación de los precios.	129
C- Elementos que se consideran para la determinación de los precios	131
D- Valor agregado por costos de distribución VAD	131

E.1 Areas Típicas y la Empresa Modelo según las Bases para el calculo de las componentes del VAD	132
F- Valor nuevo de remplazo VNR	150
G- Precio de Nudo.	153
H- Clases de tarifas.	157
A) Tarifa BT- 1	158
B) Tarifa BT- 2 y AT- 2	160
C) Tarifa BT- 3 y AT- 3	162
D) Tarifa AT- 4 BT- 4	162
I- Procedimiento para acceder al suministro eléctrico, relacionado a una determinada tarifa.	165
<b>CAPÍTULO XII: Contratos en la distribución.</b>	167
- Los contratos de las distribuidoras en forma particular.	173
A- El contrato de suministro de energía eléctrica.	173
* Características	173
1- Contrato de suministro a clientes regulados	176
2- Contrato de suministro a clientes libres	179
B- Contratos especiales de suministro	181
A) Contratos con las generadoras.	182
- Caso de la Empresa distribuidora Saeza	183
B) Contratos entre distribuidoras	187
C) Contratos de aportes financieros reembolsables	187
<b>CAPÍTULO XIII: Relaciones entre empresas distribuidoras y sus clientes.</b>	190
1- Derechos y Obligaciones	190
2- Conexión de servicios	191
3- Aplicación de tarifas	193
4- Medición y facturación	196
<b>CAPÍTULO XIV: Sanciones.</b>	201
- Caducidad de las concesiones	201
- Causales	203
- Otras sanciones	207
<b>CAPÍTULO XV: Termino de una Concesión de Distribución de Energía Eléctrica.</b>	210
<b>CAPÍTULO XVI Posibles modificaciones al DFL N° 1 de 1982.</b>	213
- Esquema original	213
- Nuevas propuestas	217
- Conclusiones	224
- Bibliografía	228
- Anexo	234

## RESUMEN

El objeto de la presente memoria es otorgar una visión amplia de los aspectos básicos de la Distribución de Energía Eléctrica.

Con este fin, se ha expuesto en principio, el marco jurídico regulatorio de esta actividad, su desarrollo histórico, características, naturaleza jurídica y el procedimiento para obtener una concesión de distribución de energía eléctrica.

Posteriormente, y como un elemento importante para el desarrollo de la actividad eléctrica en general, se trataron en extenso las servidumbres eléctricas, sus características y procedimiento para obtención o imposición de las mismas.

Se destacó en forma somera, el papel de los permisos en materia eléctrica, para luego entrar de lleno a las principales obligaciones de los concesionarios, cuales son la calidad, la continuidad y la obligatoriedad del suministro eléctrico. Es respecto de estas obligaciones donde se han suscitado los mayores problemas respecto de la legislación aplicable en materia eléctrica. Es así, como se describen diversas divergencias surgidas respecto de la aplicación del artículo 99 bis del DFL N°1 de 1982 y 16 B de la Ley N° 18.410.

Luego se abordaron los precios en la distribución, tratándose las diversas tarifas existentes, los elementos, las autoridades y el procedimiento utilizado para

la determinación de los mismos.

Como en la mayoría de las actividades, se describieron los distintos tipos de contratos que encontramos en la actividad eléctrica de la distribución; entre ellos los contratos con las generadoras, con los clientes libres y con los clientes regulados. Directamente relacionadas con los contratos, están las relaciones entre distribuidor y cliente, las que se encuentran detalladamente reguladas tanto en la Ley Eléctrica como en su Reglamento.

Además, se desarrollan los modos de poner término a las concesiones de distribución y entre ellas las derivadas de sanciones impuestas por la autoridad competente en la materia.

Por último, se ha hecho un pequeño resumen de las posibles modificaciones en materia de distribución y los avances que los proyectos de las mismas han tenido hasta esta fecha.



## INTRODUCCIÓN

Respecto a nuestra Legislación Eléctrica, en términos generales, no existe una literatura jurídica abundante; ello lleva necesariamente a hacer un análisis del sector eléctrico y, más precisamente del sub-sector distribución, basado principalmente en la normativa que los rige y en la jurisprudencia que en torno a ella se ha ido generando.

Tomando en consideración lo señalado, se ha estructurado la presente memoria, la cual versa sobre el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, único de los sub-sectores eléctricos, que hasta el momento, detenta la calidad de servicio público.

Este trabajo, no se enfoca solamente en lo que es el servicio público en sí, sino que abarca los principales temas relacionados con la distribución de energía eléctrica a lo largo de todo su desarrollo, esto es, desde que se obtiene la concesión y hasta que ésta termina o es caducada por incumplimiento de las normas legales y reglamentarias que la rigen.

Se desarrollan, los principios y las características que diferencian al sub-sector distribución de los otros sub-sectores que conforman al sistema eléctrico,

esto es, de la generación y transmisión de energía eléctrica.

A grandes rasgos, un sistema eléctrico se compone por tres sub-sectores: la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica. Se diferencian las dos primeras de ésta última, primordialmente por el hecho que la distribución está sujeta, en su ejercicio a la obtención de una concesión para poder desarrollar la actividad misma de distribución, lo que no es necesario en los otros sub-sectores eléctricos.

La distribución de energía eléctrica, en consideración a sus características propias, se encuentra sometida a normas especiales en la Legislación Eléctrica en lo concerniente a la calidad y continuidad del servicio y, especialmente, en cuanto a las normas que establecen sanciones como la caducidad de concesiones, caso en el cual existen causales que sólo se le aplican a la distribución.<sup>1</sup>

Otra importante diferencia que se puede mencionar, es la relativa a las tarifas correspondientes a cada sector; si bien todas ellas se basan en el criterio marginalista, son distintos los componentes tomados en consideración para su cálculo. Además, existen diferencias en cuanto a la forma de cómo y por quién se determinan éstas.

Las tarifas de la distribución son fijadas por la autoridad -el Ministerio de Economía- previo informe de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo a un sistema basado en una empresa modelo de distribución.

x

---

<sup>1</sup> Aparte de las causales de caducidad comunes a toda concesión eléctrica, dispuestas por el artículo 38 del Capítulo IV del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, la distribución se encuentra sometida a las causales señaladas en los artículos 40 y 45 del mismo cuerpo normativo.

Se destacan, entre otros, la obligación que pesa sobre una empresa concesionaria de servicio público de distribución de otorgar suministro eléctrico a cualquiera que, estando ubicado dentro de la respectiva zona de concesión, solicite el suministro mencionado. Es además, un servicio que debe prestarse en forma continua, permanente y regular, a fin de satisfacer una necesidad colectiva.

También se desarrollan algunos de los problemas que han surgido respecto a la aplicación de la Ley Eléctrica y de su Reglamento, analizando acciones legales que ello ha suscitado, y las soluciones a las que, en casos concretos, se ha llegado.

En conclusión, teniendo presente lo amplio del tema escogido, se describen aquellos temas que se han considerado más relevantes para posibilitar la comprensión de lo que implica básicamente la distribución de energía eléctrica, destacando sus principales características.

# I

## MARCO JURÍDICO REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD ELECTRICA

### A - EVOLUCIÓN LEGISLATIVA EN MATERIA ELECTRICA <sup>1</sup>

Ya en 1904 se dicta la primera ley relativa al sector eléctrico; ésta fue la Ley N° 1.665, del Ministerio del Interior, publicada en el Diario Oficial de 04 de Abril de 1904, sobre “Prescripciones para la concesión de permisos para la instalación de empresas eléctricas en la República” la que, básicamente, radicaba en el Presidente de la República la potestad para otorgar concesiones eléctricas y para autorizar la ocupación de bienes nacionales o fiscales con líneas eléctricas.

Luego, se dictó la primera Ley General Eléctrica: el Decreto Ley N° 252 del Ministerio de Obras y Vías Públicas, publicado en el Diario Oficial de 18 de febrero de 1925. Respecto de este Decreto Ley, se dictó un “Reglamento de Concesiones”, aprobado por Decreto Supremo N° 2.421, publicado en el Diario Oficial de 17 de diciembre de 1925, base del posterior Reglamento de Concesiones de 1934.

Es de interés destacar que, durante la vigencia de este Decreto Ley, se estaba en un período en que la distribución eléctrica era de exclusiva participación privada, por lo que sus normas se encaminaban principalmente a posibilitar la acción de los concesionarios privados, postura que se mantiene por la siguiente ley eléctrica.

---

<sup>1</sup> Basado en el Informe en Derecho elaborado por el abogado Alejandro Vergara Blanco, “Análisis para establecer concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica y de la utilización de bienes privados y públicos para tal fin”.

A continuación, en 1931 se dictó la segunda Ley General Eléctrica, DFL N° 244 de 1931, del Ministerio del Interior, publicado en el Diario Oficial de 30 de mayo de 1931. Durante su vigencia se dictó el Reglamento de Concesiones, aprobado por el Decreto Supremo N° 385 de 1934, que en lo no derogado sigue vigente hasta hoy.

Esta segunda Ley General Eléctrica, sigue el mismo esquema exclusivamente privado de la legislación anterior. Presenta una novedad, en cuanto establece por primera vez, una forma de fijación de la indemnización en materia de servidumbres para los dueños de los predios afectadas con éstas, a través de una Comisión de Hombres Buenos, en materia de servidumbres eléctricas.

Por último y antes de la actual Ley Eléctrica DFL N° 1 de 1982, se dictó la tercera Ley General Eléctrica, DFL N° 4 de 1959, del Ministerio de Hacienda, publicado en el Diario Oficial de 31 de agosto de 1959. Esta ley se dicta en un ambiente político y económico diverso a las anteriores, pues se caracterizó esta época por una creciente participación empresarial del Estado en el sector eléctrico, así como en la generalidad de las actividades productivas relevantes del país.

En esta ley aparece por primera vez un importante principio, que modificaba la situación anterior, y que se va a mantener en la legislación posterior (de 1982), y es el relativo al uso de terrenos públicos para todo tipo de concesión eléctrica.

Vigente a la fecha, se encuentra el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, publicado en el Diario Oficial N° 31.366, de 13 de septiembre de 1982, "Ley General de Servicios Eléctricos en materia de Energía Eléctrica", el que ha sido objeto de diversas modificaciones, siendo la última la Ley 19.613 como reseñaremos a continuación.

#### A.1 CARÁCTERÍSTICAS GENERALES DE LA LEY ELECTRICA, D.F.L. N° 1 DE 1982.

Por ser el cuerpo normativo básico en materia eléctrica, se hará a continuación una breve reseña de las características de la Ley Eléctrica vigente en nuestro país.

En 1982 se dictó el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, que correspondió a la cuarta Ley General de Servicios Eléctricos del país.

Este cuerpo normativo fue pionero en el mundo en diversos aspectos. Consagró, desde un punto de vista regulatorio, la separación de las actividades de generación, transmisión o transporte y la distribución de energía eléctrica, razón por la cual se procedió a la descentralización y regionalización de las empresas eléctricas existentes a la fecha, Endesa y Chilectra, ambas empresas estatales integradas verticalmente. La desconcentración vertical y horizontal de estas dos empresas, permitió la posterior privatización de una veintena de empresas escindidas de aquellas, y su expansión en Chile y en el resto del continente.

La Ley consagró un mercado libre y competitivo para el sector generación y reguló los precios para las actividades de transmisión y distribución, ya que estas últimas presentan economías de escala y, por lo tanto, características de monopolio natural. Con la idea de fomentar la competencia al interior del sector generación, la Ley permitió la libre entrada de centrales generadoras a los sistemas eléctricos; el libre acceso de las generadoras sujeto a las condiciones que se señala en el párrafo siguiente a las líneas de transmisión para dar suministro a las distribuidoras y a los consumidores finales de más de 2000 kW de potencia instalada; y precios regulados pero vinculados a los precios libres para las ventas a empresas distribuidoras, esto porque los precios de nudo definitivos que la Comisión determine no podrán diferir en más de 10% de los precios correspondientes a suministros no sometidos a fijación de precios.

En transmisión, se estableció la obligatoriedad de transporte de bloques de potencia y energía de terceros, en tanto exista capacidad de transporte disponible, y se reguló la metodología para la determinación de los peajes que deben pagar los usuarios de estas instalaciones.

Finalmente, en la distribución, la normativa reguló la actividad como servicio público, imponiendo la obligatoriedad de dar suministro eléctrico a todos los clientes pertenecientes al área de concesión y regulando los precios y la calidad del servicio para el suministro a los consumidores de potencia inferior a 2000 kW de potencia instalada.

No obstante las características descritas, en la actualidad se estudian diversas modificaciones a esta Ley, ya que sin perjuicio del incuestionable desarrollo que ha tenido el sector eléctrico a partir de la dictación del DFL N°1/82, si se analiza la organización industrial del segmento generación-transmisión y distribución, se observa que en base a la legislación que regula el comportamiento del sector, y el grado de integración existente en la actualidad, se concilian ciertas variables capaces de generar potenciales barreras de entrada que pueden inhibir una competencia efectiva en el sector. Por otra parte, se ha dicho, que la experiencia ha demostrado la necesidad de perfeccionar ciertas materias reguladas en la Ley, en especial, las que se refieren a los procesos de fijación tarifaria.

## B - LEGISLACION QUE RIGE AL SECTOR ELECTRICO

Diversos cuerpos normativos, tanto legales como reglamentarios y técnicos, son los que rigen al sector eléctrico, por lo que para efectos de poder consultarlos y tener

una mejor comprensión de las materias expuestas en este trabajo, los indicamos sucintamente a continuación:

- 1- Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, ya individualizado, que constituye la Ley General de Servicios Eléctricos, y que legisla sobre producción, transporte, distribución, régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y sobre funciones del Estado relacionadas con estas materias.
- 2- Ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicada en el D. O. de 22 de mayo de 1985 y sus modificaciones contenidas en la Ley N° 19.613, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicada en el D. O. de 8 de junio de 1999.
- 3- Ley N° 19.613 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicada en el D.O. de 8 de junio de 1999, que modifica a la ley 18.410 y al D.F.L. N° 1 de 1982.
- 4- Decreto Supremo N° 327, del Ministerio de Minería, de 12 de diciembre de 1997, publicado en el D.O. de 10 de septiembre de 1998, que fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 5- Decreto Ley N° 2.224, del Ministerio de Minería, publicado en el D.O. de 8 de junio de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones establecidas en la Ley N° 18.482, del Ministerio de Hacienda, publicada en el D.O. de 28 de Diciembre de 1985



- 6- Decreto Supremo N° 119, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el D.O. de 25 de agosto de 1989, que fija el Reglamento de Sanciones en materia eléctrica y combustibles.
  
- 7- Decreto Supremo N° 632, de 13 de noviembre de 2000, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el D.O. de fecha 15 de noviembre de 2000, que fija las fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución.
  
- 8- Decreto Supremo N° 92, de 13 de mayo de 1982, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el D. O. de fecha 30 de junio de 1983, que crea el Reglamento de Instalaciones Eléctricas y de Electricistas de Recintos de Espectáculos Públicos.
  
- 9- Decreto Supremo N° 193, de 02 de septiembre de 1983, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el D. O. de fecha 12 de noviembre de 1983, que establece el Reglamento del artículo 62° del D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería.
  
- 10- Decreto Supremo N° 399, de 21 de noviembre de 1985, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el D.O. de fecha 23 de mayo de 1986, que establece el Reglamento para la certificación de productos eléctricos.

## NORMAS TECNICAS:

- 1- Decreto Supremo N° 91, de 27 de abril de 1984, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicado en el D. O. de 18 de agosto de 1984, acerca de elaboración y presentación de proyectos, (NCH Elec. 2/84).
- 2- Resolución Exenta N° 692, de 29 de septiembre de 1971, publicada en el D. O. de fecha 29 de septiembre de 1971, sobre medidores eléctricos (NSEG 3E. N71).
- 3- Decreto Supremo N° 91, de 27 de abril de 1984, Ministerio de Economía, publicado en el D. O. de 18 de agosto de 1984, acerca de instalaciones interiores en baja tensión (NCH Elec. 4/84).
- 4- Resolución Exenta N° 692, de 29 de septiembre de 1971, publicada en el D. O. de fecha 29 de septiembre de 1971, sobre instalaciones eléctricas de corrientes fuertes (NSEG 5. E. n 71).
- 5- Resolución Exenta N° 692, de 29 de septiembre de 1971, publicada en el D. O. de fecha 29 de septiembre de 1971, sobre cruces y paralelismos de líneas eléctricas (NSEG 6. E. n 71).
- 6- Resolución Exenta N° 807, de 28 de agosto de 1975, publicada en el D. O. de Fecha 08 de septiembre de 1975, sobre tensiones normales para sistemas e instalaciones (NSEG 8 E. n 75).

- 7- Resolución Exenta N° 767, de 20 de octubre de 1971, publicada en el D. O. de fecha 26 de octubre de 1971, sobre diseño de alumbrado público en sectores urbanos (NSEG. 9 E. n. 71).
  
- 8- Decreto Supremo N° 91, de 27 de abril de 19 84, publicado en el D. O. de fecha 18 de agosto de 1984, sobre trámite para la puesta en servicio de una instalación interior (NCH Elec.10/84).
  
- 9- Decreto Supremo N° 196, de 06 de julio de 1987, publicado en el D. O. de fecha 26 de agosto de 1987, sobre empalmes aéreos monofásicos (NCH Elec. 12/87).
  
- 10-Resolución exenta N° 2, de 02 de enero de 1978, publicada en el D. O. de fecha 09 de enero de 1978, sobre recubrimientos a base de pinturas para cajas metálicas de empalmes eléctricos y similares (NSEG 13 E. n. 78).
  
- 11-Resolución Exenta N° 780, de 17 de agosto de 1976, publicada en el D. O. de fecha 21 de agosto de 1976, sobre empalmes aéreos trifásicos (NSEG 14 E. n 76).
  
- 12-Resolución Exenta N° 2, de 02 de enero de 1978, publicada en el D. O. de fecha 09 de enero de 1978, sobre especificaciones para luminarias de calles y carreteras (NSEG 15 E. n 78).

- 13-Resolución Exenta N° 2, de 02 de enero de 1978, publicada en el D. O. de fecha 09 de enero de 1978, sobre especificaciones para transformadores de distribución en 13,2 kw (NSEG 76 E n. 78).
- 14-Resolución Exenta N° 943, de 08 de noviembre de 1978, publicada en el D. O. de fecha 13 de noviembre de 1979, sobre subestaciones transformadoras interiores (NSEG 20 E. p 78).
- 15-Resolución Exenta N° 33, de 09 de enero de 1978, publicada en el D. O. de fecha 13 de enero de 1979, sobre alumbrado público en sectores residenciales (NSEG. 21 E. n 78).
- 16-Decreto Supremo N° 716, de 14 de junio de 1985, publicado en el D. O. de fecha 04 de septiembre de 1985, sobre sistemas de medida para tarifa horaria BT 4.1 caso monofásico (NCH Elec. 32/85).
- 17-Decreto Supremo N° 372, de 13 de noviembre de 1986, publicado en el D. O. de fecha 05 de enero de 1987, sobre sistemas de medida para tarifas horarias BT 4.1 y AT 4.1. Caso Trifásico (NCH Elec. 34/86).
- 18-Resolución Exenta N° 1106 del 28 de diciembre de 1998, que establece metodología, forma y medios de presentación, procedimiento de valorización, y sistema de cuentas para registrar el valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones de las concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica.

## II

### DESCRIPCION DEL SECTOR ELECTRICO EN SU CONJUNTO

Es necesario, antes de comenzar con el estudio del sector distribución, proporcionar una visión general acerca del funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto, y en forma somera dar una noción de los distintos agentes integrantes de éste, y de las funciones más importantes que tiene cada uno de ellos.

#### A - ESTRUCTURA<sup>2</sup>

El sector eléctrico, como ya se anticipara, se encuentra constituido, básicamente, por las empresas eléctricas, donde se comprenden las generadoras, transmisoras y las distribuidoras, luego por los sistemas eléctricos y, por último, los entes reguladores y fiscalizadores entre ellos, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional de Energía (CNE), los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, y otros entes relacionados como la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), etc.

#### A.1 - LAS EMPRESAS ELECTRICAS<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Tomado de los antecedentes de la Comisión Nacional de Energía ([www.cne.cl](http://www.cne.cl)).

<sup>3</sup> Idem nota 3.

En el sector eléctrico chileno participa un total de 58 empresas eléctricas. De ellas 36 empresas son concesionarias del servicio público de distribución, 26 son generadoras, y 5 están dedicadas exclusivamente a la transmisión de electricidad. Cabe destacar que de las generadoras existentes, 9 son propietarias de líneas de transmisión y dos de ellas cuentan con concesión de distribución.

Por otra parte, la legislación chilena no impide que una misma empresa participe en las tres actividades, no obstante ello, sólo existen dos casos de integración vertical completa. Se trata de las empresas que abastecen los sistemas eléctricos de Aysén y Magallanes.

a) Características de las empresas generadoras.

En cuanto a las empresas generadoras, se caracterizan por lo siguiente:

La principal fuente de energía primaria utilizada en el país para producir electricidad es la hidroelectricidad. Adicionalmente se utilizan el carbón, petróleo, gas natural, etc.

La gran mayoría de la electricidad utilizada en nuestro país es producida por las centrales hidroeléctricas, las cuales son: de embalse, como Colbún, Pehuenche, El Toro, Rapel, etcétera; de pasada, las que se ubican en el afluente del río, entre ellas: Pilmaiquén, Pullinque, Alfalfal; y por último las mixtas, que son de pasada con alguna capacidad de embalse, por ejemplo: Los Molles y Antuco.

Luego se encuentran las centrales térmicas, las cuales utilizan diversos productos como materia prima, como el gas, carbón, petróleo, aserrín, vapor de agua, etc. Estas centrales térmicas, son de bajo costo de inversión, pero de un alto costo de operación.

Por último, podemos mencionar la reciente introducción de las centrales de ciclo combinado que operan a gas natural, reutilizando el vapor que sale por una turbina para hacer funcionar otra turbina; ejemplos de este tipo de centrales generadoras son Nehuenco y Nueva Renca.

Ahora, en cuanto al mercado de las generadoras<sup>4</sup>, éste se regula por la competencia, la que es posible por la ausencia de restricciones de entrada. Los precios son los que dan las señales para la operación e inversión. Esto se sustenta en el principio que si las reglas para determinarlos son correctas, entonces las decisiones de inversión serán las adecuadas. Por último, como se reseñara en las características del DFL N° 1/82, se creó un mercado eléctrico para que estas empresas generadoras vendieran energía. Este mercado de la generación, se caracteriza por ser un sistema que opera interconectado, cuyo despacho de energía se encuentra coordinado por un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), que debe existir en cada sistema eléctrico. Cada CDEC debe contar con un Centro de Despacho y Control, para la coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras y líneas de transporte.<sup>5</sup> Este despacho se realiza en forma independiente de los contratos que cada empresa generadora suscriba con sus clientes, y en estricto orden de mérito; primero se despachan las centrales hidráulicas de pasada, que son las más económicas, dado que su costo marginal<sup>6</sup> es el menor, luego las térmicas en orden creciente de costos, tanto de ciclo combinado como de ciclo simple. Al respecto, el artículo 264 del D.S. 327 establece que: "Los costos marginales a utilizar en la valorización de las

---

<sup>4</sup> Ponencia de Alexander Galéovic titulada "Notas sobre la regulación del sector eléctrico", realizada para el curso de legislación eléctrica de la Universidad de Chile, 1999.

<sup>5</sup> Art. 183 D.S. 327.

<sup>6</sup> De acuerdo al Artículo 263 del Reglamento de la Ley Eléctrica, el "costo marginal" es aquel en que incurre el sistema en un período determinado para suministrar una unidad adicional de energía al sistema.

transferencias de energía, serán los que resulten de la operación real, considerando los costos variables de las unidades, los costos de oportunidad de las energías embalsadas y los costos de racionamiento según profundidad de falla. Para la obtención de los costos de oportunidad de las energías embalsadas se usarán los modelos matemáticos, la información y los procedimientos aplicados en la planificación y en la programación de la operación, considerando para la actualización de resultado de los modelos de corto plazo los períodos que señale el reglamento interno..."

Cabe hacer presente que el despacho descrito es de carácter obligatorio<sup>7</sup> y además, existen transferencias de energía y potencia entre generadores, lo cual les permite cumplir con sus contratos vigentes; esto porque no necesariamente una generadora cumple sus obligaciones contractuales con energía por ella producida, es así como pueden haber generadoras que sean deficitarias y otras excedentarias y el excedente de generación de una cubre el déficit de generación de la otra, produciéndose entre ellas transferencia de energía.

El artículo 81 del DFL N° 1/82, señala que los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones cuando ello se determine por decreto supremo del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Por otra parte, este mismo artículo en su inciso final señala que la operación de aquellas centrales y sistemas de transmisión que no habiéndose establecido mediante concesión, operen en sincronismo con un sistema eléctrico, deberá ceñirse a las normas y reglamento de coordinación de la operación señaladas en el mismo artículo. La operación de los concesionarios interconectados, deberá coordinarse con el fin de: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la operación



más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; (iii) garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

En cuanto a los precios en materia de generación, existen los precios de venta a clientes libres, que son aquellos acordados libremente por el generador y el cliente con potencia conectada superior a 2000 kilowatts, a clientes regulados, aquel sujeto a fijación de precios por tratarse de usuarios finales con potencia conectada inferior a 2000 kilowatts, y lo que se ha llamado el precio "spot" que es el equivalente al costo marginal (es igual al costo variable de operación de la central más cara, o al costo de falla cuando hay racionamiento) determinado conforme a un modelo matemático de origen contractual al interior del CDEC. Al respecto, el artículo 91 de la Ley Eléctrica dispone que las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81 de la misma ley, serán valorizados de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el organismo coordinador o centro de despacho económico de carga. Este es el costo utilizado entre las generadoras para las transferencias entre ellas realizadas. Este precio es calculado cada hora por el CDEC, ente que determina el orden de despacho de energía.

De acuerdo con la legislación eléctrica, las compañías generadoras de energía eléctrica en Chile, deben coordinar su producción para minimizar los costos de operación del sistema eléctrico. Para lograr estos costos mínimos de operación es que los CDEC dirigen el despacho de la producción de energía en los respectivos sistemas

---

<sup>7</sup> Art. 171 D.S. 327.

interconectados, ello sin perjuicio de los contratos entre las generadoras y sus clientes. Los CDEC cumplen su objetivo despachando las centrales en orden creciente de costos marginales. Las generadoras en estos casos cumplen con sus contratos mediante despacho de energía producido por ellas o adquirido en el mercado spot.

Los CDEC se aseguran que sólo la energía mas eficientemente producida llegue a los clientes, y además, busca asegurar que cada generadora tenga suficiente capacidad instalada y pueda producir suficiente energía eléctrica para alcanzar la demanda que implican sus contratos.

Una vez al año los CDEC estiman la potencia de punta de cada generador, considerando las demandas individuales de dichos clientes y una estimación del factor de diversidad asociado a las mismas y de las pérdidas de transmisión. Cada generador deberá estar en condiciones de satisfacer, en cada año, su demanda de potencia en horas de punta, considerando la potencia firme propia y la adquirida a otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema. Para cada generador, el CDEC verificará el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de potencia firme. Se entenderá por potencia firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.<sup>8</sup> Si la capacidad de alguna de las generadoras excede su demanda contratada, esta será reembolsada por su exceso de capacidad firme, por aquellas generadoras cuyos requerimientos contractuales sean superiores a su capacidad firme instalada. Este reembolso se valora al costo marginal por capacidad

vigente en ese momento y se distribuye entre todas aquellas generadoras con capacidad firme excedentaria. Durante el 2001 el peak de carga alcanzó aproximadamente 1.220 MW, mientras que su capacidad instalada total alcanzó un total de 3.456 MW.

b) Características empresas transmisoras.

Luego, dentro de la estructura del sistema eléctrico, nos encontramos con las empresas transmisoras, que como ya se señalara, son muy pocas. Estas presentan las siguientes características:

El Reglamento de la Ley Eléctrica define en su artículo 168 b.3 a las empresas transmisoras como: "Para estos efectos se entenderá que una entidad es transmisora si su giro principal es administrar sistemas de transmisión de electricidad, por cuenta propia o ajena, y si además, las instalaciones de transmisión que opera son de un nivel de tensión igual o superior a 23.000 Volts, con a lo menos un tramo de línea de transmisión de longitud superior a 100 kilómetros".

Este segmento de la transmisión, se encuentra constituido por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas generadoras, las de los propios clientes, líneas de transporte de propiedad de clientes no regulados y las líneas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

En cuanto a los precios en materia de transmisión, lo que aquí se paga es un *Peaje*, el que se divide en básico y adicional, cuando corresponda, y un ingreso tarifario<sup>9</sup>.

Cada central paga peaje básico por su área de influencia, ésta es el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y

---

<sup>8</sup> Artículos 258 y 259, D.S. 329.

necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora. El peaje adicional, es el que se paga por el uso de instalaciones fuera del área de influencia que se requiere para servir a un cliente.

Este peaje, en términos simples, se puede acordar entre las partes libremente o a partir del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones existentes y los costos de operación y mantenimiento de las mismas. Además, toda controversia que surja con respecto a la determinación del monto del peaje, serán resueltos por un tribunal arbitral compuesto por tres árbitros arbitradores, designados uno por cada una de las partes y un tercero, que deberá ser abogado, elegido por las partes de común acuerdo, y en caso de desacuerdo, por la justicia ordinaria.<sup>10</sup>

El propietario de las instalaciones de transmisión debe percibir una retribución o indemnización por el uso que hace de sus instalaciones un tercero (generador interconectado). Esta retribución tiene por objeto que el dueño de las instalaciones recupere sus costos que son: i) costo anual asociado a su inversión, el que se encuentra representado por el AVNR anualidad valor nuevo de reemplazo. Este se calcula en base a la vida útil de las instalaciones, en un período no inferior a 30 años y a una tasa de actualización igual a la que hubiera utilizado para el cálculo del precio de nudo; y ii) los gastos anuales de la explotación de las instalaciones, es decir los costos de operación y mantenimiento COYM. Por último, en el cálculo de las tarifas o peajes de transmisión está el ingreso tarifario IT, que corresponde a la cantidad de dinero a que tiene derecho el propietario de las instalaciones de transmisión proveniente de las diferencias que se produzcan al aplicar los precios de nudo de la energía que rijan en los distintos nudos

---

<sup>9</sup> Esta distinción entre peaje básico y adicional podría desaparecer al aprobarse la llamada Ley Corta que aun se encuentra en trámite.

del área de influencia, respecto de inyecciones y retiros de potencia y energía en dichos nudos. Se estima en base a los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje en condiciones normales esperadas.

La fórmula que resume los elementos mencionados es  $AVNR + COYM - IT$ .

A primera vista esto de los peajes parece sencillo, pero se suscitan en la práctica varios problemas como: ¿qué es lo que comprende el área de influencia?, o el hecho de que sea la empresa transmisora la que calcula el valor nuevo de reemplazo y los costos de mantenimiento; además se supone que de entrar un nuevo usuario de las líneas, los costos deberían prorratearse, lo cual no constituye una cláusula obligatoria.

#### Empresas distribuidoras

Por último, dentro de las empresas eléctricas encontramos a las empresas distribuidoras, las cuales serán tratadas en extenso en el presente trabajo.

## B. LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

En el país existen cuatro diferentes sistemas eléctricos. Ordenados de norte a sur ellos son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magalanes.

Adicionalmente, existen varios centros aislados de generación (autoprodutores). Se trata en este último caso, fundamentalmente, de empresas industriales y mineras que

---

<sup>10</sup> Art. 51 G, D.F.L. N°1

abastecen total o parcialmente sus necesidades de electricidad con medios de generación propios.

Partiendo por el norte, el SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en la I y II Regiones del país.

El 90% del consumo del SING está conformado por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está destinado a la alimentación eléctrica de las empresas distribuidoras de la I y II Región.

Luego, se encuentra el Sistema Interconectado Central (SIC), cual es el principal sistema eléctrico del país, otorgando suministro eléctrico a más del 90% de la población. El SIC opera desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la isla grande de Chiloé por el sur.

El SIC es un sistema hidrotérmico, el 58,4% de su capacidad instalada está conformada por centrales hidráulicas de embalse y pasada<sup>11</sup>. A diferencia del SING, el sistema abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

El sistema de Aysén, atiende el consumo eléctrico de la XI Región y es un sistema 76% térmico. Opera en él una sola empresa, Edelaysén S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transporte y distribución.

---

<sup>11</sup> Idem nota 3.

Por último, el Sistema Eléctrico de Magallanes, el cual se encuentra constituido por tres sub-sistemas eléctricos: los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la XII Región. Estos tres sistemas son de carácter térmico.

Este sistema de Magallanes, se encuentra abastecido por una sola empresa, al igual que el anterior, cual es Edelmag S.A., quien concentra a su vez la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.<sup>12</sup>

## B.1 CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA (CDEC)

Preciso es, en este punto tratar un ente que se encuentra íntimamente relacionado con los sistemas eléctricos, cual es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

El artículo 150 b del DFL N° 1/82, define al CDEC como: "Organismo encargado de determinar la operación del conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, compatible con una seguridad prefijada".

La obligación de constituir un CDEC nace, únicamente, cuando la capacidad instalada de generación de un sistema eléctrico formado por centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas supera los 100.000 kW.

---

<sup>12</sup> La Ley Corta contendrá una redefinición de sistemas de precios para áreas eléctricas aisladas, específicamente en las Regiones XI y XII del país, en donde hoy se sufre un régimen de Precio de Nudo (PN) que no es representativo de la zona, pues su escasa oferta hace que los habitantes de esa zona paguen montos más elevados en relación al Precio de Nudo por estar sometidas al mismo régimen de PN que el resto del país.

Este organismo se conforma por dos tipos de integrantes, los obligatorios, definidos en el artículo 168 del Reglamento y, los facultativos, definidos en el artículo 169 del mismo Reglamento.

Este organismo que carece de personalidad jurídica y sus funciones están señaladas básicamente en el artículo 171 del Reglamento Eléctrico, se enmarcan dentro del contexto de las finalidades legales del artículo 81 del DFL N° 1, cuales son: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y; (iii) garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Para el cumplimiento de aquellas tres finalidades, el CDEC debe coordinar la operación del sistema conforme a las normas del Reglamento. Según ello, cada CDEC está obligado a elaborar y aprobar un Reglamento Interno compatible con las disposiciones de la Ley y el D.S. 327/97.

En fin, la principal función de los CDEC es planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía que se producen entre todos los generadores.

## C - ENTES REGULADORES Y FISCALIZADORES

Dentro de la estructura de funcionamiento del sector eléctrico, se encuentran las instituciones que fiscalizan o regulan a este sector.

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile principalmente son: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de



Economía Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), también otras entidades como la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Corama), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las Municipalidades y los organismos de defensa de la competencia se vinculan con el sector. La SEC, la SVS y los organismos de defensa de la competencia, cumplen además un rol fiscalizador.

La Comisión Nacional de Energía, particularmente en el sector eléctrico, es responsable, entre otras obligaciones, de diseñar y proponer al gobierno las normas técnicas aplicables al sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos). Actúa como ente técnico, informando al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los CDEC, a objeto que dicho ministerio resuelva.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, es el encargado, en este ámbito, de fijar las tarifas de distribución eléctrica, los precios de nudo y resolver los conflictos o divergencias entre los miembros de los CDEC, en todos los casos, previo informe de la CNE. Además, otorga las concesiones definitivas previo informe de la SEC.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 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.

Es un organismo descentralizado, regido por la Ley N° 18.410, de 1985, que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía.

La SEC es el responsable técnico de otorgar concesiones provisionales y de informar al Ministerio de Economía sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (la solicitud de concesión definitiva no es obligatoria en estos últimos tres casos).

La SEC es asimismo responsable de verificar la calidad de los servicios prestados.

### III

## **EL SERVICIO PÚBLICO: NATURALEZA JURÍDICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

### A - DESARROLLO HISTORICO DEL SERVICIO PÚBLICO.

A mediados del siglo pasado, surgen los grandes servicios públicos por las crecientes necesidades y avances sociales, dentro de los cuales se encuentra la electricidad. Por la importancia de estas nuevas actividades, se exige una positiva intervención estatal, en cuanto a la dirección y planificación. Además, muchas de ellas no podían prestarse en un régimen de competencia por ser actividades con vocación al monopolio.

Dominante en dicha época la doctrina liberal, entendía que el Estado no debía intervenir, asignándosele entonces una función de garantía del libre desenvolvimiento social. Todo esto indicaba que su papel debía ser estrictamente jurídico (normativo) y no económico.

La armonía entre la actividad privada y la actuación del Estado, se logra a través del régimen de concesiones. En virtud de éste, el Estado es el titular de los servicios públicos, pero no los ejecuta directamente, sino que entrega dicha ejecución a los particulares, quienes se encargan de prestarlos a cambio de una retribución.

Esta primera etapa de los servicios públicos en general, es plenamente aplicable al nacimiento del sector eléctrico, ya que en Chile el desarrollo de la actividad eléctrica

parte en manos privadas; se puede citar como ejemplo el caso de la Compañía General de Electricidad, CGE, que fue fundada en el año 1905, siendo la empresa de servicio público de distribución más antigua del país. Esta actividad se encontraba regulada ya a esa fecha por el D.L. N° 252 de 1925, que constituye la primera ley eléctrica vigente en nuestro ordenamiento jurídico.

Luego a partir de 1945, el Estado comienza a actuar directamente en el campo de la producción de bienes. Ya no se limita a ser un Estado normativo sino que pasa a ser un ente inversor e intervencionista. Este cambio se produce a raíz de la crisis que experimenta la economía privada en la década de los 30', producto de la recesión del año 29' en los Estados Unidos, lo que en definitiva lo lleva a invertir en todos los sectores, inclusive el eléctrico.

Esta inversión se realiza a través de la Corporación de Fomento a la Producción, Corfo, fundada en 1939 a raíz del terremoto de Chillán y concretamente de la Empresa Nacional de Electricidad, Endesa, que fuera parte de los planes de desarrollo de la Corfo. Estas realizan planes de electrificación a nivel nacional, que incluyeron la construcción de embalses, centrales generadoras etc. desde la década de los años 40' a los años 70'.

En este período nace el concepto de servicio público extendido a toda la actividad eléctrica, en general referida a los tres sub-sectores eléctricos, lo que implicaba la reserva de los mismos, a favor del Estado. En ese momento, la actividad eléctrica en su conjunto, deja de ser privada para convertirse en una tarea esencialmente pública asumida directamente por el Estado empresario.

En una siguiente fase, que principia en 1980, la participación de los privados vuelve a ser protagónica, puesto que al Estado ya no le interesa tanto producir como hacer y

asegurar las condiciones para que los demás produzcan. Así, se ve en el plano eléctrico en que se privatizan las empresas eléctricas que se encontraban en manos del Estado, como lo eran Endesa con sus filiales Saeza y Frontel y Chilectra, quedando en la Distribución, Chilectra Metropolitana para abastecer a Santiago, y Chilectra V Región.<sup>13</sup>

En esta etapa el Estado conserva una función subsidiaria con un rol eminentemente normativo y regulador.

Los objetivos de estas nuevas políticas estaban dirigidos a dotar de mayor eficiencia al sector eléctrico, y a dejar al mercado como herramienta de asignación de los recursos; pero para el caso de la distribución en que no puede operar por completo el mercado, se idearon métodos matemáticos, basados en el concepto de “una empresa modelo”.

Dentro de lo que fue la nueva política creada a partir de 1980, se consideró como finalidad el crear una institucionalidad mediante el establecimiento de un régimen de concesiones.

Para lograr dicho objetivo, entre otros se le otorga al Estado los instrumentos de control, regulación y normativa necesaria y suficiente para un funcionamiento racional del sector. Ello siempre conservando su posición de subsidiario, que en términos de la Constitución de 1980 se expresa en el art. 1° inc. 4° “ El Estado está al servicio de la persona humana y su finalidad es promover el bien común, para lo cual debe contribuir a crear las condiciones sociales que permitan a todos y a cada uno de los integrantes de la comunidad nacional su mayor realización espiritual y material posible, con pleno respeto a los derechos y garantías que esta Constitución establece”; y en el artículo 19

---

<sup>13</sup> Tomado del informe en derecho realizado por el abogado y profesor de Derecho Público Alejandro Vergara Blanco de fecha 15 de septiembre de 1994.

N° 26 "La seguridad de los preceptos legales que por mandato de la Constitución regulen o complementen las garantías que ésta establece o que las limiten en los casos en que ella lo autoriza, no podrán afectar los derechos en su esencia, ni imponer condiciones, tributos o requisitos que impidan su libre ejercicio."

Todo lo descrito se plasmó en la cuarta Ley General Eléctrica, el Decreto Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, publicado en el D.O. de 13 de septiembre de 1982.

## B - CONCEPTOS Y DEFINICIONES DE SERVICIO PUBLICO EN GENERAL

La Ley Orgánica de Bases Generales de Administración del Estado, Ley N° 18.575 define en su artículo N° 25 a los servicios públicos de la siguiente manera:

"Los servicios públicos son órganos administrativos encargados de satisfacer necesidades colectivas, de manera regular y continua. Están sometidos a la dependencia o supervigilancia del Presidente de la República a través de los respectivos Ministerios, cuyas políticas, planes y programas les corresponderá aplicar, sin perjuicio de lo establecido en los artículos 19 inciso tercero, y 27."

Existen, como lo establece el profesor don Enrique Silva Cimma<sup>14</sup>, dificultades para fijar un concepto preciso y claro de lo que es un servicio público. Sostiene este autor que ello es natural, puesto que la actividad del Estado se extiende con una complejidad tal

---

<sup>14</sup> Enrique Silva Cimma, "Derecho Administrativo Chileno y Comparado", Editorial Jurídica de Chile, 1954, Tomo II, Pág. 27, en que se basan las explicaciones que siguen a continuación.

que no sólo se ejerce mediante actos de poder, regidos por entero por el Derecho Público, sino que también sometiendo o regulando su gestión por el Derecho Común.

En la formulación de las definiciones, se pueden distinguir distintos enfoques en la doctrina que acentúan una u otra característica, a saber:

Alguna parte de la doctrina pone énfasis en la actividad de interés general, cualquiera sea el órgano, público o privado, que la satisfaga o realice.

Otros destacan el carácter monopolístico, en el sentido de que lo será tal sólo el órgano o las actividades que se encaminan a satisfacer necesidades generales o cometidos que el Estado se adjudica exclusivamente para sí.

Por otra parte, hay quienes parten de la idea relativa a las disciplinas jurídicas que habrían de regir su actividad, y estiman, por lo tanto, servicio público sólo a aquellos entes o institutos regidos por entero por el Derecho Público.

Por último, están quienes defienden la tesis clásica, que se puede denominar institucional o integralmente orgánica, según la cual serán servicios públicos los distintos órganos de la Administración del Estado que se crean para satisfacer o cumplir determinados cometidos o atribuciones o fines, cualquiera que sea su estructura o el campo en que actúan.

Entonces, según sea el enfoque o énfasis que se quiera dar, será la definición o concepto que se desarrolle, los cuales podrán ser de carácter orgánico o formal, o material o funcional.

Llevando el análisis de Silva Cimma a la distribución, se puede apreciar cómo ésta goza de varias de las características que la doctrina atribuye a los servicios públicos.

Así, se sabe que el sector eléctrico es en esencia una actividad de interés general; ya que sin la energía eléctrica nada se movería en el país, tanto a nivel doméstico como

industrial, y en cuanto a la distribución misma, su importancia radica en ser uno de los eslabones que hacen posible que funcione el sistema eléctrico nacional, en el actual esquema que existe bajo el alero del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982.

En cuanto al aspecto monopolista, se pueden distinguir dos posibles enfoques; el primero que consiste en que el concesionario del servicio público de distribución goza de un monopolio respecto de la zona concedida en forma definitiva; el otro enfoque afirma que no existe dicho monopolio, lo que se funda en lo dispuesto por el art. 44 inc. 2° del Reglamento Eléctrico, en que se abre la posibilidad que frente a la solicitud hecha por varios peticionarios sobre una misma zona, para ser entregado en concesión, el Ministro de Economía determine en base a la licitación que se efectúe, a cual o “cuales” de ellos deberá otorgarse la concesión definitiva.

Luego, también se verifica el hecho de estar sometida a una legislación de carácter público, compuesto principalmente, como ya se estableciera, por el DFL N°1 y el Reglamento Eléctrico.

Por último, en cuanto a ser órganos de la administración del Estado, los sectores de generación, transmisión y distribución, actualmente se encuentran en manos privadas; siendo la distribución la única de estas tres actividades que podría considerarse eventualmente más próxima a la administración del Estado derivada de la calidad de concedente para habilitar el ejercicio de la actividad; pero, dada su actual situación de servicio público concedido, también se encuentra en manos privadas; coincidiendo así con el último de los planteamientos de Silva Cimma, en cuanto se crean para cumplir determinados fines o cometidos, cualquiera que sea su estructura o el campo en que actúan.



Por otra parte, se ha considerado de interés explicar el planteamiento del profesor de la cátedra de Derecho Administrativo de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, señor Carlos Carmona S., en lo que a servicio público se refiere, que se encuentra desarrollado en su texto<sup>15</sup> “La Actividad Prestacional o de Servicio Público”, donde establece ciertos elementos configuradores del servicio público, a saber:

1- La actividad administrativa de prestación es aquella por la cual la administración, sin limitar ni incentivar la actividad privada, satisface directamente una necesidad pública mediante la prestación de un servicio a los administrados. Esta prestación va dirigida a los particulares, considerados individualmente o en su conjunto.

De esta forma, el Estado interviene sólo cuando la necesidad no puede ser cubierta por la actividad particular o ésta la haría de un modo imperfecto.

Por consiguiente, la necesidad colectiva se hace pública cuando el legislador la califica y entrega su satisfacción a un órgano que debe cubrirla de acuerdo a un procedimiento de derecho público.

En efecto, la prestación que otorga el servicio público, para este autor, tiene tres características bien definidas y son las expresadas a continuación:

- Es normalmente retribuida en dinero y no en especie.
- Prestaciones deben ser periódicas, o sea, tener cierto carácter de continuidad en el tiempo; no se trata de una prestación esporádica.
- Debe tratarse de una prestación sistemática, es decir, organizada y con un propósito determinado.

---

<sup>15</sup> Texto del Profesor de la Cátedra de D° Administrativo de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, Sr. Carlos Carmona Santander, para el curso de 1999.

El servicio público de distribución, reúne las tres características citadas; atendido que las tarifas que los usuarios deben pagar son en dinero; se presta en forma continua, salvo los casos en que se autoriza la suspensión del servicio; su propósito es el suministrar energía eléctrica a los usuarios finales, bajo una organización que la propia ley establece.

- 2- No es toda actividad realizada por el Estado. Este elemento lleva al abandono de la teoría francesa, representada por Duguit, (en la distribución se ve claramente, puesto que es desarrollada por privados y la teoría clásica francesa no admite participación de privados en la ejecución de servicios públicos).
- 3- La actividad prestacional es una actividad técnica que satisface directa y concretamente necesidades de la colectividad, por lo que debe prestarse en forma efectiva.
- 4- Requiere de intervención del legislador. Se refiere a que no hay más servicios públicos que los expresamente establecidos por el legislador; ello se desprende de los siguientes artículos; artículo 60 de la Constitución, "Sólo son materia de ley: 14) Las demás que la Constitución señale como leyes de iniciativa exclusiva del Presidente de la República."; artículo 62 inciso 4º de la Constitución, "Corresponderá, asimismo, al Presidente de la República la iniciativa exclusiva para: N° 2, Crear nuevos servicios públicos...." Esta afirmación podría en el ámbito eléctrico explicar, al menos en el sentido formal, el por qué los sectores de generación y transmisión, no son considerados servicios públicos.

Así, una vez que una actividad se califica de pública por el legislador, a los privados les queda vedado actuar en ese ámbito o actividad, salvo que por un acto

administrativo, como en el caso de la distribución acontece mediante la concesión, se le otorguen facultades para ello.

- 5- No necesita tener una significación económica; esto desde la perspectiva del Estado como prestador del servicio puesto que si le otorga su ejecución a un privado, lógicamente que para éste es necesaria la significación económica.
- 6- El servicio público se presta conforme a un régimen especial. Que en el caso de la electricidad está constituido por el D.F.L. N° 1 de 1982 y por su Reglamento, D.S. N° 327 de 1997.

#### C - SERVICIOS PÚBLICOS DE GESTIÓN PRIVADA. SERVICIOS PÚBLICOS CONCEDIDOS.

Nada impide que respecto a ciertos servicios públicos llamados a satisfacer necesidades públicas de naturaleza especialísima, el Estado pueda cometer a un particular la misión de realizar el servicio en determinadas circunstancias; es así como nacen los servicios públicos concedidos, conocidos en la doctrina como servicios públicos de gestión privada. Este sistema de concesión, se emplea generalmente en los llamados servicios de utilidad pública: agua potable, luz eléctrica, movilización, etc.

Se puede concluir que el servicio público concedido consiste en que un particular o una sociedad privada se encarga del funcionamiento de un servicio público, mediante el pago de una retribución que, ordinariamente, puede consistir en la percepción de tasas o rentas provenientes de los individuos que usan o se benefician de dicho servicio.

#### D - NATURALEZA JURÍDICA DE LA CONCESIÓN DE SERVICIOS PUBLICOS

De acuerdo a las explicaciones del curso de legislación eléctrica impartido por el profesor Eduardo Rodríguez del Río<sup>16</sup>, la concesión se define como una manifestación de voluntad emanada de la autoridad; manifestación que luego de celebrarse el contrato administrativo, originado en la reducción a escritura pública de la resolución o decreto que otorga la concesión, sea provisional o definitiva, amplía la esfera jurídica de quien la adquiere, puesto que crea en favor de éste un derecho subjetivo nuevo, derecho que antes no tenía.

Así, el acto de concesión representa el título a partir del cual, nace, se delimita y es asegurado el derecho subjetivo público del respectivo titular. Es un acto administrativo que es el resultado de un proceso regulado constituido por actos trámite originados a partir de la solicitud de concesión, que no puede ser confundido con el derecho que en su virtud se crea *ex novo* por primera vez.

La concesión eléctrica como acto administrativo, se encuentra sometido a la legislación eléctrica, ( D.F.L. N° 1, D.S. N° 327); a las normas administrativas; a los principios generales del Derecho Administrativo, en cuanto a la competencia, capacidad y forma de los actos.

---

<sup>16</sup> Curso especializado de legislación eléctrica del profesor y abogado Eduardo Rodríguez del Río, impartido en la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, primer semestre de 1999.

## IV

### DESCRIPCIÓN DEL SECTOR DISTRIBUCION

El sistema eléctrico se encuentra definido en el art. 150 del DFL N° 1 letra a), como:

“El conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica”.

Como se puede apreciar, se distinguen tres sectores o sub-sectores en nuestro sistema eléctrico; la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica. A ésta última, se la puede definir como la conducción del fluido a tensión reducida, desde las sub estaciones transformadoras del sistema de transmisión hasta los lugares de consumo; la distribución permite llevar energía eléctrica mediante líneas aéreas y subterráneas, extendidas a lo largo de calles y caminos, hasta los empalmes de los consumidores.

La distribución de energía eléctrica tiene marcadas diferencias respecto de los otros dos sectores de un sistema eléctrico. Un punto importante, en primer término, lo constituye el hecho de ser la distribución un servicio público. En efecto, no obstante ser los tres sectores eléctricos considerados como servicio de extrema necesidad colectiva o simplemente de servicio de utilidad pública<sup>17</sup>, la única que es definida por la ley eléctrica como una actividad de servicio público, es la distribución. Ello se funda en que el legislador eléctrico señala que la distribución se podrá desarrollar sólo mediante la

obtención de una concesión de servicio público de distribución; así el art. 7° del DFL. N°1/82, establece:

“Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.”...

Completando esta idea, una vez obtenida la concesión, ésta sólo se podrá destinar a la distribución de energía eléctrica o para el alumbrado público (art. 7 inciso 2° del D.F.L. N° 1/82).

En concordancia con el art. 7° citado, el artículo 5° del D.S. N° 327 que, contiene el Reglamento de la Ley Eléctrica, señala:

“Las concesiones de servicio público son aquellas que habilitan a su titular para establecer, operar y explotar instalaciones de distribución de electricidad dentro de una zona determinada y efectuar suministro de energía eléctrica a usuarios finales ubicados dentro de dicha zona y a los que, ubicados fuera de ella, se conecten a sus instalaciones mediante líneas propias o de terceros.”

En armonía con los artículos citados, el art. 2° de la Ley Eléctrica y 3° del Reglamento Eléctrico contemplan otra diferencia significativa entre las concesiones para las generadoras, subestaciones y transmisoras, respecto a las distribuidoras; ya que para los primeros las concesiones son sólo para “ establecer” centrales..., subestaciones y líneas de transmisión", en cambio para la distribución se establece que son para

---

<sup>17</sup> Instituto de Ingenieros, Política Eléctrica Chilena (1936), p.6.

“establecer, operar y explotar” las instalaciones de servicio público de distribución, calidad que las otras dos no gozan.

Por último, el art. 8 de la Ley y 6° del Reglamento disponen:

“ El servicio eléctrico comprende todos los suministros efectuados a usuarios finales, conforme al artículo anterior.

No se considerarán de servicio público:

- a- los suministros efectuados desde instalaciones de generación y transporte;
- b- la distribución de energía que efectúen las cooperativas no concesionarias; y
- c- la distribución que se realice sin concesión, de conformidad a la ley y el reglamento.”

De esta forma, el legislador no quiso que la generación y transporte de energía eléctrica fuesen considerados como servicio público, y como consecuencia de lo anterior, es que no sea necesario como requisito de ejercicio de estas actividades, la obtención de una concesión eléctrica, rigiéndose éstas entonces por el mercado.<sup>18</sup>

Con todo, a raíz de un fallo de la Excelentísima Corte Suprema <sup>19</sup>, se considera erróneamente a la generación y al transporte de energía eléctrica como servicios públicos, señalando aquel en su considerando cuarto:

---

<sup>18</sup> No obstante en la Ley Corta que se tramita en el Parlamento se le atribuye a la transmisión el carácter de servicio público.

<sup>19</sup> Fallo en que se confirma lo establecido en el fallo del recurso de protección Rol. N° 3857-98, de fecha 8 de julio de 1999.

“Que es preciso dejar asentado como premisa, que la generación, transporte y distribución de energía eléctrica es una actividad económica cuya característica es ser servicio público y como tal existen en juego normas de derecho público y no meramente de orden civil.”

De los artículos precedentemente transcritos, se puede concluir:

- Que sólo se podrá ingresar a la actividad de distribución, mediante concesión otorgada por la autoridad competente y concurriendo los requisitos legales.
- Que sólo la distribución de energía eléctrica se considera servicio público<sup>20</sup>. En nuestra legislación el único sub-sector eléctrico que goza de dicha característica es la distribución de energía eléctrica y ello por expresa disposición legal; sin perjuicio de que eventualmente posteriores modificaciones legales lleguen a establecer que todos o algunos de los sectores que comprenden un sistema eléctrico tengan dicho carácter.

Como consecuencia, el concesionario de distribución al adquirir el carácter de tal, asume todas las obligaciones que la Ley Eléctrica y el Reglamento le imponen, además de las que le impongan las normas y principios de los servicios públicos regidos por el Derecho Administrativo.

Dentro de dichas obligaciones, entre otras, se encuentran las siguientes:

---

<sup>20</sup> No obstante lo anterior, cabe señalar que la Excelentísima Corte Suprema, en la causa Rol N° 3857-98, define tanto a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica como servicios públicos, lo cual es errado.



- (i) Otorgar suministro a todo usuario que se encuentre dentro de su zona de concesión, y que solicite el suministro eléctrico (art. 74 DFL N°1).
- (ii) Que dicho suministro sea de una determinada calidad, (art. 221 DS 327).
- (iii) Cobrar sólo la tarifa que se encuentra regulada legalmente y que es determinada por la autoridad a modo de retribución por la energía entregada, ( art. 251 DS 327).
- (iv) Para la transferencia de la concesión de servicio público de distribución, sea por enajenación, arriendo fusión o cualquier otro título por el cual se transfiera el dominio o derecho de explotación, sólo podrá efectuarse previa autorización del Ministro de Economía, con informe de la Superintendencia, (art. 61 del Reglamento). De no ser así se configura una causal de caducidad de la concesión, además de otras causales que llevan a la caducidad por inobservancia de requisitos legales, ( art. N° 38, 40 y siguientes del DFL N°1).

## V

### **CARACTERÍSTICAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA**

Las características del servicio público de distribución de energía eléctrica presentan, como se verá a continuación, connotaciones especiales dentro del sector eléctrico en general. Desde ya tómesese como ejemplo el hecho de ser la única actividad dentro del sector eléctrico que por norma general requiere obligatoriamente de concesión de servicio público para poder ejercerse como actividad, esto es, tanto para el ejercicio, como para la operación y explotación del mismo.

Las características más destacables de este servicio, son las siguientes:

- 1- Es un servicio público concedido, puesto que opera mediante concesión de autoridad, que es un acto esencialmente administrativo, en este caso, dado para satisfacer las necesidades públicas de suministro de energía eléctrica.
- 2- El concesionario no actúa por delegación de autoridad, sino que más bien se encarga de la ejecución del servicio, de su funcionamiento, puesto que la autoridad sólo está llamada a otorgar la concesión a los particulares y no al desarrollo de la actividad en sí. Es por ello que no podría haber delegación, sino que más bien concesión.
- 3- La ejecución del servicio es supervisada, ya que existe presencia de la autoridad, que en este caso es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, quien no sólo actúa al otorgarse concesiones, como en el caso de la concesiones

provisionales, sino que también mediante el control o fiscalización de la prestación del servicio e imposición de sanciones.

- 4- Tiene un régimen legal especial, conformado por el DFL N° 1 y por el DS N° 327 que constituye el Reglamento de la Ley Eléctrica.
- 5- Por primar el interés general por sobre el individual, se le aplican normas de Derecho Público. Entonces, el hecho que se otorgue una concesión de servicio público a privados, no le quita su carácter de público y, por lo tanto, la organización de éste le corresponde al Estado.
- 6- Derivado del punto anterior, es que no se podría otorgar como garantía una concesión de distribución, ya que además, hay una serie de características precisas del concesionario que se han tomado en consideración para otorgar dichas concesiones reguladas por el derecho público.
- 7- Es un servicio continuo: es una característica esencial, puesto que la energía eléctrica está al servicio de la colectividad toda y no se puede paralizar sin graves consecuencias para ella, estableciéndose al efecto sanciones para las concesionarias de distribución.
- 8- Es uniforme: habiendo sido establecido para toda la colectividad, sus prestaciones deben ser iguales, dentro de un mismo nivel de suministro, en cuanto a calidad, regularidad y tarifas, para todos los habitantes que estén en situación de solicitar el servicio dentro de la zona de concesión de la empresa concesionaria.
- 9- Obligatorio: estando un usuario final dentro de la zona de concesión, el concesionario está obligado a otorgarle el servicio en las mismas condiciones que los demás usuarios de dicha zona.

- 10-Permanente: no importa quién sea el titular de la concesión, ésta debe existir y prestar sus servicios mientras exista la necesidad pública de suministro.
- 11-Regulado: debe ser cumplido ajustándose a las normas y condiciones legales y reglamentarias que hayan sido establecidas para su fin o que le sean aplicables, las que determinan en su conjunto, la forma de prestación del servicio.
- 12-Constituye un monopolio natural y no legal en cada área geográfica de concesión, debido a la inconveniencia económica de duplicar o superponer redes de distribución. No obstante ello, se han dado estas superposiciones, habiendo efectivamente dos concesionarios de distribución en una misma zona, donde cada concesionario se hace cargo de sus propias instalaciones<sup>21</sup>. Por otra parte, esta característica puede considerarse como fundamento de la obligación de los concesionarios del servicio público de distribución de otorgar suministro eléctrico a todo aquel que lo solicite dentro de la zona concedida, y con una calidad adecuada.
- 13-Es una actividad económica, por lo que goza de las garantías y acciones de los agentes económicos. Esto es de importancia ya que en el ámbito de la empresa económica moderna, la Constitución ha establecido una serie de garantías que, en su conjunto, y conformando un entramado armónico, se denomina orden público económico, que garantiza el libre desenvolvimiento de la actividad económica.

## VI

### CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN

#### A - INTRODUCCIÓN

Como se ha venido planteando, para desarrollar la actividad de distribución de energía eléctrica, por norma general se requiere contar con una concesión otorgada por la autoridad competente, la cual autoriza al concesionario para ejercer a la actividad (art. 7° del D.F.L. N° 1 y art. 5° del Reglamento).

Las concesiones de servicio público de distribución otorgan, además, el derecho a utilizar bienes nacionales de uso público, para tender líneas aéreas y subterráneas destinadas a la distribución en la respectiva zona de concesión.

Sólo se permite a empresas que cuenten con concesión de servicio público de distribución, efectuar la distribución de energía a usuarios que estén dentro de su la zona de concesión, salvo que se otorgue suministro a usuarios que no estén sometidos a regulación de precios, o que los suministros se efectúen sin utilizar bienes nacionales, o los que usando bienes nacionales de uso público, lo hagan mediante permisos otorgados previamente al establecimiento de una concesión, y todo otro suministro que se efectúe mediante un contrato que acuerden directamente las partes, incluidos los concesionarios; (art. 7° D.S. N° 327 y 16 del D.F.L. N°1). Por ende, los mencionados en el art. 16 de la Ley pueden realizar distribución de energía eléctrica sin necesidad de

---

<sup>21</sup> Las superposiciones se encuentran autorizadas y descritas en el artículo 10° del Reglamento Eléctrico.

obtener previamente una concesión. Por su parte, sólo el distribuidor no sujeto a concesión debe recurrir a los permisos municipales

( art. 2 N° 3, 12 y 34 del DFL N° 1) y a las servidumbres privadas.

Estas concesiones, sólo podrán ser otorgadas a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas conforme a las leyes del país. Sin embargo, no podrán otorgarse concesiones eléctricas a sociedades en comandita por acciones, como se encarga de establecer el art. 13 del DFL N° 1.

Además, podrán otorgarse estas concesiones sobre zonas ya concedidas en todo o parte. Al nuevo concesionario se le otorgarán las mismas obligaciones y derechos que al concesionario ya existente en dicha zona, con quien compartirá el territorio. Por lo que se puede establecer que el concesionario no tiene un derecho exclusivo o de carácter de monopolio legal sobre la zona concedida, (si de monopolio de carácter natural por razones económicas).

Los Tribunales de Justicia así lo han señalado en fallo recaído en la causa Rol N° 4.468-92; recurso de protección que fuera confirmado por la Corte Suprema el 12 de abril de 1993.

Para fundar estas afirmaciones, además del recién mencionado fallo, citaremos los siguientes artículos:

a) art. 17 del DFL N° 1:

“Podrá solicitarse otras concesiones de servicio público de distribución por una parte o la totalidad del territorio de concesiones de este tipo ya otorgadas. El Ministerio de Economía podrá otorgarla de acuerdo a los procedimientos que establecen los artículos 24 y siguientes, imponiendo al nuevo concesionario las

mismas obligaciones y derechos que otorgó al primero en el territorio que será compartido.”

b) Art. 10 del Reglamento Eléctrico:

"Podrán otorgarse concesiones de servicio público de distribución sobre zonas ya concedidas en todo o parte....".

c) Art. 25 del DFL N° 1:

"Si dos o más peticionarios sean o no concesionarios provisionales solicitaren concesión definitiva por alguna de las concesiones del art. 2°, el Ministerio de Economía realizará una licitación pública por los derechos de concesión en el área relacionada con esos peticionarios. El Ministro de economía determinará a cual o cuales de ellos deberá otorgarse la concesión definitiva.”

d) Art. 44 inc. 2° del reglamento eléctrico:

“El ministro determinará en base a la licitación que se efectúe a cual o cuales de ellos deberá otorgarse concesión definitiva.”

Llevado a la práctica, podría observarse que casi no existen zonas concedidas a más de un concesionario y que compartan un territorio común; al efecto se puede señalar como ejemplo el Decreto número 621 publicado en el Diario Oficial de fecha 8 de enero de 1997; en el cual se otorga a Chilectra una concesión de servicio público de distribución en una zona que abarca un territorio ya concedido, que hasta la fecha de otorgamiento del decreto en comento, sólo era abarcado por la Empresa Eléctrica Municipal de Til Til.

El artículo 8° de dicho Decreto de Concesión establece: “ Chilectra S.A. tendrá las mismas obligaciones y derechos otorgados a la Empresa Eléctrica de Til Til, en el territorio que será compartido.”

Al respecto la jurisprudencia en sentencia de la Corte Suprema, de 10 de septiembre de 1992 recalca lo siguiente:

“En la etapa de la distribución de la energía eléctrica, en cambio, el mercado representa las características de un monopolio natural, por la exclusividad que la concesión significa a la empresa distribuidora dentro de su territorio, dada la imposibilidad económica de superponer distintos sistemas de distribución de energía en su misma área. Por ello, la ley regula los siguientes aspectos: la distribución a usuarios finales es un servicio público sujeto de la concesión de la autoridad; la empresa concesionaria tiene la obligación legal de prestar el servicio bajo determinadas condiciones técnicas de calidad; la concesionaria puede constituir servidumbres sobre bienes particulares y usar bienes nacionales de uso público; los precios de la energía a los usuarios finales son determinados por la autoridad.

En consecuencia, la legislación vigente establece resguardos suficientes para los usuarios de los servicios eléctricos, con motivo de la intervención de la autoridad pública en la fijación de las tarifas de estos servicios y en el control sobre la operación del sistema eléctrico. Ello se explica por las particularidades del mercado y la ninguna competencia actual o potencial entre las empresas que participan en la generación y en la distribución de energía”.<sup>22</sup>

## B - TIPOS DE CONCESIONES:

Existen dos tipos de concesiones en materia eléctrica:

---

<sup>22</sup> Revista de Derecho y Jurisprudencia de 1992, tomo II, 6, p. 133 ( considerando 4°).



a- Concesiones Provisionales: El objetivo de esta concesión es permitir el estudio de las obras de aprovechamiento de la concesión definitiva, y otorgan al concesionario el derecho para obtener del juez de letras respectivo, el permiso para practicar o hacer practicar en terrenos fiscales, municipales, o particulares las mediciones o estudios que sean necesarios para la preparación del proyecto definitivo.

Estas concesiones no son requisito para obtener las concesiones definitivas y son otorgadas mediante resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). El plazo máximo de duración de estas concesiones es de dos años contados desde que se otorgan, pudiendo conforme a lo establecido en el art. 29 del Reglamento, solicitar tiempo adicional, rigiéndose por lo establecido en las normas de los arts. 18 a 28 inclusive, donde se contempla todo el proceso y requisitos de obtención de la concesión provisional. En caso de solicitarse y otorgarse nuevamente la concesión provisional, el afectado titular de derechos sobre el terreno respecto del cual se otorga nuevamente la concesión, podrá exigir una indemnización por ocupación permanente de los terrenos para los cuales se otorgó el permiso (art. 20 DFL N° 1).

b- Concesión Definitiva: Estas concesiones están reguladas en el art. 24 y siguientes de la Ley Eléctrica y en el art. 30 y siguientes del Reglamento. Esta clase de concesiones son otorgadas a plazo indefinido, mediante Decreto Supremo del Ministerio de Economía, por orden del Presidente de la República.

El art. 16 del Reglamento las define como: “aquellas que tienen por objeto el establecimiento, operación y explotación de centrales hidráulicas productoras de

energía eléctrica, subestaciones, líneas de transmisión e instalaciones de servicio público de distribución.”

Es importante destacar el hecho que sólo la distribución requiere necesariamente de concesión para poder ingresar a la actividad eléctrica, atendido su carácter de servicio público, pero en la práctica tanto la generación hidroeléctrica como la transmisión de energía eléctrica acceden a la actividad solicitando una concesión. El motivo de ello, es que al obtenerse una concesión, se les otorga el derecho a imponer servidumbres legales de las establecidas en el DFL N°1; las que para nacer como tales, deben ser solicitadas junto con la concesión, acompañando plano de todos los terrenos fiscales, municipales y particulares que serán afectados por ellas, así como del trazado de las líneas que serán instaladas.

## C - PROCEDIMIENTO DE CONSTITUCION DE CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA.

A continuación, se verá en forma sistematizada y sucinta los pasos que comprenden el procedimiento de constitución de una concesión de distribución, tanto provisional como definitiva, según se establece en los artículos 24 y siguientes de la Ley Eléctrica y en los artículos 18 y siguientes del Reglamento.

1- Solicitud:

a) Organismo ante quien se presenta:

- En las concesiones provisionales, se presenta ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC;
- En la definitiva, ante el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Economía.

b) Menciones de la solicitud:

- Concesión provisional: se identifica el peticionario; clase de concesión que solicita y servicio a que estará destinada; plano general de obras y memoria explicativa; trazado y ubicación de las subestaciones, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se atravesarán; descripción de los trabajos, fecha de su inicio y terminación; presupuesto de las obras.

Se hace aquí la precisión de qué es lo que se entiende por suelo privado. Por definición es aquel que no es público, es decir, los que no pertenecen en forma general a todos los habitantes, y comprende los bienes privados propiamente tales que se rigen por el derecho común, los bienes fiscales o bienes del Estado y los municipales que son una especie de bienes del Estado.

Por su parte, son bienes públicos los que la legislación denomina como bienes nacionales de uso público, como las calles, plazas, puentes y caminos (art. 589 y siguientes del Código Civil).

- Concesión definitiva: además de las menciones establecidas para las solicitudes de concesión provisional, se requieren las siguientes: planos especiales de las servidumbres que se impondrán o utilizarán; las líneas eléctricas u otras obras o instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas; plazo de la

concesión; indicación de la zona de concesión, que como mínimo será una franja circundante de 100 metros, respecto de cada línea eléctrica.

## 2- Tramitación de la solicitud:

- Concesión provisional: la SEC dentro de 15 días corridos desde hecha la presentación, si cumple con los requisitos, ordenará su publicación en el Diario Oficial, luego de haberse publicado dos veces en un diario de circulación nacional por el peticionario.

De la publicación en el Diario Oficial, corre un plazo de 30 días corridos para reclamos u observaciones por parte de los interesados o afectados por la imposición de las mencionadas servidumbres, para aquellos casos en que éstas los afecten más allá de los términos establecidos en la ley. De haber dichas observaciones o reclamos, la Superintendencia las pondrá en conocimiento del solicitante para que en un plazo máximo de 30 días corridos las conteste. Sean estos contestados o no la SEC deberá resolver.

- Concesión definitiva: el Ministro de Economía remite los antecedentes a la Superintendencia para que ésta evacue un informe respecto a si cumple o no con los requisitos legales.

Las publicaciones son las mismas que en las solicitudes de concesión provisional.

Los planos de las servidumbres solicitadas se ponen en conocimiento de los afectados, quienes tienen un plazo de 30 días corridos para oponerse o hacer observaciones. Se hace presente aquí que dicho conocimiento se puede lograr, en el caso de las heredades, mediante notificación por intermedio de la Intendencia, Gobernación, Municipalidad o Juzgado de Letras competente. El resto de los casos se hace mediante

notificación que realiza la SEC. De haber observaciones, estas se comunican al peticionario para que éste pueda efectuar las modificaciones al proyecto que procedan. De ser así, éste tiene la obligación de notificar cualquier otra modificación que realice al proyecto.

Como lo establece la Ley Eléctrica, las observaciones u oposiciones se presentan ante la SEC, pero ello no significa que la Administración pretenda “decidir y juzgar” sobre los perjuicios que aleguen terceros, pues la resolución de los asuntos que impliquen contienda están entregados a otro poder del Estado, esto es, a los Tribunales de Justicia. Por ende, la competencia de la Administración en el supuesto de que se presenten observaciones, sólo tiene por efecto verificar que los terrenos que señale el solicitante no atraviesen o crucen bienes afectos a una prohibición de servidumbre y en virtud de ello resolver fundadamente la solicitud. Confirma este criterio la jurisprudencia en fallo de la Excelentísima Corte Suprema, de 17 de junio de 1992, que establece:

“Las potestades que ejerce la autoridad administrativa concedente en caso alguno pueden tener carácter jurisdiccional, pues no se trata de un órgano imparcial e independiente que resuelve conflictos de relevancia mediante un proceso y con autoridad de cosa juzgada”.<sup>23</sup>

Es así, como la única competencia que ha otorgado la ley a la SEC en lo relativo a las observaciones, es el pronunciarse en el informe que debe remitir al Ministerio de Economía.

Si la zona solicitada se superpone en todo o parte con la que otro peticionario esté solicitando, la Superintendencia deberá comunicar este hecho al Ministerio para que éste llame a licitación pública respecto de los derechos de concesión sobre dicha área.

El Ministerio de Economía luego de licitar, determinará a quién o quienes, de los licitantes, les otorgará la concesión definitiva, pudiendo ser en definitiva a ambos.

### 3- Resolución de la autoridad competente:

Las concesiones provisionales se constituyen por resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, quien debe resolver en forma fundada en un plazo máximo de 90 días corridos contados desde la presentación de solicitud;<sup>24</sup> en ella debe expresarse el plazo de duración de la concesión y la descripción de los trabajos relacionados con los estudios que se autorizan y la fecha para el inicio y el término de ellos.

Las concesiones definitivas se otorgan mediante Decreto Supremo otorgado por el Presidente de la República con la firma del Ministro respectivo que en este caso es el de Economía, en un plazo no superior a 120 días corridos desde presentada la solicitud.

Las menciones del decreto, se refieren al pronunciamiento a cada una de los puntos de la solicitud, siendo la aprobación de los planos especiales de servidumbres, una de las materias más importantes; puesto que en razón de esta aprobación es que se van a poder utilizar los bienes nacionales de uso público, terrenos fiscales, municipales y de privados que dichas servidumbres atraviesan.

### 4- Formalidades posteriores:

El decreto que otorgue la concesión deberá ser publicado en el Diario Oficial, en el plazo de 30 días contados desde la fecha de su total tramitación, y deberá ser reducido a

---

<sup>23</sup> Publicada en Revista de Derecho y Jurisprudencia (1992) II, 5. P. 133

escritura pública por el interesado dentro de los 30 días siguientes a su publicación. Copia de dicha escritura deberá remitirse a la Superintendencia en el plazo de 15 días corridos contado desde su otorgamiento.

Luego de constituidas las concesiones, toca a la SEC vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los decretos de concesión.

Con el objeto de ilustrar la situación actual de las concesiones de distribución en Chile, se incluye un anexo al final de éste trabajo, donde se incluye el listado de las empresas concesionarias del servicio público de distribución.

## D - DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL CONCESIONARIO DEFINITIVO DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN

Los derechos y obligaciones que la legislación eléctrica regula son:

### DERECHOS

1- Derecho a imponer las servidumbres establecidas en el art. 2 N°4, letras a) y b) del DFL N°1 de 1982:

- a) Las servidumbres de heredades para la construcción, establecimiento y explotación de las instalaciones y obras anexas que posean concesión.
- b) Las servidumbres de postaciones y líneas eléctricas, en aquellas partes en que utilicen bienes nacionales de uso público o heredades haciendo uso de las servidumbres de la letra a), ( llamadas servidumbres prediales) para que

---

<sup>24</sup> Técnicamente se cuenta el plazo que tiene dicha autoridad desde que se publica en el Diario Oficial la mencionada solicitud.

personas distintas al propietario de dichas instalaciones las puedan usar en el tendido de otras líneas o para el transporte de energía eléctrica o para que las Municipalidades puedan hacer el alumbrado público; a estas servidumbres se les llama de postación o paso de energía eléctrica.

Es preciso señalar que además de las servidumbres descritas, existen aquellas que se establecen por vía voluntaria; éstas son las que se negocian directamente por el concesionario con el dueño del suelo que se pretende gravar con una servidumbre. De haberlas, se deben acompañar los documentos en que éstas constan, a la solicitud de la concesión respectiva.

2- Derecho a utilizar bienes nacionales de uso público, (art. 16 del DFL N° 1).

Con respecto de los derechos del concesionario del servicio público de distribución, la jurisprudencia administrativa ha señalado en el Dictamen N° 12.912 de 1984 de la Contraloría General de la República que:

“La calidad jurídica de “concesionarias del servicio público de distribución” (...) implica gozar de aquellos derechos, beneficios y prerrogativas accesorias e inherentes a toda concesión de servicio público eléctrico contempladas en la ley, entre los cuales sobresale, precisamente el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas o subterráneas destinadas a la distribución en la zona de concesión y el derecho a imponer las servidumbres a que se refiere el Capítulo V, Título II, del citado decreto con fuerza de ley”.<sup>25</sup>



3- Habilita al concesionario del servicio público de distribución para ejercer dicha actividad, por ende la concesión sería el título mediante el cual se accede a la actividad de la distribución. En este sentido, el art. 16 del DFL N° 1 señala: "...La Distribución de electricidad a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo podrá ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución..." ello, salvo las excepciones descritas en el mismo artículo.

4- Otorga un derecho de propiedad sobre la concesión considerada como objeto de una especie de propiedad sobre cosa incorporal, (art.19 N° 24 C.P.R). Esta titularidad propietaria sobre derechos ha sido acogida por la jurisprudencia en varios supuestos concesionales (entre otros los mineros y de aguas) y específicamente en materia eléctrica en sentencia de la Corte Suprema de 1° de octubre de 1987 que señala en lo pertinente:

"Que las concesiones de servicio público de distribución de electricidad configuran un conjunto de derechos y obligaciones; y es evidente que para el titular de dichas concesiones existe, respecto de los primeros, como cosa incorporal, una especie de propiedad, según lo establece el art. 583 del Código Civil; y tanto es así que el art. 46 del aludido DFL de 1982 contempla su transferencia, sea por enajenación, arriendo, fusión, o bien, por cualquier otro acto "según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación", termina diciendo el mencionado artículo. Ahora bien resulta indiscutible que forma parte integrante de tales derechos y como una especie de garantía, la disposición del mismo artículo 16, en orden a que "la distribución de

---

<sup>25</sup> Jurisprudencia tomada del informe del abogado Alejandro Vergara Blanco, en 1994,p.79.

electricidad a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo podrá ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución”.<sup>26</sup>

- 5- Derecho a cobrar una tarifa, que es la retribución por el suministro de energía eléctrica que los usuarios que se encuentran dentro de la zona de concesión deben al concesionario según el título IV cap. II del DFL N° 1.
- 6- Derecho a cobrar Aportes Financieros Reembolsables en los términos indicados en los artículos 73 y siguientes de la Ley Eléctrica.
- 7- Derecho a ser indemnizado al licitarse los bienes afectos a la concesión, en el caso de suspenderse los derechos del concesionario o de caducarse estos mismos<sup>27</sup> (art. 44 de la Ley Eléctrica).

## OBLIGACIONES

- 1- Cumplir con los términos y condiciones establecidas en el Decreto de Concesión.
- 2- Ejecutar las obras con sujeción a los planos presentados, en los cuales se indican los trabajos que se van a realizar, y las servidumbres que se van a imponer, (artículos 33 y 47 de la Ley Eléctrica).

---

<sup>26</sup> Publicada en Fallos del Mes, n° 347, 1987, p.730.

<sup>27</sup> Las causas que llevan a la suspensión o caducidad de la concesión, se verán en el capítulo referente a ellos.

- 3- Las empresas que posean concesión eléctrica, tienen que aceptar empalmes entre sí, (art. 32 de la Ley Eléctrica).
- 4- Soportar las servidumbres de paso y postación de líneas eléctricas, (art. 51 de la Ley Eléctrica).
- 5- Cumplir con todas las normas legales y reglamentarias relativas a concesiones de servicio público.
- 6- Indemnizar a todo aquel que ha sido afectado por las servidumbres. Indemnización que se puede pactar en forma voluntaria entre el concesionario y el afectado o ser establecida por una Comisión de Hombres Buenos, (art. 62 y siguientes de la Ley Eléctrica) y en caso de que el desacuerdo subsista, se lleva el asunto ante los Tribunales de Justicia.

Se comprende dentro de los perjuicios a indemnizar, el valor del terreno ocupado, el valor de los perjuicios ocasionados a causa de la construcción de las obras.

- 7- Deber de mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar cualquier daño a las personas o cosas, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias correspondientes, (art. 82 del DFL N° 1) e indemnizar a los afectados por los daños que se produzcan durante el funcionamiento de dichas instalaciones; por ejemplo, se cae una torre y daña una bodega ubicada en el predio sirviente.

8- Deber de llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones cuando con informe de la Comisión Nacional de Energía se determine mediante Decreto Supremo del Ministerio de Economía que ello es necesario.

Los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a actuar interconectados, con el fin de:

- a) Mantener la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
- b) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico;
- c) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Los concesionarios del servicio público de distribución se encuentran afectos a esta obligación para cumplir con los fines descritos en el Art. 81 de la Ley recién citado.

## E - ROL DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA

La Comisión Nacional de Energía, CNE, se encuentra regulada por el Decreto Ley N° 2.224 de 1978, en donde se determina su naturaleza jurídica, su organización y funciones. Ente que interviene en el proceso de concesiones además de las muchas funciones que desarrolla en torno al sector eléctrico y subsector de la distribución.

En dicho decreto se establece que corresponde a la Comisión “elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía”, comprendiéndose la electricidad.

Además, este organismo prepara, dentro del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía para proponerlos al Presidente de la República para su aprobación.

Dentro de lo que es atinente a las concesiones, el art. 4 del DL 2.224 letra g), dispone que corresponde a la Comisión: “ informar, en los casos y en la forma que señale el reglamento, los decretos y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones (...) que se otorguen (...) en cumplimiento de las leyes y reglamentos vigentes y que rijan en el futuro, para el (...) transporte transmisión, almacenamiento y distribución de la energía(...). Las personas cuyas solicitudes de concesión (...) fueren rechazadas o no consideradas por las autoridades encargadas de tramitarlos (...) podrán recurrir ante la Comisión a fin de que ésta, si lo estima conveniente, eleve los antecedentes al Presidente de la República para su resolución definitiva.”

## VII

### SERVIDUMBRES

Como uno de los derechos y a su vez obligación, (derecho porque todo concesionario por el hecho de obtener una concesión eléctrica queda habilitado para imponer servidumbres eléctricas; obligación, puesto que debe soportar las servidumbres cuya causa sean otras concesiones eléctricas, respecto de las cuales toma la calidad de predio sirviente) que tienen los concesionarios, se explican a continuación las servidumbres eléctricas.

#### A. Clasificación de las Servidumbres;

En materia eléctrica se pueden clasificar las servidumbres de la siguiente manera:

##### 1- Prediales, dentro de las cuales se mencionan:

- Servidumbres de obras hidroeléctricas, art. 48, 49 de la ley; 71 a), a1 a) 4 y 72 del Reglamento;
- Servidumbres de líneas de transporte; subestaciones y de servicio público de distribución;
- Servidumbres de trabajos de reparación, art. 55 DFL N°1; de caminos de acceso, art. 57 de la Ley; y de ocupación temporal de terrenos municipales o particulares, art. 58.

##### 2- A favor de terceros, que se subdividen en:

- Servidumbre de paso o de transmisión, art. 50, 51, 51 A del DFL N°1 y 71 inciso final del Reglamento; normas especiales 77, 83 y 93 del Reglamento.
- Servidumbre de postación, art. 50 y 51 DFL N°1 y 71 b) del Reglamento.

## B. Servidumbres en el Código Civil y en la Ley Eléctrica

El Código Civil, en su art. 820 y siguientes, define a las servidumbres como el gravamen impuesto sobre un predio en utilidad de otro predio de distinto dueño. Es importante establecer que la expresión “predio” en materia eléctrica no se restringe a un inmueble, como en el Código Civil en que son eminentemente prediales, sino que puede ser comprensivo de instalaciones eléctricas tanto como predio dominante como sirviente; así una servidumbre puede establecerse sobre un predio, entendido como inmueble, en favor de una instalación eléctrica y viceversa, como sobre una instalación eléctrica en beneficio de otra instalación eléctrica.

En cuanto al predio dominante en materia eléctrica, la jurisprudencia ha establecido en sentencia de la Excelentísima Corte Suprema, de 6 de octubre de 1988, lo siguiente:

“ (...) En efecto, es una servidumbre de derecho público. No estamos en presencia de limitaciones impuestas a un predio a favor de otro, sino de limitaciones establecidas en un predio en beneficio del interés colectivo, del interés público, del interés general de la sociedad. En este tipo de servidumbres no existe predio dominante (...).”<sup>28</sup>

Estas citas demuestran el carácter particular de las servidumbres en materia eléctrica ya que no sólo se amplía el concepto de predio sino que se establece la posibilidad de considerar al interés general como beneficiario de dichas servidumbres.

Un segundo aspecto interesante de destacar, es su carácter de limitación de la propiedad en razón de la utilidad pública, lo que las hace caer de lleno en el Derecho Administrativo, ya que esta limitación está llamada a servir a todos los ciudadanos.

Las servidumbres eléctricas, por lo general, se constituyen por vía administrativa; esto es, una vez que se aprueban en el decreto que otorga la concesión, los planos de las servidumbres respectivas. La autoridad competente para estos efectos, en el caso de las concesiones definitivas, es el Ministerio de Economía por orden del Presidente de la República (art. 24 DFL N°1).

Las servidumbres quedan oficialmente constituidas una vez que el decreto que otorga la concesión es cursado, publicado y reducido a escritura pública. Esto, no obstante que se puedan entender constituidas una vez aprobados los planos de las servidumbres en el decreto de la concesión (previo a ser cursado publicado y reducido a escritura pública).

Cabe mencionar respecto a lo dicho, que por el solo hecho de tener una concesión eléctrica, el titular de ésta puede imponer las servidumbres eléctricas, de donde se desprende a contrario sensu, que de no haber concesión eléctrica, no se pueden imponer las servidumbres aquí descritas, siendo por ende un derecho que la propia ley le otorga al concesionario.

Por otra parte, aquel que obteniendo una concesión de distribución, no ha utilizado el derecho descrito, puede por vía de una negociación privada con los dueños de los terrenos a ser afectados, acordar el establecimiento de servidumbres. Si esto se produce antes de otorgarse el decreto concesional, deben acompañarse a la solicitud de

---

<sup>28</sup> Publicada en Fallos del Mes, N° 359, 1988, p. 703, considerando 5°.



concesión, los planos de las servidumbres obtenidas mediante la mencionada negociación privada.

En cuanto a la utilización de suelo público, la Ley en su art. 2 N° 3 dispone el otorgamiento de permisos para que las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, no sujetas a concesión, puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público; entonces aquel que no accede al derecho a imponer servidumbres vía concesión, lo obtiene vía permisos de las Municipalidades correspondientes (art. 2 N° 3,12, 34 a 37 del DFL N° 1); esto en armonía con lo establecido por los arts. 3° y 16 de la Ley y 6° de su Reglamento, que se refieren a las concesiones eléctricas.

Quede establecido eso sí, para evitar errores de interpretación, que tan sólo las concesiones definitivas otorgan el derecho a imponer servidumbres eléctricas y por lo tanto, las concesiones provisionales no autorizan a su titular para imponerlas, sino sólo para hacer mediciones y estudios en el terreno.

### C. Constitución Voluntaria de Servidumbres

Otra forma de constituir las servidumbres, como se acabara de manifestar, es mediante el acuerdo de los interesados, caso en el cual se siguen las reglas generales del Derecho Común.

Así, según el Derecho Común, las servidumbres que no pueden imponerse como legales pueden establecerse como voluntarias; esto sucede cuando falta uno o más de los requisitos que la hacen procedente como legales.

Los modos voluntarios para establecer las servidumbres voluntarias son los que se mencionan a continuación:<sup>29</sup>

1- Por sentencia judicial: El Código Civil señala que las servidumbres voluntarias también se pueden adquirir por sentencia del juez ( art. 880, inciso 2°).

"Debe observarse, -dice el Tratado de Derechos Reales de Alessandri- que salvo la excepción del partidor, las leyes no prevén el establecimiento de servidumbres por sentencias judiciales, pues éstas son sólo declarativas de derechos y no atributivas de los mismos. Parece, continúa el autor, que al redactarse la disposición en comento se tuvo presente la regla dada al partidor de que en la partición de los fundos se establecerían las servidumbres necesarias para su cómoda administración y goce (art. 1337, regla 5° del Código Civil). Este sería el único caso en que el juez crea un derecho; pero la servidumbre establecida por el partidor mal puede llamarse voluntaria si su fuente es una sentencia judicial."<sup>30</sup>

2- Adquisición por título: aquí la palabra título se toma en sentido de acto jurídico generador de un derecho y no en el sentido de documento escrito o medio probatorio.

Por este medio se puede adquirirse toda clase de servidumbre, incluso las servidumbres discontinuas y las continuas e inaparentes; esto por la certeza que otorga el título, al respecto el art. 882 del Código Civil señala que "Las servidumbres discontinuas de todas clases y las servidumbres continuas inaparentes sólo pueden

---

<sup>29</sup> La materia de las servidumbres voluntarias está tomada del Tratado de los Derechos Reales de Arturo Alessandri R., Manuel Somarriva U. y Antonio Vodanovic H. ED. Jurídica de Chile, 1993, pg. 223 y siguientes.

adquirirse por medio de un título; ni aun el goce inmemorial bastará para constituir las. Las servidumbres continuas y aparentes pueden adquirirse por título, o por prescripción de cinco años."

Los requisitos para esta forma de adquisición son:

- La capacidad, por tratarse de un acto de disposición, porque la constitución de una servidumbre implica un principio de enajenación.
  - Solemnidades, la constitución misma de las servidumbres no está sometida a ninguna solemnidad en cuanto a su forma, se rige por las reglas del acto que las contiene: cuando es a título gratuito, se rige por las normas de las donaciones y de los testamentos según el caso, y cuando es hecha a título oneroso, se aplican las normas de la compraventa, requiriéndose escritura pública.
  - El título constitutivo de servidumbre puede suplirse por el reconocimiento expreso del dueño del predio sirviente (art. 883 del Código Civil). Tal reconocimiento, que puede emanar de un documento escrito o de la confesión judicial, no es otra cosa que una declaración categórica del dueño del predio sirviente, que manifiesta su voluntad de establecer la servidumbre.
- 3- Por destinación del padre de familia: Una persona cuando tiene dos o más predios puede comunicar las utilidades de alguno de ellos a otro. Por ejemplo, puede hacer un acueducto para llevar aguas a otros predios de su propiedad. Lógicamente y por definición, éste hecho no constituye una servidumbre sino en cuanto se enajene uno de los predios en comento, caso en el cual nace de pleno derecho la servidumbre.

---

<sup>30</sup> Alessandri R, Arturo. Tratado de los Derechos Reales, Tomo II, pg. 225. Editorial Jurídica de Chile.

Los requisitos para que en este caso se entienda constituida la servidumbre son los siguientes (art. 881 del Código Civil):

- Que los dos fundos actualmente separados hayan pertenecido al mismo propietario;
- Que el servicio sea obra del dueño de los dos predios;
- Que se trate de un servicio continuo y aparente;
- Que se produzca la diferenciación del dominio de los dos fundos, o partes de un fundo, cualquiera que sea la causa: partición o enajenación y;
- Que en el acto que causa la diferenciación, nada se diga del servicio establecido por el propietario único.

4- Por prescripción: Para que esta forma proceda deberá tratarse únicamente de servidumbres continuas y aparentes.

En cuanto al plazo de prescripción, las servidumbres no se rigen por las reglas generales de la prescripción de los demás derechos reales, sino que por la norma de excepción del artículo 882 del Código Civil (art. 2512 del mismo Código). El plazo es de cinco años y la excepción consiste en que dicho plazo se aplica a todo tipo de prescripción, esto es, tanto a la ordinaria como a la extraordinaria.

La fecha inicial del plazo es aquella en que se han terminado las obras que denotan la existencia de la servidumbre, pues desde entonces las personas que puedan sentirse afectadas tienen un signo ostensible de la pretensión ajena y están en condiciones de interrumpir la prescripción.

Después de construidas las obras aparentes, la posesión prosigue sin necesidad de un hecho actual del hombre, "la servidumbre se ejercita por sí misma".

#### D. Normativa Eléctrica en las Servidumbres

A continuación, se citarán algunas disposiciones de la Ley Eléctrica de importancia en lo que a servidumbres se refiere, haciendo los comentarios pertinentes en los casos que ello proceda.

Se da por citado el art. 2 N° 4 de la Ley que ya fue transcrito anteriormente a propósito de los derechos de los concesionarios eléctricos, recordando que dicho artículo es el marco introductorio de todas las servidumbres que se desarrollan con posterioridad en la legislación eléctrica.

Art. 47 de la Ley Eléctrica:

“ Todas las servidumbres que señalen los decretos de concesiones eléctricas definitivas se establecerán en conformidad a los planos especiales de servidumbres que se hayan aprobado en el decreto de concesión.”

Se recuerda aquí lo dicho en las concesiones, en el sentido de que uno de los requisitos de la presentación de la solicitud de concesión es el acompañar los planos de las servidumbres que se desea se concedan al solicitante; de no ser pedidas, y acompañada dicha petición por los planos en que se establece su recorrido, se entiende que el concesionario no gozará de las servidumbres por incumplimiento de un requisito formal, ya que al otorgarse la concesión deben aprobarse los correspondientes planos.

Art. 50 de la Ley Eléctrica:

“Las concesiones de líneas de transporte, subestaciones y de servicio público de distribución crean a favor del concesionario las servidumbres:

- 1- Para tender líneas aéreas y subterráneas a través de propiedades ajenas;
- 2- Para ocupar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación;
- 3- Para ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.”

El artículo transcrito establece los derechos de servidumbres a favor del concesionario; pero ello tiene su contrapartida, que es una de las obligaciones que ya se mencionara y que es la de indemnizar todo perjuicio se le irroque al dueño del predio sirviente. Para ello, la Ley en sus artículos 62 y siguientes establece el procedimiento a seguir para el avalúo de dichos perjuicios.

Al efecto, en el art. 62 se otorga primero la posibilidad de un acuerdo directo en que son las propias partes, esto es, los titulares del predio dominante y sirviente, quienes acuerdan cual es el monto de los perjuicios causados o que se van a causar por la o las servidumbres impuestas. De no producirse el acuerdo, la ley establece un procedimiento, el que consiste en el nombramiento por el Ministerio de Economía de una Comisión de Hombres Buenos<sup>31</sup>, compuesto por tres integrantes, quienes oyendo a las partes deberán establecer el monto a ser pagado al dueño del predio sirviente. Una vez establecido el monto, se le informa a la SEC quien es la que lo notifica a las partes mediante carta certificada.

---

<sup>31</sup> En cuanto a la comisión de Hombres Buenos establecida en el DFL N° 1 de 1982, ha sido reglamentada en el Decreto Supremo N° 193, de 1983 (modificado por decreto N° 64 de 1984).

El art. 68 se encarga de establecer los ítems que comprende la indemnización, los que aunque ya se describieron entre las obligaciones del concesionario, son en forma breve: valor de todo el terreno ocupado, valor de los perjuicios e indemnización por todo daño que se cause por el tránsito posterior.

En cuanto al valor de los terrenos ocupados, se pagarán a tasación de peritos, más el 20% de aumento, según lo establece el art. 69 del DFL N° 1/82. También se otorga al propietario del predio sirviente, la posibilidad de solicitar se extienda la servidumbre a todos los terrenos cuando al constituirse la servidumbre, quedaren éstos inutilizados para su natural aprovechamiento.

Por último, de no quedar conforme el dueño del predio sirviente con el monto fijado por la Comisión de Hombres Buenos, tiene el derecho a reclamar ante los Tribunales de Justicia competentes según el territorio. Por su parte, el dueño del predio dominante, si el servidor se negare a recibir el monto establecido, puede consignarlo a la orden del tribunal a nombre del propietario del predio sirviente; este mismo procedimiento se utiliza en caso de encontrarse ausente el destinatario del pago.

El dueño del predio dominante con una copia del avalúo efectuado por la Comisión de Hombres Buenos y con el comprobante del depósito de dicha suma en el tribunal, puede presentarse ante el Juez de Letras de Mayor Cuantía respectivo para que lo ponga en posesión material del terreno en cuestión, aun cuando el dueño del predio sirviente no estuviese conforme.

El art. 50 se relaciona en forma importante con el art. 51 de la Ley; esto porque todo propietario de líneas eléctricas que haga uso de las servidumbres del art. 50 o bien utilice bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas en su trazado, estará obligado a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras

líneas eléctricas y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas.

Las servidumbres del art. 51 se encuentran, además, descritas en el art. 2 N° 4 letra b), 51 A hasta 51 G de la Ley Eléctrica, y art. 71 letras b) b1 y b2 del D.S. N° 327.

Para el establecimiento de las servidumbres del art. 51, también conocidas como servidumbres a favor de terceros, se requiere seguir el procedimiento establecido en el art. 51 A al 51 F para efectos de determinar las indemnizaciones correspondientes. Estas servidumbres a favor de terceros se pueden clasificar en dos clases; la primera es la llamada servidumbre de postación que autorizan a usar postes o torres ajenos para el establecimiento de otras líneas eléctricas, ( art. 50 y 51 de la Ley, 12 y 71 b) del Reglamento) además de la servidumbre temporal de postación del art. 60 de la Ley; y la segunda es la servidumbre de paso de energía eléctrica (art. 51 D.F.L. N° 1).

#### E. Servidumbres de Paso o Transmisión de Energía Eléctrica y de Postación

Una clase de servidumbres a favor de terceros es la servidumbre de paso o transmisión de energía eléctrica. Estas autorizan a usar las demás instalaciones ajenas necesarias para el paso de la energía eléctrica, ( art. 51, 51 A y siguientes de la Ley, 12 y 71 inc. final del Reglamento). Existen normas especiales respecto a las instalaciones ocupadas en distribución, en el art. 93 y siguientes del Reglamento Eléctrico.

El artículo 93 del Reglamento señala lo siguiente:

"En el caso de servidumbres de transmisión a través de instalaciones de distribución, las instalaciones involucradas serán todas aquellas instalaciones principales y de respaldo



necesarias para mantener una adecuada seguridad y calidad del servicio, conforme se establece en este reglamento.

Para estos efectos, se considerarán necesarias las instalaciones ubicadas dentro de él o los sectores de distribución, definidos en el artículo 295, comprendidos entre la subestación primaria de distribución correspondiente y el empalme del usuario a quien se abastece."

Preciso es recordar que el requisito que habilita para la imposición de las servidumbres de postación y de paso o transmisión de energía eléctrica, es que las instalaciones afectadas hagan uso de alguna de las servidumbres establecidas en el art. 50 de la ley o utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público.

#### E.1 Establecimiento de las Servidumbres de Paso o Transmisión de Energía Eléctrica y de Postación.

El inciso 2° del art. 51 de la Ley Eléctrica establece el procedimiento que debe ser observado por quien desee imponer las servidumbres del inc. 1° del mismo artículo, quienes estarán obligados a:

- Solicitar la servidumbre para el uso del paso de energía eléctrica;
- Pedir al propietario o concesionario información relativa a la capacidad de sus instalaciones, esto para ver si ellas soportan el uso adicional asociado a la servidumbre que se quiera imponer. Si no tiene capacidad instalada suficiente, el interesado deberá aumentarla a su costo, según las normas e instrucciones del dueño de éstas;

- Además, se debe indemnizar al dueño o concesionario de las instalaciones por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras (art. 51 N° 4 del DFL N° 1);
- Dentro del cálculo de la indemnización se consideran los costos necesarios para mantener la calidad y seguridad del servicio. Luego, al margen del costo de inversión del propietario, se debe indemnizar todo otro perjuicio que se produjere en la instalación por la constitución de la servidumbre de paso ( art. 51 N°1 DFL N° 1);
- Por último, concurrir proporcionalmente a los gastos de mantención y operación de las instalaciones que usen en común.

Para el caso de producirse una interposición de servidumbres que se quieran imponer respecto de unas mismas instalaciones, se debe utilizar el procedimiento ya descrito, esto es, solicitar al propietario o consignatario información relativa a la capacidad de sus instalaciones, para ver si soporta el uso que se quiere imponer. De no haber capacidad suficiente, los interesados pueden aumentar la capacidad de las instalaciones a su costo y según las instrucciones que el propietario de las mismas entregue. Luego, se debe indemnizar al dueño o concesionario y esto lo harán los que se superponen, a prorrata de la potencia máxima transitada por cada interesado respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras.

Como fuera explicado precedentemente, a fin de permitir el funcionamiento integral del sistema eléctrico, y posibilitando que la energía producida por los generadores llegue

a los consumidores finales, el art. 51 del DFL N° 1 grava a los propietarios de líneas eléctricas con servidumbres de paso. En virtud de éstas los propietarios de líneas eléctricas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el art. 50 y las que usen bienes nacionales de uso público como calles y vías públicas en su trazado, están obligados a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas, y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica.

Dicho en otros términos, los generadores tienen garantizada la facultad legal de usar las líneas eléctricas existentes en el sistema; ello incluye las de las empresas distribuidoras, ya que hay que pensar que dentro de las zonas de concesión de las respectivas empresas distribuidoras existen clientes no sujetos a regulación de precios (art. 91 DFL N° 1), quienes pueden contratar el suministro tanto con las distribuidoras como con una generadora, caso este último, en que las generadoras para llegar hasta el cliente libre deben usar todas las instalaciones de la distribuidora concesionaria del territorio en que el cliente libre se encuentra.

Por otra parte, cuando se le otorga este derecho a las generadoras, se posibilita la coordinación del sistema eléctrico y la venta de su producto en cualquier punto de éste; razón por la cual la legislación eléctrica prevé en el artículo 51 A y siguientes el procedimiento para el pago de peajes o indemnizaciones a los dueños de las instalaciones que son utilizadas en virtud de una servidumbre de paso de energía eléctrica.

Necesario es señalar que, para el caso de ser las distribuidoras las propietarias de las líneas que serán utilizadas, nos encontramos frente a lo que se llama la

subtransmisión de energía eléctrica por lo que se debería pagar un peaje o una indemnización por ello.

En el caso de la empresa generadora Colbún con la empresa distribuidora Chilectra se aprecia, que se pueden sostener posturas diversas, ambas amparadas en la Ley Eléctrica respecto a qué es lo que se debe pagar, si es una indemnización en el sentido del artículo 51 de la Ley, o es un peaje vía artículo 51 A y siguientes de la misma.

Lo más general, según se pudo constatar por la vía de entrevistas con diversas empresas distribuidoras, y del caso específico que se comenta, es que las partes prescindan de acogerse a uno u otro artículo de la Ley, llegando más bien a un acuerdo en forma directa del monto a ser pagado por la empresa que impone la servidumbre mediante sucesivos convenios y concesiones recíprocas.

En caso de que no se llegue a acuerdo o no se quiera acordar el monto ya referido, el art. 51 G de la Ley, establece un tribunal arbitral que resuelva cual va a ser dicho monto.

Al respecto, el artículo 51 G señala:

"Toda controversia que surja entre el propietario de las líneas y subestaciones involucradas y cualquier interesado en constituir una servidumbre o quien hace uso de ellas o entre estos últimos entre sí relacionada con servidumbres de paso de energía eléctrica y, en particular las dificultades o desacuerdos referidos a la constitución, determinación del monto de peajes y sus reajustes, proposición y antecedentes que debe proporcionar el propietario en conformidad al artículo 51<sup>o</sup> F, el cumplimiento, validez, interpretación, terminación y liquidación de convenios o fallos arbitrales relacionados con estas servidumbres, serán resueltos por un tribunal arbitral compuesto por tres árbitros

arbitradores designados, uno por cada una de las partes, y un tercero, que deberá ser abogado, elegido por los dos primeros de común acuerdo, y en caso de desacuerdo, por la justicia ordinaria.

El tribunal arbitral actuará en calidad de arbitrador y fallará en única instancia.

Para constituir el arbitraje, cualquiera de las partes notificará a la otra a través de un notario público, su voluntad de iniciar el juicio arbitral señalando en la misma comunicación el nombre del árbitro que designe y la fecha y lugar en que deberán reunirse los árbitros designados por las partes con el fin de elegir el tercer árbitro. Esta reunión no podrá celebrarse en un plazo inferior a 10 ni superior a 20 días y se llevará a efecto en el oficio de un notario público del domicilio del notificado a la convocatoria.

El tribunal arbitral adoptará sus acuerdos por simple mayoría y emitirá su fallo dentro de los 180 días siguientes a la fecha de designación del tercer árbitro, plazo que podrá ampliarse solamente hasta por 30 días.

Los costos del arbitraje serán pagados por mitades entre las partes. Los árbitros, antes de asumir el cargo, deberán dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 236 del Código Orgánico de Tribunales."

En el caso en comento, Colbún tiene un contrato de suministro eléctrico con la Empresa Metro de Santiago, lo cual es perfectamente factible puesto que como se dijera, los clientes libres o no sometidos a regulación de precios, esto es, los consumos superiores a 2.000 Kw. (art. 90 de la Ley) pueden contratar suministro, a su elección, con una empresa distribuidora que en este caso debe ser la empresa concesionaria del servicio público de distribución para el territorio en que el cliente libre se encuentra, o con una empresa generadora, cual es el caso del Metro.

Lo que ocurre en este caso, es que Colbún debe pagar a Chilectra por el uso que hace de sus líneas, para suministrar a un cliente libre, el Metro, que se encuentra dentro de su zona de concesión.

En cuanto a que existe la obligación de pago, ambas empresas están de acuerdo; el problema surgió porque no existía tal acuerdo en relación a la normativa que debía ser aplicada para determinar el cálculo del monto. Es por ello que las partes se sometieron a un arbitraje conforme lo dispone el artículo 51 G de la Ley Eléctrica. En este procedimiento, una de las partes, Colbún, sostenía que lo que correspondía y que se debía pagar, es lo que resulta de la aplicación de los artículos 51 B y siguientes del DFL N° 1, y la otra, Chilectra, que se le debe una indemnización basada en el artículo 51 del mismo cuerpo legal.

La diferencia entre acogerse a uno u otro artículo radica en que el artículo 51 señala el pago de una indemnización, y el artículo 51 B y siguientes se refieren a un peaje, que si bien es una forma de indemnización, conlleva otros beneficios para quien impone la servidumbre, como aquel que consiste en que puede retirar energía en cualquier punto de las líneas afectadas, en cambio de tratarse de una indemnización por vía del artículo 51, este derecho no le asiste a quien debe pagar una indemnización propiamente tal.

Este caso, se resolvió en definitiva por un acuerdo al que arribaron las partes durante el procedimiento, el cual se tradujo en la celebración de un contrato de uso de instalaciones, en que lo principal fue establecer un monto a ser pagado mensualmente y, respecto a lo ya debido por Colbún hasta la fecha del acuerdo, se fijó un monto a ser enterado de una sola vez. Me parece acertado un acuerdo de esta naturaleza a falta de norma que resuelva la materia; pero en la práctica, y para incentivar el desarrollo en el

sector, sería prudente que la autoridad fije normas claras que faciliten las decisiones de inversión.

Respecto a los derechos alegados durante el proceso y que correspondían a una y otra parte, como el derecho a retiro de energía en cualquier punto, o desde cuándo se entiende constituida la servidumbre para efectos de contabilizar el comienzo del período de pago, o en cuanto a la definición de las instalaciones afectadas (esto porque Chilectra sostenía que eran todas las instalaciones, y Colbún sólo aquellas que llevan el suministro directamente a las instalaciones de la empresa Metro, ello, derivado de la diversa interpretación de las normas de la Ley Eléctrica). Al final no se estableció nada, más aun, no se dijo qué norma era la que primaba, si la sostenida por Colbún o la sostenida por Chilectra, y ello se debe a que no hubo un pronunciamiento del tribunal arbitral por el hecho de haberse llegado al mencionado acuerdo.<sup>32</sup>

Para finalizar el presente análisis de las indemnizaciones que se deben por la imposición de una servidumbre de paso, cabe señalar que el procedimiento descrito en los artículos 51 B y siguientes, es el utilizado por las empresas transmisoras; y que por no haber reglas relativas a la subtransmisión, que es el caso de las distribuidoras cuando sus líneas son utilizadas por otras empresas, estas empresas distribuidoras podrían utilizar el mismo procedimiento, pero no es una postura generalizada ya que la mayor de las veces, lo que se busca es fijar una cantidad a ser pagada por la empresa

---

<sup>32</sup> Este acuerdo entre la Empresa Chilectra y la Generadora Colbún, se llevó a cabo dentro del procedimiento que se seguía ante el tribunal arbitral constituido en conformidad a lo que señala la legislación eléctrica, por tres miembros que en este caso eran: don Claudio Valdés, Vladimir Marinov y Jaime Del Valle. El acuerdo se logró en el mes de enero del año 2000.

generadora que va a utilizar las líneas de la distribuidora, suma que generalmente las empresas mencionadas acuerdan en forma privada de acuerdo a los criterios que en ese momento ellas consideren preponderantes para acordar el monto a ser pagado; en cuanto a los demás puntos que de ajustarse a una u otra norma resultarían, lo deciden en el mismo acuerdo.

## F. Otros Tipos de Servidumbres

### F.1 Servidumbres Prohibidas:

Aparte de las servidumbres señaladas, la legislación eléctrica establece las servidumbres prohibidas, que se mencionan a continuación:

El art. 53 incisos 1°, 2° y 3° del DFL N°1 establece lo que se ha llamado como servidumbres prohibidas y ello porque este artículo establece una prohibición de carácter legal, quedando los terrenos mencionados exentos de ser gravados por servidumbres. Se desprende de lo dicho que estas servidumbres no pueden imponerse ni aun de forma voluntaria por las partes en los casos siguientes:

“Los edificios no quedan sujetos a las servidumbres de obras hidroeléctricas ni de líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.

Los corrales, huertos, parques, jardines o patios que dependan de edificios, quedan sujetos sólo a la servidumbre de ser cruzados por líneas aéreas de distribución de energía eléctrica de baja tensión, pero están exentos de las demás servidumbres que establece la presente ley.



El trazado de estas líneas deberá proyectarse en forma que no perjudique la estética de jardines, parques, huertos o patios del predio.

El propietario del predio atravesado por las líneas que desee ejecutar construcciones debajo de ellas, podrá exigir del dueño de las líneas que varíe su trazado. En este caso las obras modificatorias serán de cargo del dueño del predio.”

Para completar la idea del artículo recién citado, hay que armonizarlo con el artículo 56 de la Ley, que establece que se impone además de la obligación de no hacer respecto al terreno gravado, el deber de no realizar plantaciones o construcciones u obras de cualquier otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de las servidumbres establecidas por la Ley Eléctrica. De no cumplir con esta obligación, el titular de la servidumbre podrá tomar las medidas necesarias, a costa del dueño del suelo, para lograr el cumplimiento de ello.

Las disposiciones legales que se refieren a la materia se citan a continuación:

Art. 54 de la Ley Eléctrica:

“Las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, podrán atravesar los ríos, canales, las líneas férreas, puentes, acueductos, cruzar calles, caminos y otras líneas eléctricas.

Estos cruzamientos se harán en conformidad con las prescripciones que establezcan los reglamentos, de manera que garanticen la seguridad de las personas y propiedades.”

## F.2 Servidumbres de tránsito

El art. 57 de la Ley Eléctrica establece las llamadas servidumbres de tránsito:

“Si no existieren caminos adecuados para la unión del camino público o vecinal más próximo con el sitio ocupado por las obras, el concesionario tendrá derecho a las servidumbres de tránsito por los predios que sea necesario ocupar para establecer el camino de acceso.”

## F.3 Servidumbres Transitorias

Además de los artículos citados, el D.F.L. N° 1 de 1982 establece servidumbres transitorias en el artículo 60 que señala la servidumbre temporal de postación, se podrá autorizar en casos calificados por la Superintendencia, la que estará también autorizada para fijar en cada caso el monto de pago correspondiente.

Es de importancia señalar que las gestiones para hacer efectivas las servidumbres deberán iniciarse dentro de los seis meses siguientes a la fecha de reducción a escritura pública del decreto que aprobó los planos correspondientes. La inobservancia del plazo lleva a la caducidad del derecho para imponer servidumbres, ( art. 61 de la Ley).

## VIII

### PERMISOS

Otra manera de acceder al uso de un terreno por parte de las empresas distribuidoras, es mediante la obtención de permisos, según lo establece el art. 4° del Reglamento de la Ley Eléctrica. Estos permisos son los indicados a continuación:

a) “ Permisos de extensión provisoria de líneas, fuera del área de concesión respectiva”.

Este permiso es otorgado por la SEC y mediante el mismo se pueden afectar tanto terrenos públicos como privados. No puede exceder de un año desde su otorgamiento por el hecho de afectar terrenos privados, e impone la obligación al titular del permiso de solicitar concesión definitiva respecto del terreno que abarca el permiso provisorio; de no hacerlo, el permiso caduca de pleno derecho.

b) “Permisos para que las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión, puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público”.

Estos permisos son otorgados por la Dirección de Vialidad y por las Municipalidades y sólo pueden afectar bienes nacionales de uso público. Se pueden otorgar hasta por treinta años, sin perjuicio de pedir dentro de los últimos cuatro años de su duración que se prorrogue dicho plazo.

Los derechos mencionados en la letra b) precedente requieren de permisos municipales por no encontrarse sujetos a una concesión eléctrica; distinto es el caso en

que se utilizan bienes nacionales de uso público amparado por una concesión previa. Se hace esta diferencia debido a que se han producido divergencias respecto a los permisos que otorgan las municipalidades sobre los bienes nacionales de uso público que se encuentran dentro de su territorio.

Los problemas se reducen a dos principalmente:

- 1- Si las Municipalidades por el hecho de que su ley orgánica les entrega la administración de los bienes nacionales dentro de su territorio, tienen el derecho privativo de otorgar los referidos permisos para que dichos bienes puedan ser utilizados por las concesionarias del servicio público de distribución; esto, sin hacer diferencia alguna entre distribución con y sin concesión previa; y
- 2- Si las Municipalidades tienen el derecho al cobro de derechos respecto de las distribuidoras por la utilización de los mencionados bienes nacionales ubicados dentro del territorio de la respectiva Comuna.

En cuanto los problemas planteados, existen fallos que vienen a aclarar la materia.

Se cita el fallo de 4 de junio de 1996 dictado por la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago en la causa Rol N° 779-95, en lo que dice relación con el primer problema planteado, establece en su considerando N° 5, párrafo 2°:

“Conviene señalar que la concesión de servicio público de distribución otorga a su titular, como lo previene el art. 16 del DFL N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender las líneas aéreas y subterráneas destinadas a la distribución en la zona de concesión. El indicado Decreto con Fuerza de Ley consulta el permiso municipal para el caso únicamente de instalación de líneas de transporte y distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión, con el

fin que los interesados en esas labores puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público, por cuyo motivo no resulta necesaria su obtención si existe una concesión definitiva, como ocurre en el caso de la reclamante”.

Por su parte, el fallo dictado con fecha ocho de enero de 1999 en la causa Rol N° 4.307-97 por la Ilma. Corte de Apelaciones de Santiago, establece el derecho a usar transitoriamente, por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, espacios públicos en su considerando 6°:

“Que la aparente colisión entre el precepto del artículo 20 de la Ordenanza Local de Derechos Municipales, N° 2.660 de 23 de Diciembre de 1996; y el DFL N° 1 de 1982, de Minería, a que se hizo mención precedentemente, debe ser resuelto a favor de éste último, no sólo en atención a su mayor o superior rango jerárquico dentro del ámbito público, sino a la circunstancia de haber sido otorgados derechos y exigido deberes en una concesión dada por el Estado, que lleva ínsito el de ocupar espacios públicos, transitoriamente, con el fin de reparar y mantener, permanentemente, un adecuado funcionamiento del servicio a favor de la colectividad, materia de la respectiva concesión.

Si la concesión definitiva permitió la utilización permanente de espacios o bienes nacionales de uso público para la prestación de un servicio de idéntica naturaleza, la racionalidad no podría explicar que se debiera acudir a un órgano menor, con el fin de obtener permiso para ocupar transitoriamente un espacio público con fines de reparación o mantención del mismo servicio público”.

Por otra parte, sería ilógico tener que acceder a los bienes mencionados mediante permiso de la respectiva Municipalidad, siendo que un órgano del Estado, como lo es el Ministerio de Economía, ya ha otorgado el referido permiso al constituir la concesión mediante Decreto Supremo, esto, dado que es la propia Ley Eléctrica la que señala que con la dictación de dicho decreto, se adquiere el derecho a usar los bienes nacionales de uso público. Por lo demás, dichos bienes de uso público, en este caso, se aplican a un servicio que la ley califica de utilidad pública.

Ahora, en lo tocante al cobro de derechos por la utilización de los bienes en cuestión, se ha establecido en reiteradas ocasiones, que ellos son improcedentes.

El ya citado fallo de cuatro de junio de 1996, dispone en su considerando 7° lo siguiente:

“Que es del caso precisar que la potestad tributaria está comprendida entre las facultades que competen al Presidente de la República, quien de acuerdo a los artículos 60 N° 14 y 62 inciso 4° N° 1 de la Carta Fundamental, tiene la iniciativa exclusiva de las leyes que impongan, supriman, reduzcan o condonen tributos de cualquier clase o naturaleza, establecer las exenciones o modificar las existentes (...).

Resulta incuestionable que las referidas normas constitucionales prevalecen sobre las disposiciones de los artículos 1°, 4° letra a) y 13 de la Ley Orgánica de Municipalidades (18.695) y los artículos 41, 42 y 43 del DL 3.063, sobre Rentas Municipales, que invoca en apoyo de su posición la parte recurrida, por lo que necesariamente debe concluirse que las Municipalidades carecen en realidad de la facultad de establecer y cobrar tributos, y siendo así procede acoger el reclamo en la parte que estima ilegal el cobro de los derechos municipales (...).”

En la misma forma se pronuncian la Ilma. Corte de Apelaciones de Santiago y la Exma. Corte Suprema en el recurso de protección de la Compañía Eléctrica de Río Maipo con Municipalidad de Puente Alto, Rol N° 96-93 (I.C.A) y 22.555 (E.C.S.), enero y marzo de 1994; caso en que se solicitó se dejara sin efecto el decreto alcaldicio que ordenó a un concesionario del servicio público de distribución de energía eléctrica, el retiro de postación eléctrica y alambres por un supuesto no pago de derechos municipales por ocupación de bienes nacionales de uso público.

Es interesante reproducir la doctrina que respecto a este fallo se elabora:<sup>33</sup>

“Si bien, en virtud de lo dispuesto en el art. 5° de la ley 18.695, de 1988, es atribución de las Municipalidades el administrar los bienes nacionales de uso público existentes en la comuna, esta atribución no es exclusiva y además la facultad para exigir derechos se refiere únicamente a la retribución por los servicios que prestan, o por los permisos y concesiones que otorgan.

Si ha sido la ley la que ha entregado expresamente la facultad para otorgar concesiones definitivas de servicio público de distribución de energía eléctrica a otro organismo distinto de las Municipalidades- en el caso de las concesiones eléctricas, al Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción- no compete a dichas Municipalidades exigir permiso alguno a aquellas empresas que hubieran obtenido un decreto de concesión definitiva de esta clase de la autoridad competente, como requisito previo para la iniciación y ejecución de las obras necesarias para sus instalaciones, en el lugar y forma en que precisamente se las ha autorizado, por más que las obras deban realizarse en bienes nacionales de uso público cuya administración general se les ha encomendado”.

En conclusión, no se encuentra dentro de las facultades de las Municipalidades el otorgar permisos para el uso de bienes nacionales a concesionarias del servicio público de distribución, teniendo sólo la facultad de otorgar dichos permisos para la distribución no sujeta a concesión. Tampoco está autorizada al cobro de derechos por la utilización de los mismos cuando no sean éstas quienes han autorizado su uso.

---

<sup>33</sup> Revista Chilena de Derecho, Vol. 21 N° 3, pp. 564, 1994.



## IX

### CONTINUIDAD Y CALIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO<sup>34</sup>

Cabe señalar, que la energía es un insumo que desde el punto de vista económico presenta las siguientes características:

- El ser un bien complementario a muchos otros bienes producidos en diversas actividades. Esto implica que es un costo de producción, lo que a su vez justifica la operación más económica para el conjunto de instalaciones eléctricas<sup>35</sup> puesto que, de lo contrario, se encarecería innecesariamente el costo de los demás bienes para los cuales la electricidad constituye un costo de producción.
- Por otro lado, es un producto no almacenable, por lo que si no se usa en el momento oportuno, se pierde. Esto indica que su producción debe adaptarse instantáneamente a la demanda, por ende, ello significa en forma lógica que la energía tiene un costo de oportunidad.

La legislación eléctrica se encarga de asegurar, por varios medios, que la energía llegue a los usuarios en forma oportuna y al menor costo.

---

<sup>34</sup> Para el desarrollo de este tema, se ha tomado como base y guía el informe presentado por la Secretaría General de la Presidencia en el recurso de protección N° 2868-99, caratulado Empresa Nacional de Electricidad y otros con Presidente de la República y Ministerio del Interior.

<sup>35</sup> Esta es una de las finalidades que establece el art. 81 del DFL N° 1 derivada de la obligación de interconexión de las instalaciones eléctricas que operen en sincronismo.

A continuación, se van a desarrollar los medios que tienden a asegurar la continuidad del suministro respecto de todo aquel que preste suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no y las excepciones contenidas en la Ley y en el Reglamento.

## A- CALIDAD Y CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO EN LA DISTRIBUCIÓN

El Reglamento Eléctrico señala en su artículo 222 que: "La calidad del servicio es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse..."

Junto adquirir con el derecho de realizar la actividad de distribución, se contraen obligaciones legales entre las cuales se encuentra la calidad y continuidad del suministro eléctrico.

La *continuidad* del servicio, es un elemento integrante de la *calidad* del servicio. A su vez la calidad del servicio se encuentra definida en el Reglamento Eléctrico como "el conjunto de propiedades y estándares normales, que conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse"<sup>36</sup>.

La calidad del servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros:

a) Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión;

- b) La seguridad de las instalaciones y de su operación y el mantenimiento de las mismas;
- c) La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en el Reglamento;
- d) La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los clientes y usuarios;
- e) El cumplimiento de los plazos de reposición del suministro;
- f) La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos;
- g) La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes;
- h) La continuidad del servicio;
- i) Los estándares de calidad del suministro.

## A.1 CALIDAD DEL SUMINISTRO

La calidad del servicio recién definida es parte, a su vez, de lo que se conoce como la calidad del suministro, que se encuentra definido en el art. 223 del Reglamento como, “el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad.”

La diferencia entre uno y otro, es que la calidad del servicio se refiere únicamente a la distribución, y la calidad del suministro, además, es comprensiva de la generación y

---

<sup>36</sup> Definición establecida en el artículo 222 del Reglamento Eléctrico.

de la transmisión de energía eléctrica. Esta afirmación se desprende del artículo 221 del Reglamento Eléctrico, que señala lo siguiente:

"Los concesionarios del servicio público de distribución son responsables del cumplimiento de los estándares y normas de calidad del servicio que establece la ley y este reglamento."

El inciso 2° del artículo 221 señala:

"Todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación transporte y distribución, sea concesionario o no, será responsable de los estándares de calidad de suministro que establecen este reglamento y las normas técnicas pertinentes."

Se observa claramente que el artículo 221 hace de cargo no sólo de la distribución sino que también de la transmisión y generación la calidad del suministro<sup>37</sup>, siendo, en el caso de la distribución, tan sólo uno de los elementos constitutivos de la calidad del servicio como se desprende de la enumeración que hace el artículo 222 del mismo Reglamento.

Ahora, del análisis de la Ley Eléctrica en sus artículos 79 y siguientes, se puede concluir que sólo se regula y obliga a cumplir con la calidad del suministro a las empresas distribuidoras, guardando silencio respecto de las transmisoras y generadoras, cosa que el Reglamento no hace, porque del ya transcrito artículo 221, en su inciso 2°, se aprecia que éste si hace responsables a las transmisoras y generadoras de la calidad del suministro.

## A- 2. CONTINUIDAD DEL SUMISTRO Y SUS EXCEPCIONES

Siguiendo con el desarrollo del presente capítulo, la continuidad del suministro de electricidad como obligación legal del distribuidor, se desprende a contrario sensu del art. 83 del DFL N° 1; el cual establece:

“ Las disposiciones sobre calidad y continuidad del servicio establecidas en la presente ley, no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquellos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio.”

Es así, que de no mediar las circunstancias descritas en el art. 83 citado, la empresa eléctrica no se puede excusar de cumplir con su obligación legal de otorgar suministro en forma continua. Reafirmando lo establecido por el art. 83 recién citado, el art. 145 del Reglamento Eléctrico, establece por su parte que:

“Las empresas concesionarias del servicio público de distribución deberán suministrar electricidad a sus usuarios de manera continua e ininterrumpida, salvo las excepciones legales y reglamentarias.”

Las excepciones legales a que se refiere el art. 145 transcrito, son precisamente, y entre otras, las del art. 83, esto es que de haber un decreto de racionamiento o mediando caso fortuito o fuerza mayor, la empresa distribuidora cesa en su obligación de prestar un suministro continuo. Además de estas causales del art. 83, se encuentra la del art. 84 de la ley (art.147 del Reglamento), según la cual, se podrá suspender el suministro eléctrico cuando el servicio se encuentre impago por parte del consumidor o usuario y la del art. 245 del Reglamento, que autoriza determinados márgenes de interrupción o suspensión.

---

<sup>37</sup> Concordar con el inc. 2° del art. 224 del mismo Reglamento.

A continuación, se desarrollarán las causales que eximen de responsabilidad al concesionario del servicio público de distribución por la no entrega de suministro eléctrico y el procedimiento a seguir para suspender la obligación de entrega del mismo.

#### A- 2. 1. EXCEPCIONES A LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

Existen causas que eximen de responsabilidad a aquél que tiene la obligación de entregar suministro eléctrico. Entre ellas se encuentran, el incumplimiento de pago por parte del usuario del servicio y, a propósito de las compensaciones, se verá el caso fortuito o fuerza mayor y el caso en que exista un decreto de racionamiento dictado por la autoridad y los márgenes de suspensión o interrupción de suministro autorizados por la ley. El que dichos preceptos eximan de responsabilidad se ve confirmado, respecto del sector distribución, por lo establecido en el art. 16 B de la Ley N° 18.410, Ley Orgánica de la SEC, que expresa que “ (...), la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica “no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos”, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación (...)”. Si bien este artículo sólo se refiere a la distribución, deja en claro que las eximentes establecidas en la ley o el reglamento, liberan al concesionario del pago de compensaciones o indemnizaciones.

#### (i) CORTE Y REPOSICION DE SUMINISTRO

Como se adelantara, dentro de las causales que habilitan al concesionario a no cumplir con la obligación de un suministro continuo, está la del artículo 84 del DFL N° 1 que autoriza el corte del suministro eléctrico cuando el consumidor no haya pagado por éste, previa notificación al usuario con a lo menos cinco días de anticipación. Este derecho se puede hacer efectivo luego de transcurridos cuarenta y cinco días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga.

La facturación de los consumos puede hacerse en forma mensual, en cuyo caso no puede ser inferior a 27 ni superior de 33 días, o en forma bimestral con límites de 57 y de 63 días.

En los artículos 123 y siguientes del Reglamento, se establece además, que los concesionarios deben facturar las cantidades que consten en los equipos que registran los consumos de los usuarios. Para tal efecto, los usuarios deben dar facilidades para que los concesionarios puedan tomar lectura de medidores cualquier día del mes, en horario habilitado.

La boleta o factura debe también llevar desglosados los cobros por potencia, energía, mantenimiento y cualquier otro cargo que se efectúe en ella.

Por último, los concesionarios deben entregar la boleta o factura en la dirección del inmueble o instalación en que se efectuó el consumo o en el lugar convenido con el cliente.

## PROCEDIMIENTO PARA EL CORTE Y REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO

Corresponde ahora examinar el procedimiento que las concesionarias deben seguir para que el corte de suministro sea válido. Por otra parte, cabe señalar que de seguirse

dicho procedimiento, la empresa concesionaria utiliza legítimamente una de las causales que la exceptúan de cumplir con su obligación de otorgar suministro eléctrico en forma continua y la ponen al margen de posibles sanciones.

En cuanto al corte del servicio, el procedimiento es el siguiente:

Una vez notificado el consumidor del corte del servicio, podrá reclamar ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles previo depósito de la suma cobrada. Frente a este reclamo la SEC resuelve, siendo esta resolución obligatoria tanto para el concesionario como para el consumidor.

Si el consumidor llevó a cabo el depósito referido, el concesionario deberá reponer el servicio suspendido en un plazo máximo de 24 horas a requerimiento de la Superintendencia (art. 150 inc.1°, 2a parte, DS 327).

Por otra parte, si vencido el plazo de 45 días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga, el concesionario no suspendiere el servicio por esta causal antes de la emisión de la siguiente boleta o factura, las obligaciones por consumos derivadas del servicio para con la empresa suministradora que se generen desde la fecha de emisión de esta última boleta o factura, no quedarán radicadas en el inmueble o instalación, salvo que para ello contare con la autorización escrita del propietario. Esta autorización no podrá ser otorgada antes de verificada la condición que habilita la suspensión del suministro y deberá acompañarse de un certificado de dominio vigente que acredite haber sido otorgada por el propietario del inmueble o instalación.<sup>38</sup> Con esto, se deja de radicar la obligación de pago de las cuentas impagas en el inmueble para pasar a ser exclusivamente deudas personales de aquel que dejó de pagarlas; esto

---

<sup>38</sup> Artículo 147 inciso 2° del DS N°327.



salvo que el actual propietario del inmueble así lo acepte mediando los requisitos expresados con anterioridad.

Por último, aunque se haya otorgado la referida autorización, si luego de ella se configura nuevamente causal de suspensión del suministro y el concesionario no ejerciere el derecho expresado precedentemente, una vez más se dejan de radicar en el inmueble o instalación las obligaciones impagas, salvo que otra vez se otorgue autorización escrita por el propietario del inmueble o instalación en el sentido de asentir que la obligación por facturas impagas se siga radicando en el inmueble.

Las reglas transcritas sobre corte del servicio no se aplicarán al consumo de hospitales y cárceles ya que para estos casos la ley ha previsto la interposición de una acción ejecutiva por parte del concesionario, cumpliendo con el requisito de presentar una declaración jurada ante notario en la cual se indique que existen tres o más mensualidades insolutas; esto porque dicha declaración constituye el título ejecutivo de dicha obligación.

Para el caso de los inmuebles o instalaciones que cuenten con un medidor general totalizador y medidores remarcadores en departamentos interiores, cuyos consumos sean cobrados directamente por el concesionario, este sólo podrá suspender el servicio a las instalaciones que estén en mora.<sup>39</sup> Como ejemplo, se pueden citar los edificios de departamentos regidos por la ley de copropiedad inmobiliaria.

Cabe hacer presente que durante el período en que el servicio esté suspendido, serán de cargo del consumidor todos los cargos fijos y las costas del cobro de tarifas insolutas, de acuerdo con la opción tarifaria que éste tenga vigente (art.150 del Reglamento).

También, el dueño del inmueble que recibe suministro eléctrico tiene derecho a exigir desconexión o que le retiren el empalme, siempre que haga uso personal de éste o esté desocupado, y además pagando el costo de ello y toda otra suma adeudada a la compañía suministradora por concepto de suministro y/o potencia contratada o suministrada.

Por otro lado, si se mira por un momento la posición del usuario, el ordenamiento jurídico no le permite dejar de pagar los cargos fijos y las costas del cobro de tarifas insolutas, así lo dispone el artículo 150 inc. 2° del Reglamento que señala al efecto: "Durante el período que el servicio esté suspendido, serán de cargo del consumidor todos los cargos fijos y costas del cobro de tarifas insolutas de acuerdo con la opción tarifaria que esté vigente"

Durante el tiempo que dure la suspensión, por ende, puede reclamar por las irregularidades, previo depósito de las sumas adeudadas, pero no puede dejar de pagar. Además, la ley no lo autoriza para alegar la excepción de contrato no cumplido, no obstante que se den todos los elementos de dicha institución. En efecto, hay un contrato bilateral, la empresa que otorga el suministro no cumple ni se allana a cumplir, la obligación del acreedor contra quien se opone la excepción es exigible y hay buena fe por parte del usuario. Así, no obstante se den estos requisitos, el cliente deberá seguir el procedimiento descrito que señala el propio Reglamento en sus artículos 147 y siguientes.

El párrafo anterior muestra que existe un desequilibrio en las obligaciones que la ley impone a las partes en cuestión, pues permite que las empresas que otorgan suministro

---

<sup>39</sup> Artículo 151 del DS N° 327.

se exceptúen de cumplir su obligación de prestar suministro. Es por ello que dicha excepción debe interpretarse restrictivamente y así no alterar el equilibrio en las prestaciones contractuales.

(ii) CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

(iii) DICTACIÓN DE UN DECRETO DE RACIONAMIENTO

Estas dos excepciones a la obligación de prestar suministro en forma continua, se tratarán conjuntamente con las compensaciones, para efectos de dar un tratamiento unitario de estas materias.

## B - CALIDAD DEL SUMINISTRO EN LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para una comprensión más acabada de la calidad del suministro y de la continuidad como elemento de ésta, se va a hacer un paréntesis en la materia de la distribución para incorporar materia de actualidad que afecta a las generadoras y transmisoras de electricidad.

El 10 de septiembre de 1998 se publicó el Reglamento de la Ley Eléctrica; dentro de las materias que se tratan en dicho Reglamento se encuentra la calidad del suministro. Como se puede apreciar del art. 79 de la Ley Eléctrica recién transcrito y de los artículos 83, 86 y 89 de la misma, éstas sólo tratan de las distribuidoras de energía eléctrica sin hacer extensiva la obligación de la calidad de suministro a las generadoras ni transmisoras. Pues bien, el Reglamento vino a extender dicha obligación a la

generación y transmisión como se desprende de la redacción del art. 227, lo que provocó la interposición de variados recursos de protección fundados en que dicho Reglamento ha innovado en relación a lo dispuesto por el DFL N° 1 requiriendo algo que la ley no exigió. Además de vulnerar el derecho de propiedad de las generadoras y transmisoras en lo referente a los contratos válidamente celebrados con anterioridad a la dictación del DS N° 327 aludido.

Por otra parte, se las hace responsables por la calidad del suministro pudiendo incurrir en sanciones, lo que implica imponer requisitos para el desarrollo de una actividad económica vulnerando las normas constitucionales, que garantizan la libertad para ejercer dichas actividades.

Para solucionar el problema planteado en orden a establecer quienes son los afectados por la obligación en cuestión, la Excelentísima Corte Suprema en la causa Rol N° 3857-98 resolvió que la transmisión y la generación de energía eléctrica sí serían actividades económicas con características de servicio público.<sup>40</sup> Del fallo citado se desprende que para la jurisprudencia, toda actividad eléctrica es servicio público y por ende el Reglamento Eléctrico no estaría innovando respecto de las disposiciones del DFL N° 1; esto, si se recuerda el desarrollo elaborado respecto al servicio público en el principio de este trabajo, resulta absurdo puesto que la propia legislación establece que no existen más servicios públicos que los creados por ley y más aun se va contra texto expreso de la ley puesto que el art. 8° del DFL N° 1 establece que “ No se considerarán de servicio público: los suministros efectuados desde instalaciones de generación y transporte...”

Del párrafo anterior, se concluye que los Tribunales de Justicia pudieron caer en un error al incorporar a la generación y transporte como servicios públicos, toda vez que es la propia ley eléctrica quien se encarga de dejar en claro que no lo son.

Por otra parte, parece aun más ilógico si se revisa el fallo dictado con fecha 22 de marzo de 1999 por la Excelentísima Corte Suprema, donde en su considerando quinto cita textualmente el artículo 8° de la Ley Eléctrica, y además, en la doctrina que se acompaña al mencionado fallo en la Revista de Derecho y Jurisprudencia<sup>41</sup>, se afirma lo siguiente: "Las líneas de transporte son aquellas que operan con una tensión superior a 23.000 Volts permitiendo la ley un suministro a un usuario final, y no se consideran de servicio público."

Entonces, tenemos por un lado que se afirma que los tres sectores eléctricos son servicio público, y por otro lado se afirma lo contrario respecto a uno de ellos.

Conforme lo expuesto, existen dudas respecto de la efectiva aplicación de ciertos artículos del Reglamento Eléctrico en la forma en que actualmente se encuentran establecidos.

## B.1 CALIDAD DEL SUMINISTRO EN EL REGLAMENTO

Sin perjuicio de las dudas en su aplicación, los artículos 221, 224 y 227 del Reglamento imponen tanto a las generadoras y transmisoras como a las distribuidoras la obligación de cumplir con los estándares y normas de calidad responsabilizándolos por su cumplimiento. Es así como el art. 221 inciso 2° del DS 327 dice que: "todo aquel que

---

<sup>40</sup> Considerando 4° del fallo dictado el 8 de julio de 1999, en la causa rol N°3857-98.

<sup>41</sup> Revista de Derecho y Jurisprudencia, N° 1, 1999, 2° parte, Sección 7°, página 87.

proporcione suministro eléctrico, tanto en la generación transporte o distribución, sea concesionario o no será responsable del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establecen este reglamento y las normas técnicas pertinentes”.

El artículo 224 del mismo cuerpo confirma el precepto del art. 221 inc. 2° agregando que si bien todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad del suministro que entrega, “ salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor”.

Este artículo establece otra de las causales por las cuales el concesionario queda libre de responsabilidad en caso de suspenderse el suministro: el caso fortuito.

Finalmente el art. 227 del Reglamento entrega una herramienta la cual es la evaluación que se realizará separadamente en los sistemas de generación, transporte, distribución y en los propios del consumidor final. Su inciso 2° nombra las modalidades de medición. La Ley Eléctrica en cambio sólo entrega esta herramienta para ser utilizada en las concesionarias del servicio público de distribución como lo manifiesta el art. 86 de dicho cuerpo legal.

## C- MEDIOS PARA IMPULSAR EL CUMPLIMIENTO DE LA OBLIGACIÓN DE SUMINISTRO

Para impulsar el cumplimiento de la obligación precedentemente descrita, existen sanciones y procedimientos señalados por la Ley y Reglamento Eléctrico. Entre ellas se encuentran:

### C.1 SANCIONES ADMINISTRATIVAS Y PENALES

La SEC, en uso de las facultades que le concede el DFL N° 1 y la Ley N° 18.410, puede imponer sanciones de carácter administrativo. Entre las sanciones administrativas, se puede citar como ejemplo, el art. 15 de la Ley N° 18.410<sup>42</sup>, que establece como infracción gravísima alterar la continuidad del servicio más allá de los estándares permitidos por las normas y que afecten a lo menos al 5% de los usuarios abastecidos por los infractores.

Por otra parte, y ya no como sanciones administrativas sino que penales, se sancionará a todo aquel que interrumpa el servicio eléctrico mediante algún acto que lleve a alguna de las situaciones descritas en el art. 15 de la Ley N° 18.410, la pena se agravará en el caso de haber lesionados e incluso más si hay muertos, como se desprende del art. 15 inc. 3° N° 1.

## C.2 ASEGURAMIENTO PROVISIONAL DEL SERVICIO

Otro medio para asegurar la continuidad del servicio, está constituido por la posibilidad que se le otorga a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, previa autorización del Ministerio de Economía, de asegurar provisionalmente el servicio, lo que implica que la SEC puede tomar todas las medidas necesarias a expensas del concesionario para lograr el nivel de calidad requerido. La SEC se verá facultada para ello cuando el servicio sea en extremo deficiente a causa de su mala calidad u otras circunstancias que no permitan su aprovechamiento.<sup>43</sup>

---

<sup>42</sup> La ley 18.410 es la Ley Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

<sup>43</sup> Artículo 89 del DFL N° 1.

Ahora, si en tres meses contados desde la adopción de las medidas provisionales, el concesionario no vuelve a tomar a su cargo la explotación, garantizando su continuidad, el Presidente de la República puede declarar caducada la concesión y disponer su transferencia a terceros.

Una medida menos drástica se encuentra prevista en el art. 88 de la Ley Orgánica donde se le otorga a la SEC la facultad de amonestar, multar y por último de recomendar la aplicación de la medida descrita en los párrafos anteriores.

### C.3 LAS COMPENSACIONES

Continuando con los mecanismos para compeler al concesionario a mantener la continuidad del servicio, toca mencionar el pago de las compensaciones. Conjuntamente con éstas, se verán las otras situaciones en que el concesionario del servicio público se exceptúa de cumplir con la continuidad y por ende de la calidad del suministro, ya que si no se exceptúa se ve obligado al pago de compensaciones.

Los artículos 16 B de la Ley N° 18.410 y 99 y siguientes del DFL N° 1 establecen las causales que pueden llevar al concesionario del servicio público de distribución al pago de compensaciones.

Según dispone el artículo 16 B de la Ley Orgánica de la Superintendencia, toda suspensión del suministro eléctrico no autorizada, da lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios. Aquí se establece el régimen de compensaciones para períodos y/o zonas no afectos a racionamiento eléctrico.-



Hasta el año 1990 no había en la legislación eléctrica chilena una norma especial que estableciera la obligación de los agentes que participan en este mercado de indemnizar a sus clientes por interrupciones o suspensiones en el suministro de electricidad. Es así como el 24 de Marzo de 1990 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 18.959, que modificó el DFL N° 1 de 1982, agregando el artículo 99 bis. Esta disposición legal (actualmente modificada), establecía la obligación de las empresas generadoras de compensar a los usuarios finales sujetos a tarifas reguladas por la electricidad no entregada. Estas compensaciones las pagaban las empresas generadoras por intermedio de las empresas distribuidoras, quienes a su vez traspasaban la indemnización a sus clientes sujetos a regulación.

El artículo 99 bis se establecía sólo para el caso en que la autoridad declarara, mediante el respectivo decreto, un estado de “racionamiento eléctrico”. No existían normas legales que regularan compensaciones en períodos o zonas de normalidad, es decir, sin que hubiera racionamiento eléctrico.

Con todo, en el antiguo artículo 99 bis, (puesto que este fue nuevamente modificado por la Ley N° 19.613, que denominaremos 99 bis nuevo) las indemnizaciones estaban limitadas al déficit considerado en el precio de nudo correspondiente “al año más seco”, que en este caso era el año 1968. Si se producían déficit mayores a los verificados en 1968, no correspondía indemnizar el exceso.

Posteriormente, mediante sentencia de 9 de septiembre de 1992 la Excelentísima Corte Suprema declaró que el aludido art. 99 bis del DFL N° 1/82 era contrario a las normas contenidas en los arts. 19 N° 22; 19 N° 24 y 73 de la Constitución Política de la República, por lo cual dicho artículo no era aplicable a un recurso de protección deducido por Endesa en contra del Ministro de Economía y en contra del Presidente y

Secretario de la Comisión Nacional de Energía ( Rol N° 338-90, e inaplicabilidad Rol N° 15.952). Posteriormente, la Exma. Corte Suprema volvió a fallar en el mismo sentido en dos recursos más de inaplicabilidad ( Roles N° 17.383 y 17. 387).

Años más tarde, en 1998 y 1999 la autoridad debió dictar tres decretos de racionamiento eléctrico para el Sistema Interconectado Central, SIC; sistema que había colapsado a consecuencia de la grave y prolongada sequía que afectaba a la zona geográfica comprendida dentro del SIC y a causa del atraso en la puesta en marcha y de los reiterados desperfectos que luego sufrió la central de ciclo combinado “ Nehuenco”, de la empresa Colbún S.A.

Fue durante ese período de crisis que se dictó la Ley N° 19.613, publicada en el Diario Oficial del día 8 de junio de 1999, que modificó el DFL N° 1 / 82 y la Ley N° 18.410 de la SEC.

En materia de compensaciones la Ley 19.613 introdujo dos modificaciones a saber:

- a) Modificó el mencionado art. 99 bis que regulaba las compensaciones que debían efectuar las empresas generadoras de electricidad en casos de racionamiento eléctrico. Las modificaciones consistieron principalmente en:
  - La indemnización no estará limitada por el año más seco previsto en el cálculo del precio de nudo.
  - Se estableció expresamente que la sequía o las fallas en centrales eléctricas no constituirán casos fortuitos o de fuerza mayor que sirvan a las empresas generadoras para excusar su responsabilidad en el pago de indemnizaciones o compensaciones.
- b) Se modificó la Ley N° 18.410, estableciendo un nuevo art. 16 B, cuyo objeto es regular el régimen de compensaciones por interrupciones o suspensiones no

autorizadas del suministro eléctrico ocurridas en tiempos diferentes al racionamiento eléctrico. Así, por primera vez se legisló respecto de compensaciones o indemnizaciones en períodos de normalidad eléctrica.

Dos días después de publicarse la Ley N° 19.613 (el 10 de junio de 1999), la autoridad decretó racionamiento eléctrico para el SIC, mediante el Decreto N° 287 del Ministerio de Economía, publicado en el Diario Oficial del día 12 de junio de 1999. Este decreto ordenó que las empresas generadoras procedieran al pago de las compensaciones por déficit de suministro, con arreglo al texto modificado del art. 99 bis de la Ley Eléctrica.

### C. 3. A) - ARTÍCULO 16 B, LEY N° 18.410

Ahora, veremos lo relativo al nuevo art. 16 B de la Ley N° 18.410 de la SEC en forma más particular y cuales son las deficiencias que a su respecto han encontrado las empresas del servicio público de distribución de energía eléctrica.

El nuevo art. 16 B señala:

“Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

La compensación regulada en este artículo se hará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario.

Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independiente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables”.

### C. 3. B) CARACTERISTICAS DE LA COMPENSACIÓN DESCRITA

- 1- Procede el pago de la compensación sea que la interrupción o suspensión de suministro afecte parcial o íntegramente a una o más áreas donde opere el distribuidor.
- 2- No tienen derecho a compensación los clientes no sujetos a regulación de precios, (salvo se hubiere pactado expresamente en el respectivo contrato).
- 3- La compensación es de cargo del concesionario.
- 4- La compensación equivale al doble de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión, valorizada a costo de racionamiento.
- 5- La compensación se efectúa descontando de la factura o boleta más próxima, el valor correspondiente a la energía no suministrada.
- 6- Las compensaciones se pagan al usuario, independientemente del derecho que asiste al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.
- 7- Se establece no sólo una responsabilidad por el hecho propio, sino también por hechos de terceros según se desprende del inciso final del art. 16 B.

Este artículo ha generado divergencias puesto que las distribuidoras a la fecha de su dictación tenían contratos los cuales aún se encuentran vigentes. Esos contratos y relaciones contractuales se celebraron o generaron bajo el imperio del DFL N° 1 / 82; de su Reglamento; de la Ley N° 18.410 (sin el aludido art. 16 B) y de otras normas jurídicas, ninguna de las cuales imponía a los concesionarios del servicio público de distribución de energía eléctrica la obligación de indemnizar o compensar a sus clientes sujetos a regulación de precios por la electricidad no suministrada a raíz de suspensiones o interrupciones no autorizadas. De lo dicho se desprende que es indudable que esta norma impuso un gravamen o carga adicional que ciertamente no existía a la fecha de celebrarse los contratos en cuestión.

Por otra parte, mucho menos existía esta obligación para el distribuidor cuando la causa de la suspensión o interrupción del suministro se producía por el hecho de terceros, ni había una cláusula legal penal, como es la que introduce este artículo. Esto porque se responsabiliza a los distribuidores por los daños sufridos a causa de terceros, no teniendo responsabilidad alguna en dichos hechos.

Por sobre todo es un gravamen o carga porque la compensación según el inc. final del art. 16 B referido, debe pagarse de inmediato, es decir, sin que exista una provisión previa y suficiente de fondos por parte del verdadero causante y responsable de la interrupción del suministro eléctrico, como ocurre en el caso del art. 99 bis de la Ley Eléctrica, en caso de racionamiento y respecto de las empresas generadoras.

El art. 16 B de la Ley N° 18.410 grava y afecta el patrimonio de las empresas distribuidoras por hechos ajenos a ellas y, a cambio, se limita sólo a otorgarles una acción judicial para repetir en contra del verdadero responsable de los daños, con toda la incertidumbre que implica el resultado de una acción judicial y el hecho que de ser

positivo éste, sólo puede lograrse en un período prolongado de tiempo el cual puede ser de años de litigios y recursos. Además, en la práctica se traduce en el reemplazo de una sentencia judicial, único acto jurídico que puede ordenar y determinar el pago de una indemnización, por la obligación del distribuidor de indemnizar de inmediato.

La sentencia judicial queda sólo para el final del proceso, después que ha pagado el distribuidor y limita la posibilidad de recuperar dicho pago, si es ello posible. Así, se podría dar el caso de que saliera intempestivamente de servicio una central generadora que otorga suministro a una distribuidora, quien a su vez debe cumplir con su obligación de suministro para con sus clientes regulados; de aplicarse el art. 16 B, la distribuidora paga de inmediato quedando con el derecho de resarcirse del tercero responsable que en este caso es la generadora. Pero, ¿qué pasa si posteriormente la justicia o el ente correspondiente determina liberar de responsabilidad a la generadora?, ya que sería ilógico pensar que las empresas distribuidoras para estar resguardadas frente a estas situaciones, tuvieran que realizar cuantiosas inversiones en centrales propias de apoyo para el caso de que las empresas generadoras, que les otorgan suministro, no cumplan con su obligación. Una posible solución se encontraría en que la autoridad en el acto de la resolución en que se establece que determinado concesionario debe pagar de inmediato por no encontrarse en las causales eximentes, establezca en forma debida y definitiva quienes fueron los responsables del colapso del sistema contra los cuales se pueda repetir. El problema de esta solución radica en que con ella se invaden facultades propias de los tribunales de justicia, únicos que pueden establecer dicha responsabilidad.

La solución sería la que nos lleva a pensar que en este caso se estaría comprometiendo la garantía Constitucional del debido proceso establecida en el artículo

19 N° 3 de la Constitución Política, ya que se responsabiliza a la distribuidora por un pago sin un proceso racional y justo que establezca la procedencia de dicha responsabilidad, solución que es lógica puesto que nadie puede ser condenado al pago de indemnizaciones sin una sentencia judicial que así lo ordene, dictada en el seno de un proceso con todas las garantías de una debida defensa.

El artículo en comento no es por entero inaplicable en lo que a responsabilidad por hechos de terceros se refiere en conformidad a las reglas generales de la responsabilidad; puesto que hay un grupo de casos en que sí puede aplicarse debido a que el causante de la falla se encuentra relacionado con el distribuidor por un vínculo de subordinación y dependencia o por uno que impone una obligación especial de cuidado. Así, hay subordinación o dependencia en el caso de los trabajadores de las empresas de distribución y, por lo tanto, estas deben compensar a sus clientes si la causa de interrupción del suministro es imputable a un trabajador suyo, sin perjuicio del derecho de repetir en contra del culpable, lo que no sucede en el caso del art. 16 B. Hay un vínculo que impone una obligación legal de cuidado por parte del distribuidor en los siguientes ejemplos: Si el causante de la falla es un contratista del distribuidor que se encuentra realizando trabajos de reparación o mantención en sus instalaciones; luego si la falla se debe a un hecho ocasionado por la indebida operación o mantención de instalaciones o cables de empresas de telecomunicaciones que usan o se apoyan en postes de la red de distribución de electricidad, en virtud de contratos denominados de “apoyos en postación” (el distribuidor tiene una obligación legal de cuidado sobre sus instalaciones); en esta misma situación se encuentra el alumbrado público, cuya explotación reparación y mantención es habitualmente de cargo de las Municipalidades,

y para ello utilizan los postes de las distribuidoras. Estas últimas responderán en la forma del art. 16 B, si la falla es causada por la Municipalidad, sus dependientes o contratistas con motivo de la operación y mantención de esas instalaciones, sin perjuicio del derecho a repetir.

Continuando con el art. 16 B, este constituye un gravamen porque introduce una cláusula penal legal, es decir, una evaluación anticipada y legal de los perjuicios que no existía a la fecha de celebración de los contratos.

El racionamiento realizado respecto de la validez de la aplicación del contenido del art. 16 B, encuentra su contra argumentación en el artículo 15 del D.F.L. N° 1/82, ya que este artículo señala lo siguiente: “Las concesiones se otorgarán sin perjuicio del derecho de tercero legalmente establecido con permiso o concesión, y en lo que ellas no prevean, estarán sometidas a las leyes, reglamentos y ordenanzas vigentes o que se dicten en el futuro sobre la materia.”

Lo señalado por este artículo es claro, y se aplicaría a toda concesión que se hubiere constituido bajo la vigencia del mismo; por lo que el hecho de atacar la validez del mencionado artículo 16B por vía de retroactividad del mismo, carecería, aparentemente, de fundamento.

En cuanto al tema de ser constitucional la aplicación de dicho artículo, en base a la falta de un debido proceso, parece claro que el tema no tiene una respuesta tan concluyente.

Siguiendo con el análisis del art. 16 B, éste exige que se trate de un corte de suministro no autorizado por la Ley o el Reglamento, lo cual se encuentra recogido en el



art. 145 del Reglamento Eléctrico que señala: “Las empresas del servicio público de distribución deberán suministrar electricidad a sus usuarios de manera continua e ininterrumpida, salvo las excepciones legales y reglamentarias”.

Los casos autorizados por la Ley y reglamentos y que no dan lugar a las compensaciones a que se refiere el art. 16 B de la ley 18.410 son cuatro, a saber:

1- El racionamiento eléctrico (art. 83 en relación al art. 99 Bis del DFL N° 1 y art. 234 de su Reglamento).

El art. 83 del DFL señala que: “Las disposiciones sobre calidad y continuidad del servicio establecidas en la presente ley no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquellos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio...”.

Por su parte el art. 234 letra c) del Reglamento señala: “Las exigencias de calidad del suministro que señala este reglamento no serán aplicables en los siguientes casos:

a) en caso de racionamiento”

En caso de racionamiento es el art. 99 Bis de la Ley Eléctrica el que regula el régimen de indemnizaciones a favor de los usuarios sujetos a tarifas reguladas. Tales compensaciones son siempre de cargo de la empresa generadora, y los distribuidores actúan como intermediarios para su pago a los clientes de éstos.

2- El corte de suministro por el no pago del servicio (art. 84 de la Ley y 147 del Reglamento)

Como ya se tratara en extenso este tema, sólo se dirá que la facultad de suspender el suministro de electricidad es una derivación del incumplimiento de la obligación contractual del cliente o usuario de pagar por el servicio que recibe.

3- Las fallas no imputables a la empresa distribuidora del servicio y el caso fortuito o fuerza mayor (art. 83 de la Ley y 224 del Reglamento).

Como dice el art. 83 ya transcrito, las normas sobre calidad y continuidad del suministro no se aplican cuando la interrupción o suspensión del servicio no sea imputable a la empresa concesionaria.

Además, el art. 224 del Reglamento señala. "... Todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad de suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor".

Por último, los representantes del Ejecutivo ante el Congreso dijeron expresamente que la norma relativa a compensaciones no se aplica si los cortes obedecen a fuerza mayor o caso fortuito<sup>44</sup>.

4- Los márgenes de interrupción o suspensión del suministro permitidos por la ley (art. 245 del Reglamento Eléctrico).

El art. 245 del Reglamento señala:

"Durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro superiores a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores que se indican a continuación:

- a) En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas;
- b) En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en su conjunto, de 10 horas;

---

<sup>44</sup> Historia de la formación de la Ley N° 19.613.

c) En puntos de conexión a concesionarios del servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

(...) Las interrupciones de suministro de duración igual o inferior a tres minutos, no deberán superar los límites que dictamine la norma técnica que al efecto establecerá el Ministerio, a proposición de la comisión”.

Esta disposición forma parte de las normas sobre calidad y continuidad de servicio, de tal manera que para el cálculo de estos márgenes no deben considerarse las interrupciones y suspensiones que, conforme al art. 83 del DFL N° 1, se produzcan en caso de no aplicarse las normas sobre calidad y continuidad del servicio (racionamiento y fuerza mayor o caso fortuito). Por lógica, tampoco se consideran para el cálculo de esta norma los cortes producidos por no pago del suministro por parte del cliente.

Por lo tanto, las excepciones a la obligación de calidad y continuidad de suministro excluyen la aplicación del art. 16 B, por ser suspensiones autorizadas por la Ley y el Reglamento.

### C. 3.C) - ARTÍCULO 99 BIS, D.F.L. N° 1/82

La siguiente causa que provoca la obligación de compensación es la establecida por el art. 99 bis. Este artículo ha generado variadas discusiones en el ámbito judicial. Ya en 1990 al ser introducido por la Ley N° 18.959 generó diversos recursos, que provocaron el pronunciamiento de los Tribunales de Justicia en un fallo que hizo inaplicable su

contenido; luego con la dictación de la ley 19.613 en 1999 se ha producido la misma situación.

Recientemente este artículo ha generado nuevas divergencias, ello a partir de la falta de concurrencia de empresas generadoras en las licitaciones de suministro de energía de la Sociedad Austral de Electricidad S.A. Saesa y la dictación de la Resolución N° 88 del Ministerio de Economía.<sup>45</sup> En la práctica, este caso refleja como la aplicación del artículo 99 bis ha provocado una reticencia por parte de las empresas generadoras a obligarse en virtud de nuevos contratos con las empresas distribuidoras, producto de las fuertes sanciones y compensaciones que se han visto obligadas a cancelar justamente por la aplicación de dicho artículo.

Por otra parte, las empresas distribuidoras, que se encuentran obligadas a licitar sus suministros y a tenerlo asegurado por a lo menos tres años, no van a poder cumplir estas obligaciones legales, debiendo soportar sanciones, todo lo cual genera un desincentivo global a la inversión en materia eléctrica.

a) Principales diferencias entre el antiguo y el actual texto del art. 99 bis:

Las principales diferencias que existen entre el antiguo y el actual texto del art. 99 bis, a criterio de la autoridad son:

- La norma de 1990 requería la existencia de un déficit real de generación, en cambio el texto actual considera además un déficit proyectado por la autoridad.
- En cuanto al alcance de las medidas de racionamiento, el texto anterior no las explicaba, siendo la autoridad quien de manera genérica era llamada a aplicar

“medidas de racionamiento”, en cambio actualmente se establece que la administración puede adoptar las medidas que dentro de sus facultades, estime necesarias para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit eléctrico, en el menor tiempo posible.

- Además, la norma actual establece un racionamiento parejo, obligando a la autoridad a decretarlo de dicha forma; antes esto sólo se entendía implícitamente.
- Se le entrega un rol más preponderante a la CNE ya que actualmente el de racionamiento debe hacerse previo su informe, siendo que antes sólo se limitaba a informar el precio del kilowatt/hora de racionamiento.
- Ahora en lo que a este trabajo interesa, en cuanto al régimen de compensaciones se refiere, la disposición de 1990 tiene tres diferencias con el de 1999, las que son:
  - a) No excluía que se pudiera alegar el caso fortuito o fuerza mayor como eximente de responsabilidad, en casos de sequías o fallas prolongadas de centrales.
  - b) Se establecían como límites para calcular el déficit que debía compensarse, el primer año hidrológico de la sequía y los aportes hidrológicos del año más seco utilizado en el cálculo de los precios de nudo.
  - c) No se contemplaban las normas sobre suspensión de pago de la compensación, en caso de reclamaciones judiciales.

Por su parte el actual art. 99 bis, presenta las siguientes diferencias correlativas:

- a) Se excluye expresamente la posibilidad de alegar caso fortuito como eximente de responsabilidad en caso de fallas prolongadas de centrales o situaciones de sequía que motiven la dictación de un decreto de racionamiento. Esto impide que se puedan

---

<sup>45</sup> Ver Capítulo XII, "Caso de la Empresa Distribuidora Saesa".

considerar como caso fortuito los aportes hidroeléctricos que corresponden a los años más secos, que aquellos utilizados en el cálculo de los precios de nudo.

- b) La determinación del déficit objeto de la compensación, no se limita al calculado para el primer año hidrológico de sequía.
  - c) El ejercicio de las acciones judiciales, no obsta al deber de pagar la compensación.
  - d) Se permite que la SEC para que, en uso de sus potestades, compruebe en casos distintos de sequía o fallas prolongadas de centrales, si el déficit se debe a caso fortuito o fuerza mayor.
- En cuanto al costo de falla, el antiguo art. 99 bis se remitía a la norma establecida en el art. 91; es decir, el precio que deben pagar las generadoras por sus transacciones durante un racionamiento por déficit de generación, decretado por la autoridad, no se mencionaba en esta disposición.

En cambio el actual 99 bis, estableció expresamente que el precio que deben pagar las generadoras por sus transferencias en costo de racionamiento, es el costo de falla.

b) Características de la Compensación:

De lo descrito se observa que la carga u obligación de compensar a los clientes por parte de las generadoras sigue vigente y con las siguientes características:

- (i) Los sujetos pasivos u obligados son las empresas generadoras de energía eléctrica, quienes deben transferir los correspondientes montos, mediante descuentos, a los distribuidores; a su vez, esta obligación recae sobre las

distribuidoras que reciban la mencionada compensación, quienes deben traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales sometidos a regulación de precios.

- (ii) El monto de la indemnización se traduce en el pago por cada kilowatt- hora de déficit que haya afectado a los beneficiarios, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía. Para estos efectos, la norma entiende como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del último año sin racionamiento, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiese considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de los precios de nudo.

Así, una vez determinado lo que se debe a las distribuidoras por concepto de compensaciones, se sabe el monto que éstas deben, a su vez, traspasar a sus clientes regulados.

- (iii) Jurídicamente es una compensación legal, porque se produce por el sólo ministerio de la ley. No hay necesidad de una manifestación de voluntad de alguna de las partes, o de ambas.
- (iv) Procede sólo si se ha dictado un decreto de racionamiento. Como ya se viera, se dictará ya sea que exista un déficit real de generación o que la autoridad prevea que ello se va a producir.

La ley obliga a que el decreto de racionamiento tenga la siguientes menciones:

- 1- Debe establecer el valor o monto que corresponde pagar por cada kilowatt- hora de déficit, calculado en base a parámetros, que la norma legal prevé.

- 2- Debe fijar las condiciones de acuerdo a las cuales las generadoras deberán calcular o registrar el déficit, y
- 3- Debe determinar los montos o procedimientos conforme a los cuales las distribuidoras traspasarán la indemnización a sus clientes finales.

Además, puede autorizar restricciones de suministro y otras medidas para que la situación de déficit se supere lo antes posible. Se cita como ejemplo el Decreto N° 640 de 12 de noviembre de 1998,<sup>46</sup> publicado en el Diario Oficial de 13 de noviembre del mismo año, el cual en su art. 2° señala: “Autorízase a todas las empresas concesionarias del servicio público de distribución que operan en el área servida por el SIC, a las que se les restrinja el suministro con motivo de lo establecido en el artículo anterior, a restringir a su vez el suministro de energía eléctrica en sus respectivas zonas de concesión, durante el período comprendido entre la fecha de publicación de este decreto y el 31 de diciembre de 1998, ambos días inclusive”.

Luego en su art. 3° señala que para restringir el suministro, las empresas generadoras y distribuidoras, en lo que les corresponda, podrán:

- a) Promover disminuciones en el consumo de electricidad;
- b) Pactar con sus clientes reducciones de consumo;
- c) Inducir reducciones de consumo mediante la disminución del voltaje de suministro hasta un 5% adicional respecto de un -7,5% del voltaje nominal, y

---

<sup>46</sup> Además del decreto N° 640-98, se dictaron con posterioridad los decretos, 729 de 30 de diciembre de 1998, publicado en el Diario Oficial de 31 de diciembre de 1998; 219 de 29 de abril de 1999, publicado en el Diario Oficial de fecha 30 de abril de 1999; 287, de 10 de junio de 1999, publicado en el D.O. de 12 de junio de 1999.



d) Suspender el suministro a través de programas de corte, informando previamente a la Superintendencia, los que deberán ser comunicados a los clientes ya sea directamente o a través de los medios de comunicación social.

La importancia adicional que tiene el decreto de racionamiento es que por ser su dictación autorizada por ley y siendo dictado por la autoridad competente, frena todo recurso que se pueda interponer contra la distribuidora por falta de suministro; cítase al respecto el fallo de la Corte de Apelaciones de Concepción, dictado en la causa Rol N° 108-99, en que se desecha un recurso de protección interpuesto por un usuario del servicio público que estimaba que el corte de suministro efectuado por la Compañía General de Electricidad era ilegal y arbitrario; la Corte en definitiva resolvió que era improcedente por ser un acto que se enmarcaba dentro de la ley y autorizado por la autoridad competente.

En el mismo sentido se resolvió la denuncia infraccional y demanda civil presentada por la Municipalidad de Las Condes ante el Segundo Juzgado de Policía Local de Las Condes, Rol N° 121.455-5-98. En este caso se presentó ante un Juzgado de Policía Local, basado en los artículos 12, 13 y 23 de la Ley N° 19.496 sobre Protección de los Derechos de los Consumidores, ley que en concepto del denunciante, primaría sobre la Ley Eléctrica por ser especial en la materia de derechos de los consumidores lo que no fue acogido, haciendo preferir las disposiciones de la Ley Eléctrica.

(v) Es de cargo del generador, como ya se expresara latamente.

(vi) Es obligatoria, toda vez que se dicta un decreto de racionamiento conforme a la legislación eléctrica.

(vii) Es proporcional porque la Ley y su Reglamento han establecido todo un procedimiento para su cálculo, procedimiento que se traduce en la determinación del kilowatt- hora de déficit que las generadoras deben pagar a las distribuidoras, las cuales deben traspasar dicho monto en forma íntegra a los consumidores sometidos a regulación de precios.

En el fondo, el distribuidor actúa como un diputado para el pago, es decir, opera con un poder especial, otorgado por la ley, para recibir el pago efectuado por el generador.

(viii) En fin, constituye una indemnización compensatoria. Pero dicha indemnización no significaría, en principio, un costo imprevisto para el generador, pues en la tarifa que le cobra al distribuidor- precio de nudo- se considera el costo de racionamiento. Este valor es representativo de los déficit más frecuentes del sistema. Además ese costo, es un parámetro que la ley define para determinar el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit.

La compensación opera como sustituto, como un pago por equivalencia al cumplimiento íntegro de la obligación de dar suministro y al costo de suministrársela por medios alternativos.

En concepto de la autoridad, el enriquecimiento sin causa sería, entonces, el fundamento de la obligación de compensar<sup>47</sup>. Así, el generador debe compensar en definitiva, porque se le ha financiado en las tarifas que cobra, un eventual déficit. Dicho valor cobrado, por estar incorporado en el cálculo del precio de nudo, se traspasa

---

<sup>47</sup> El fundamento de esta aseveración se encuentra en el informe en derecho presentado por la presidencia en el recurso de protección Rol N° 2868-99 entre Endesa y otras contra la Presidencia.

igualmente al usuario final cliente de las distribuidoras toda vez que estos últimos pagan una tarifa que considera dicho precio de nudo.

En conclusión, como se puede observar, todos estos medios se pueden utilizar para asegurar la continuidad del servicio que es un elemento integrante de la calidad del servicio, el cual a su vez es una especie dentro del género de calidad del suministro que es más amplio que el anterior por cuanto, como se dijo anteriormente, no sólo comprende a la distribución, sino también a la generación y transmisión de energía eléctrica.

## **X**

### **LA OBLIGATORIEDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN**

Este tema se encuentra descrito en la Ley Eléctrica de un modo claro y sucinto; esta afirmación se basa en lo establecido por el art. 7° del DFL N° 1, en que se establece que la empresa concesionaria del servicio público realiza la distribución a usuarios finales ubicados dentro de su zona de concesión o que se conecten a ella mediante líneas propias o de terceros. Derivado de lo anterior, los clientes ubicados en dicha zona tienen el derecho de exigir a la empresa concesionaria respectiva les otorgue suministro eléctrico.

Entonces se concluye que siendo el objeto del otorgamiento de una concesión de distribución a una determinada empresa, el que esta última preste suministro a los usuarios ubicados dentro de la zona concedida, no podrá dicha empresa sustraerse de tal obligación sino por causas legales que lo justifiquen; como sería el no pago de la tarifa correspondiente por parte del usuario a quien se le suspende el suministro, materia que ya se examinó en extenso en el capítulo anterior.

En caso de incumplimiento por parte de la empresa concesionaria de distribución, podrían aplicársele las siguientes sanciones o medidas por parte de la Superintendencia:

1. En uso de las facultades que le confiere la Ley 18.410 puede aplicar, a petición de parte o de oficio, multas y otras sanciones.
2. Adoptar transitoriamente las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y el resguardo del derecho de los consumidores.
3. Asumir transitoriamente, o determinar quien asume transitoriamente, la administración del servicio concesionado, según sea la magnitud de la falta o negativa a prestar el servicio.

## XI

### LOS PRECIOS

Los precios o tarifas en el sector eléctrico se encuentran regulados en el Título IV denominado " De las Tarifas", artículos 90 a 129 del DFL N° 1; y en los artículos 251 a 320 del D.S. N° 327.

En el título IV de la Ley, se clasifica a los usuarios en clientes regulados, que son los que se encuentran sometidos a regulación de precios y los clientes no regulados o libres, que son quienes pueden pactar libremente el precio y demás condiciones del contrato de suministro eléctrico.

Además, se establecen criterios de cálculo de los precios, los valores máximos a cobrar en el caso de los clientes regulados y elementos que los componen entre otros.

#### A - CLIENTES REGULADOS

Según la Ley y el Reglamento Eléctrico, están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican<sup>48</sup>:

- Los suministros a usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2000 kW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten a sus instalaciones por líneas propias o de terceros;

---

<sup>48</sup> Artículo 90 del DFL N° 1/82, modificado por la Ley N° 19.674, publicada en el D.O. de 03 de Mayo de 2000.

- Los mismos suministros anteriores, pero efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1500 kW en capacidad instalada de generación;
- Los suministros a empresas eléctricas que no tengan generación propia, en la misma proporción en que éstas a su vez efectúen suministros sujetos a regulación de precios, en sistemas de capacidad instalada de generación de más de 1500 Kw. y;
- Los servicios no consistentes en suministro de energía, prestados por las empresas sean o no concesionarias de servicio público que, mediante resolución de la Comisión Resolutiva, creada por el Decreto Ley N° 211, de 1973, dictada a solicitud de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria<sup>49</sup>. (art. 90 del DFL N° 1).

Respecto de este número 4° del artículo 90 de la Ley Eléctrica, que entrega facultades a la Comisión Resolutiva para calificar como sujetos a fijación de precios a determinados servicios, se ha dictado por esta misma, la Resolución N° 592 de fecha 21 de marzo del año 2001. El denunciante en esta resolución fue la SEC, quien denunció a los prestadores de servicios asociados a suministros eléctricos afectos a fijación tarifaria. En cuanto a la doctrina señalada en la Resolución en comento, se declara, a requerimiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y por así ordenarlo

---

<sup>49</sup> N° 4 del artículo 90 del DFL N° 1/82, incorporado por la Ley N° 19.674 art. Único N° 2 b), publicada en el D.O. de 03 de Mayo de 2000.

el artículo 107 bis<sup>50</sup> de la Ley General de Servicios Eléctricos, que respecto de los siguientes servicios asociados al suministro eléctrico no hay garantías para la libertad tarifaria, por lo que el Ministerio de Economía debe fijarles precio:

- 1) Apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones.
- 2) Arriendo de empalme;
- 3) Arriendo de medidor;
- 4) Atención de emergencia de alumbrado público;
- 5) Aumento de capacidad de empalme;
- 6) Cambio o reemplazo de medidor;
- 7) Certificado de deuda o consumos;
- 8) Conexión o desconexión de subestimaciones particulares;
- 9) Conexión y desconexión de empalme a la red o alumbrado público;
- 10) Conexión y desconexión de subestimaciones particulares;
- 11) Copia de factura legalizada o duplicado de boleta o factura;
- 12) Ejecución o instalación de empalmes;
- 13) Envío o despacho de boleta o factura a casilla postal o dirección postal;
- 14) Inspección de suministros individuales, colectivos o redes;
- 15) Instalación o retiro de medidores;
- 16) Instalación y cambio de alumbrado público que se encuentre adosado en postes de la empresa distribuidora;

---

<sup>50</sup> Artículo 197 bis DFL N° 1/ 82: "Los precios de los servicios a que se refiere el n° 4 del artículo 90 se calcularán sobre la base de los estudios de costos y los criterios de eficiencia a que se refiere el artículo anterior. Los valores resultantes no formarán parte del valor agregado por costos de distribución, se actualizarán mensualmente de acuerdo a la variación del índice de precios al consumidor u otros que se establezcan en el decreto que los fije. Los precios así determinados serán sometidos a revisión y determinación de nuevos valores con ocasión del procedimiento de fijación de tarifas de suministros de distribución sin perjuicio de que en cualquier momento, cuando la comisión



- 17) Mantenimiento de alumbrado público que se encuentre adosado en postes de la empresa distribuidora;
- 18) Mantenimiento de medidor de propiedad del cliente;
- 19) Pago de la cuenta fuera de plazo;
- 20) Precios de los peajes adicionales para clientes libres (utilización de instalaciones de distribución y subtransmisión) ubicados dentro de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras;
- 21) Retiro o desmantelamiento de empalmes;
- 22) Revisión y aprobación de proyectos y planos eléctricos, en el caso a que se refiere el N° 1 del art. 76 de la Ley Gral. de Servicios Eléctricos;
- 23) Verificación de lectura de medidor solicitada por el cliente;
- 24) Verificación de medidor en laboratorio;
- 25) Verificación de medidor en terreno.

Además, se ordena a la SEC determinar si los siguientes servicios pueden ser prestados por empresas de distribución eléctrica y, si así fuere, si los pueden prestar exclusivamente ellas: Recepción de empalmes ejecutados por clientes; Recepción de alumbrado público; Recepción final de urbanización. Si la SEC determinara que esos servicios los pueden prestar exclusivamente las empresas de distribución de electricidad, entonces deben entenderse incluidos en la fijación de precios del Ministerio de Economía.

Antes de realizar tal fijación de precios, el Ministerio de Economía determinará los

---

Resolutiva así lo determine, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, mediante decreto, formalice su descalificación como servicio sujeto a fijación de precios."

servicios que forman parte del valor agregado de distribución, para definir si procede o no cobro adicional a los usuarios.

Se entiende que la fijación de precios afecta a las empresas de distribución de electricidad, concesionarias o no, y a las relacionadas de éstas.

La SEC deberá clasificar los servicios prestados por las empresas eléctricas y las instruirá a informarle cada nuevo servicio que pretendan prestar, para clasificarlo y definir su contenido.

La SEC deberá desde ya estudiar la situación del servicio de supervisión de la instalación, cambio y mantenimiento de luminarias de alumbrado público adosado en postes de la distribuidora.

Finalmente, la H. Comisión acuerda solicitar al Gobierno la promoción de una modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos para que los ingresos por estos servicios que utilicen infraestructura de empresas distribuidoras se consideren en la fijación de sus tarifas.

Cuando la SEC tenga listo el informe final con las caracterizaciones, se lo entregará a la CNE. Luego de recibido el análisis por este organismo, estará en condiciones de poner en marcha el proceso tarifario, que finalmente determinará los montos de los cobros que podrán realizar las empresas distribuidoras a sus clientes en cada uno de los 25 servicios descritos.

Como parte del proceso de tarificación, la CNE tendrá que realizar un estudio de costos y también emitir un reglamento que determinará los precios por cobrar. Para ello se debe seguir un paso similar al que se efectúa cuando se tarifican los precios de distribución en el mercado.

Por su parte, el art. 96 de la Ley Eléctrica, establece:

"En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1500 kW en capacidad instalada de generación, se distinguen dos niveles de precios sujetos a fijación:

- 1- Precios a nivel generación-transporte. Estos precios se denominarán precios de nudo y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;
- 2- Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de los precios de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de distribución..."

Cabe señalar, por último, que en los sistemas eléctricos aislados con capacidad instalada de generación inferior o igual a 1,5 MW, se regularán las tarifas finales, las que son acordadas entre el Municipio y la empresa distribuidora.

## B - CLIENTES LIBRES

Junto a los anteriores, están los clientes libres, que son todos aquellos que no obstante recibir suministro eléctrico, la Ley no los sujeta a fijación de precios por tener un consumo o potencia instalada de más de 2000 kW.

Se considera como clientes libres también, a aquellos que estando sujetos a fijación de precios según el art. 90 N° 1 y 2, se encuentren en alguna de las siguientes situaciones:

- a) Servicio temporal que, en total, sea inferior a doce meses.
- b) Servicios o suministros sometidos a calidades especiales, por estipulación contractual, y
- c) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 Megawatts- km.

La distribuidora puede, por ende, tener tanto clientes libres como regulados o sometidos a regulación de precios.

## C - DETERMINACION DE LOS PRECIOS

En general, los precios en el sector eléctrico se basan en el criterio del costo marginal, el que es definido por el art. 150 letra f) de la ley en la siguiente forma: “costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad.”

En materia eléctrica el costo marginal es aquel que se calcula para cada hora del día de cada día del mes y lo determina el costo variable de la producción de la última unidad despachada que consiste en el precio más alto de producción de energía entre las generadoras despachadas (que se encuentre en operación) por ser las más económicas en cada instante del mes.

Para que se aplique esta teoría es necesaria la libre competencia entre los distintos actores que lo componen, pero en la práctica dicha libre competencia sólo se da a nivel de generación y en forma muy escueta en la transmisión, siendo del todo inexistente a

nivel de distribución, esto por darse una situación de monopolio natural, pero hay que recordar, como ya se expusiera, que la Ley Eléctrica no obsta a que las zonas de concesión sean compartidas.

No obstante lo expuesto, en la distribución el criterio marginalista se encuentra presente, dado que la base del cálculo que hace la autoridad de los precios que se cobran a los usuarios finales de la distribución, está constituido por el precio de nudo, el cual entre sus componentes considera los costos marginales de la energía eléctrica.

Los precios o tarifas de distribución a clientes finales, según lo establece la Ley Eléctrica, en relación al artículo 90 de la misma, se fijarán cada cuatro años por el Ministerio de Economía; se hace, como se va a desarrollar más en extenso en los párrafos siguientes, por encargo a consultores expertos, encargo que puede ser hecho tanto por las empresas como por la Comisión Nacional de Energía, que es el ente regulador.

Ahora bien, las fórmulas tarifarias quedan fijadas por decreto del Ministerio de Economía; aquí se incluyen las distintas modalidades de tarifas a las cuales los clientes finales pueden optar en cada zona de distribución. En el período que corrió entre el año 1996 y el 2000 las tarifas se rigieron por el D.S. N° 300 de 23 de Junio de 1997, el cual se entendió vigente a partir del 1° de noviembre de 1996. Por establecerse por cuatro años su vigencia, éste rigió hasta el año 2000, año en que se dicta un nuevo decreto tarifario. Este nuevo decreto, es el Decreto Supremo N° 632, de 13 de noviembre de 2000, del Ministerio de Economía, publicado en el D.O. de fecha 15 de noviembre de 2000, que fija las fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución para el período 2001 - 2004.

Las diferencias entre uno y otro decreto, son principalmente las que dicen relación con la definición de las áreas típicas, la tarificación de tendido subterráneo y la incorporación de una nueva modalidad en la tarifa BT- 1.

## D - ELEMENTOS QUE SE CONSIDERAN PARA LA DETERMINACION DE LOS PRECIOS DE DISTRIBUCION

Los precios que se cobran en la distribución, son las llamadas tarifas; estas tienen como elementos básicos el precio de nudo y el VAD o Valor Agregado de Distribución. El precio de nudo se desarrollará en un punto aparte.

El VAD, se determina sobre la base de una “empresa modelo” que representa el óptimo en cuanto a funcionamiento de una distribuidora y en base a las cuales se determinan los valores aplicables a las distintas áreas típicas, la que toma en cuenta una serie de factores, dentro de los cuales se encuentra el VNR o valor nuevo de reemplazo.

Los VAD se calculan para cada área típica, concepto que se definirá al avanzar este capítulo. Luego con el VAD de cada área típica más el precio de nudo se elaboran por la CNE, las tarifas que se aplicarán a cada una de esas áreas, las cuales durante el procedimiento de fijación tarifaria reciben el nombre de tarifas básicas preliminares, que luego pasan a ser definitivas una vez terminado todo el proceso de fijación de tarifas; proceso que se encuentra establecido en el artículo 111 de la Ley Eléctrica.

## E - VALOR AGREGADO POR COSTOS DE DISTRIBUCIÓN O VAD

## E.1- ÁREAS TÍPICAS Y LA EMPRESA MODELO SEGÚN LAS BASES PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL VAD

Entonces, y como se introdujera, las tarifas se determinan sobre la base de los precios de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución del concesionario, y de un Valor Agregado por Costos de Distribución (VAD), adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante del suministro corresponda al costo de la utilización por parte de los usuarios de los recursos a nivel de generación- transporte y distribución empleados (art. 105 del DFL N° 1).

Conforme a lo establecido en el artículo 111 del D.F.L. N°1, antes de seis meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias (en distribución), la Comisión Nacional de Energía debe poner en conocimiento de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio de componentes de costos a que se refiere la norma señalada, incluyendo la definición de las áreas típicas de distribución.

Las componentes para cada área típica se calcularán sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Dicho estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. A su vez, las empresas concesionarias, en conjunto o individualmente, pueden contratar el mismo estudio.

Es importante señalar que ambos estudios deben ser realizados conforme a las Bases para el cálculo de las componentes del VAD, las cuales son elaboradas por la CNE.

A continuación, se va a explicar, en general, como se llega a una empresa modelo, y las definiciones de área típica que se han entregado, según las últimas Bases para el cálculo de las componentes del VAD<sup>51</sup>, además de los componentes de éste.

El valor agregado de distribución o VAD, considera una "empresa modelo de distribución" con los siguientes elementos:

- a) Los costos fijos por concepto de administración, facturación y atención del usuario, independiente del suministro;
- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el VNR, valor nuevo de reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización del 10% real anual.

Bajo estas consideraciones, la CNE desarrolla una metodología a través de la cual determina el número de áreas de distribución típicas en función de los componentes de costos del VAD de todas las empresas concesionarias de distribución que operan en sistemas con potencia conectada en generación mayor a 1500 kW.

---

<sup>51</sup> Estas Bases para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, que se toman en cuenta en este trabajo, son las entregadas a las empresas para la realización de su estudio. Las Bases utilizadas por la Comisión Nacional de Energía no han sido tomadas en cuenta. Las Bases a que sí se hace referencia, fueron elaboradas en mayo de 2000, para el establecimiento del decreto tarifario de noviembre de 2000.



La información utilizada para el cálculo de los VAD, para el período 2000 - 2004, sobre la base de los cuales se determinan las áreas típicas para el desarrollo del estudio descrito, es la siguiente:

- VNR fijado por SEC en 1999;
- Costos de explotación año 1998, informados por las empresas a SEC;
- Parámetros físicos de empresas para 1999, por comuna, informados a la CNE y;
- Compras y ventas de energía en 1999 por empresa, informadas a la CNE.

La empresa modelo, como se señalara, se asocian a un área típica, las que se definirán luego, y se hace el mencionado estudio de costos por la CNE, para definir a la o las empresas modelo, tomando en cuenta, además de los ya señalados, los siguientes supuestos<sup>52</sup>:

- 1) Que la empresa cumple con los estándares de calidad de servicio exigidos en el Reglamento;
- 2) Que sus instalaciones se encuentran adaptadas a la demanda en el momento del estudio;
- 3) Que es eficiente en su política de inversión y gestión; y
- 4) Que opera en el país.

Como ya se apuntara, las empresas distribuidoras podrán encargarse en conjunto o individualmente el mismo estudio, aplicado a las mismas áreas de distribución típicas, a otra empresa consultora elegida de entre una lista de empresas acordadas con la

Comisión; los resultados de dichos estudios deberán informarse a la Comisión, antes de dos meses del término de vigencia de las fórmulas tarifarias. En este caso la comisión podrá revisar el o los estudios encargados por las empresas, y efectuar con la conformidad previa de ellas, las correcciones pertinentes. De no haber acuerdo en cuanto a las correcciones, prima el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en los estudios encargados por ellas.

Según lo dispone el art. 297 del Reglamento Eléctrico, tanto el estudio de costos encargado por la Comisión, como el o los estudios encargados por las empresas, deberán ajustarse a las bases que determine la Comisión, las que informará a las empresas antes de seis meses del término de la vigencia de las fórmulas de tarifas en aplicación. Estas bases contienen la definición de las áreas típicas, las que podrán ser objetadas por las empresas en un plazo de quince días, desde la recepción de la comunicación de dichas bases.

Además, las bases deberán contener la metodología de cálculo de cada uno de los parámetros relevantes, así como los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo.

Cabe señalar que, en caso de que el o los estudios contratados por las empresas no se ajusten a las bases referidas, ellos no serán considerados en el proceso tarifario, esto sí, sin perjuicio de las acciones legales que puedan interponer las empresas que se sientan afectadas.

La Comisión calculará para cada área el promedio aritmético ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios señalados. Los coeficientes de ponderación serán: (i) si las empresas distribuidoras encargaron se hiciera el mismo

---

<sup>52</sup> Art. 296 del D.S. 327.

estudio que la CNE, se hace una ponderación de ambas, otorgando a los que resulten del estudio elaborado por la Comisión 2/3, y un 1/3 al encargado por las empresas distribuidoras, o (ii) un promedio de ellos si éstas los encargaron en forma particular.

Por otra parte, si las empresas no contrataron ningún estudio o si todos ellos son declarados fuera de bases, los valores agregados de distribución serán aquellos que resulten del estudio de la Comisión.

Relativo al tema de los estudios mencionados, se ha planteado la posibilidad de una de las tantas reformas a la Ley Eléctrica; la idea sería poner una comisión de árbitros para que realice el estudio aludido y así evitar, tanto por parte de la Comisión, como por parte de las distribuidoras, la tendencia a aumentar o a disminuir el cálculo, lo que le quita objetividad al proceso.

En noviembre del año 2000, se dictó un nuevo decreto tarifario, el N° 632, publicado en el Diario Oficial de fecha 15 de noviembre de 2000.

El nuevo decreto tarifario, emplea una forma más eficiente de determinación de las áreas típicas. Eficiente, puesto que se tiende a obtener una representación económica del mercado de las empresas concesionarias de distribución, segmentado en áreas típicas de modo de establecer distintos mercados relevantes en cuanto a costos medios presentes de distribución. A partir de la representación del mercado obtenida, se elaboró una base de datos de costos totales por empresa adicionándoles los costos por concepto de pérdidas de energía y potencia. La segmentación del mercado, se realizó formando grupos homogéneos de las empresas a partir de una lista ordenada por VAD en forma creciente. Para determinar el número definitivo de áreas típicas, se consideró

el criterio de segmentación, tal que el VAD promedio de cada área tenga una desviación típica inferior al 10%, y que entre áreas tales desviaciones sean similares, lo cual se logra aplicando un proceso de ordenamiento recursivo.

En la práctica, luego de la aplicación de la metodología descrita y con el criterio de segmentación indicado, se obtuvo un total de seis áreas típicas, con una representatividad a nivel de VAD de referencia de mercado de alrededor de un 9% de desviación.

En términos más sencillos, lo que se pretende es que la empresa modelo, en base a la cual se hacen los cálculos para las tarifas de distribución, se ajuste a las empresas que en la realidad operan en una determinada zona de concesión, con lo cual se reflejan todos sus costos y por ende no se va a encontrar en situación de desventaja respecto de aquella empresa que tiene mejores condiciones internas y externas para operar.

Luego, en el estudio que encarga tanto la CNE como las empresas, el consultor debe presentar su estudio en tantos informes como áreas típicas haya analizado, considerando los estudios, cálculos, información y presentación de resultados que se detallan en las bases para el cálculo del VAD.

El estudio encargado es para definir los parámetros de clasificación de las empresas o sus sectores.

El artículo 150 m) del DFL N° 1, define el concepto de área típica como: "Áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí".

Dicho está que es atribución exclusiva la CNE el definir las áreas típicas, tanto así que para el proceso correspondiente al año 1996 hizo una clasificación en cinco áreas

típicas (1 A, 1 S, 2, 3 y 4), aumentando así de 4 a 5 áreas las existentes en la fijación anterior de 1992. Cabe mencionar que en el proceso de fijación tarifaria de 1992, las bases técnicas elaboradas por la comisión plantearon preliminarmente la existencia de tres áreas típicas en las cuales fueron clasificadas empresas completas, sin distinción de comunas como ocurre actualmente. En las actuales bases, se definieron seis áreas y se utilizó un criterio diverso al de las fijaciones tarifarias anteriores.

En las Bases para las tarifas definidas en el D.S. 300, los índices que se consideraron eran entre otros: la ruralidad, densidad de población, densidad de consumo etc. Tomando estos elementos, se definían en el D.S. 300 las siguientes áreas típicas:

- Area 1: que corresponde a aquellas zonas urbanas de alta densidad de consumo eléctrico, como lo son Santiago, Viña del Mar, Concepción, etc.;

Dentro del área típica N° 1 se pueden distinguir dos subáreas a su vez:

- Area 1 A: definida como área de distribución que puede ser abastecida por redes aéreas, por no existir exigencias de redes subterráneas emanadas de una ordenanza municipal o decreto alcaldicio vigente y que cumplen con: i) Población total mayor a 70.000 habitantes. ii) Cualquiera de las siguientes tres condiciones:
  - a) relación entre viviendas urbanas y superficie ocupada por viviendas urbanas superior a 350/ km<sup>2</sup>.
  - b) Relación entre clientes en baja tensión y kilómetros de línea en baja tensión superior a 250 clientes/ km.
  - c) Relación entre energía vendida a clientes regulados y el número de habitantes de la comuna, superior a 1400 kilowatt hora por habitante.

- Area 1 S: esta área presenta las mismas características y requisitos que el área 1 A, con la salvedad de que en este caso las líneas son subterráneas por haberlo exigido así una ordenanza o decreto alcaldicio.
- Area 2: que corresponde a aquellas zonas urbanas de mediana densidad de consumo, como son las pequeñas ciudades y sus alrededores;
- Area 3: correspondiente a zonas rurales de baja densidad de consumo eléctrico.
- Area 4: Correspondiente al resto.

Para la clasificación en las áreas 2, 3 y 4, debía cumplirse que las empresas operando en las comunas respectivas no hubieran sido clasificadas en área 1, esto es, que la comuna tuviera menos de 70.000 habitantes o que en su defecto tenga una población mayor a dicha cantidad, pero no haya cumplido ninguno de los otros índices de clasificación descritos.

En lo tocante al territorio que se consideraba para la aplicación de los parámetros requeridos por la Ley para clasificar en una u otra área las zonas de las distribuidoras, los Tribunales de Justicia han tenido variadas posturas; así en un recurso de protección presentado ante la Corte de Apelaciones de Santiago, Rol N° 3542-96, se alegó por la empresa recurrente que la recurrida, la CNE, le habría clasificado una zona como 1 A, en circunstancias que la recurrente estimaba que debía ser área 2. Uno de los principales argumentos fue que para la aplicación de los parámetros no se debía tomar como territorio de la distribuidora en cuestión la comuna en que se prestaba el suministro, sino que debía ser el área de distribución, esto es, el área efectivamente otorgada en concesión. Frente a esto y otros argumentos la Corte falló a favor de la recurrente; posteriormente la Excm. Corte Suprema revocó este fallo, dando la razón a los argumentos de la recurrida en fallo dictado el 28 de abril de 1997, Rol N° 804-97.

El actual decreto tarifario, D.S. N° 632 de 2000, se funda en la definición de áreas típicas plasmado en las ya señaladas bases para el cálculo de los costos de los componentes del VAD. Las empresas resultantes en cada una de estas áreas son las siguientes:

Area 1: Chilectra.

Area 2: Río Maipo, CGE, Emelat, Puente Alto, Elecda, Conafe, Eliqsa.

Area 3: Emelai, Chilquinta, Coop. Curicó, Colina, Edelmag, Luzandes, Pirque, Til - Til, Emec, Edecsa.

Area 4: Emelectric, Saeza, Edelaysén, Elecoop.

Area 5: Frontel, Emelca, Luzlinares, Coopelan, Litoral, Luzparral, Socoepa, Creo, Cooprel, Codiner.

Area 6: Copelec, Emetal, Coelcha.

Observando las áreas típicas recién señaladas, se aprecia que ya no hay estándares que se le apliquen a cada empresa para determinar en qué área típica quedan clasificadas, sino más bien en razón de las características de cada una de ellas, se las agrupó directamente en una área típica, evitando así desigualdades en la aplicación de tarifas.

Además de la diferencia recién descrita del nuevo decreto respecto del D.S. 300, está aquella respecto al número de áreas típicas, que ya no son cinco sino que seis, que son las precedentemente enumeradas.

Para efectos de determinar estas áreas típicas, se diseñó la empresa modelo operando en la zona de concesión de una empresa real definida como referencia para el área típica, estando sujeta a:

- Las restricciones geográficas y demográficas de la zona.
- El marco legal, reglamentario y normativo vigente, especialmente en lo relativo al cumplimiento de los estándares de calidad de servicio exigidos en la reglamentación;
- Los mismos clientes y consumos de la empresa de referencia, sean estos regulados, libres, propios o de terceros que hacen uso de las instalaciones de distribución de la empresa de referencia a través de la imposición de servidumbres de paso en dichas instalaciones.

Asimismo, se considerará que la empresa modelo eficiente tiene las siguientes características:

- Utiliza tecnología moderna, sujetándose a una optimización, de la relación costo - beneficio de las instalaciones en su política de inversión, mantenimiento y reemplazo de ellas.
- Las instalaciones de la empresa se encuentran adaptadas a la demanda para una trayectoria óptima de crecimiento de mínimo costo de largo plazo.
- Posee una organización eficientemente dimensionada para la prestación de servicios a los clientes cuyo suministro de efectúa a través de las instalaciones de distribución.
- Incurre en costos óptimos acordes con una gestión eficiente del servicio y de la infraestructura determinada bajo el criterio de mínimo costo total presente.



En el capítulo 4° de las Bases para el cálculo de las componentes del VAD, se señala la metodología que debe seguir el consultor, para obtener los componentes de costo de la empresa modelo para cada área típica. Las etapas del estudio que debe realizar son:

- a) Definición de las características propias de la empresa y de la zona correspondiente.
- b) Demanda de dimensionamiento (determinación del universo de clientes que debe servir, en cantidad y consumo de potencia y energía totalizada y por tipo de cliente).
- c) Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico (para obtener instalaciones adaptadas a la demanda y con una calidad de servicio acorde a las exigencias de los anexos).
- d) Dimensionamiento de la operación y mantención.
- e) Dimensionamiento de la organización de la empresa modelo.
- f) Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles.
- g) Precios unitarios de los recursos.
- h) Costos de atención de clientes.
- i) Cálculos de las pérdidas medias de energía y potencia.
- j) Costos de las instalaciones.
- k) Costos de operación y mantención (de acuerdo a los anexos de las bases).

En las Bases se detalla cada uno de estos puntos, sus alcances técnicos y demás consideraciones. Después de definir cada uno de estos puntos, que en suma llevan a la formación, por parte del consultor, de una empresa modelo, se detalla en dichas Bases, las componentes del valor agregado por concepto de costos de distribución, cuáles son:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración
- Facturación y atención de usuarios del área típica.

Este valor, que se debe expresar en pesos al 31 de diciembre de 1999 (respecto de esta fijación tarifaria), resulta diferente según el tipo de medidor y se debe calcular según las formulas entregadas en el punto 7.1 de las Bases.

- Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

Por último, se le señala al consultor, para la indexación de los valores agregados, que debe proponer fórmulas que expresen los costos fijos (\$/cliente/año) y los costos de distribución AT y BT (\$/kW/año), en función de índices de variación representativos de los principales componentes de costos, que correspondan dentro de lo posible a indicadores de público conocimiento. Los valores base para los índices deberán corresponder a los utilizados en la valorización de los costos.

Además, para el diseño de las empresas modelo, en cada área típica, se señalan en las Bases, las empresas reales a considerar como antecedente o empresa de referencia. Es aquí donde se hace patente la diferencia con las Bases del anterior decreto tarifario, ya que en aquel se hacía alusión a criterios para clasificar; en este, las Bases directamente señalan cuales son las empresas que van a ser base del modelo.

A continuación se señalan las empresas que a criterio de la CNE son la referencia o base a ser tomada por los consultores al momento de diseñar el modelo; esto sí,

dejando en claro que el señalarlas como referencia no implica que se esté reconociendo un desempeño óptimo de la empresa referida;

Area de Distribución	Empresa de Referencia
Típica	
1	Chilectra S.A
2	Compañía General de Electricidad S.A.
3	EMEC S.A.
4	EMELECTRIC S.A.
5	Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.
6	Cooperativa eléctrica de Chillán

Como ya se señalara, es la CNE quien dispone de atribuciones legales exclusivas para efectuar la definición de las áreas típicas de distribución, lo que debe hacer en cada proceso de fijación tarifaria, como se desprende del procedimiento que establece el artículo 111 del DFL N° 1.

El procedimiento del art. 111 señala los siguientes pasos para el establecimiento, no sólo de las áreas típicas, sino que también de las tarifas, lo que es completamente lógico si se piensa que las tarifas se deben fijar para cada área típica, considerando los elementos que configuran a cada una de éstas áreas; entonces :

- El proceso de fijación tarifaria comienza, conforme lo expresa el mencionado artículo 111, seis meses antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias que se estén aplicando; la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas

concesionarias de distribución, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para establecer las fórmulas de tarifas para el período siguiente; esto, incluyendo la definición de las áreas típicas de distribución, y acordando con ellas la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas para efectuar el estudio encargado por ellas.

- Luego, en el plazo de quince días contados desde la recepción por parte de las compañías de las bases del estudio, las empresas comunicarán a la Comisión sus observaciones respecto de las áreas típicas de distribución que ésta hubiere adoptado para hacer el estudio.
- A su vez la Comisión cuenta con el plazo de quince días para pronunciarse respecto de la aceptación o rechazo de las observaciones de las empresas, de modo que ellas puedan contratar, en conjunto o individualmente el estudio para determinar las componentes para cada área típica, o estudio de costos establecido en el art. 107 de la Ley.
- Antes de dos meses del término del período de vigencia de las fórmulas de tarifas, las empresas enviarán a la comisión un informe que contenga los resultados del o de los estudios que ellas hayan contratado.
- Una vez recibido por la Comisión dicho informe, contará ésta con un plazo de quince días, dentro de los cuales comunicará a las empresas los valores agregados ponderados, y las tarifas básicas preliminares.

- Quince días tienen también las empresas, para que una vez recibida la comunicación aludida, comuniquen a la Comisión, los ingresos a que daría origen la aplicación de las tarifas básicas preliminares.
  
- Por último, la Comisión efectuará los ajustes de valores agregados correspondientes (de los procedimientos establecidos en los artículos 108 y 109 de la Ley), y determinará las fórmulas tarifarias definitivas para cada empresa y sector de distribución.
  
- Antes de quince días del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión deberá informar al Ministerio de Economía las fórmulas tarifarias para el período siguiente, acompañadas de un informe técnico. El Ministerio fijará las fórmulas y las publicará en el Diario Oficial.

En el caso de que no se fijen nuevas tarifas, la Ley prevé expresamente la situación, estableciendo que una vez vencido el período de vigencia de las fórmulas de tarifas, éstas continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijadas las nuevas fórmulas. Para este caso, el art. 115 de la Ley dispone: que no obstante se prorrogue la vigencia de las fórmulas, las empresas distribuidoras deberán abonar o cargar a la cuenta de los usuarios las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acorde con las fórmulas tarifarias que en definitiva se establezcan; esto por todo el período transcurrido entre el día de terminación del cuatrienio y la fecha de publicación de las nuevas fórmulas.

Las reliquidaciones correspondientes se efectuarán conforme al interés corriente vigente a la fecha de publicación de las nuevas tarifas. Estas devoluciones deberán abonarse o cargarse en las boletas o facturas posteriores en el plazo forma y condiciones que establezca la superintendencia, quien fiscaliza el cumplimiento y, en su caso, sanciona.

Las fórmulas tarifarias definidas por la autoridad, correspondientes a las áreas descritas, aumentan en la medida en que disminuye la densidad de consumo eléctrico. Esto se explica por el fenómeno económico que la inversión per cápita de electrificación en zonas poco pobladas es mayor a la misma en zonas de alta densidad poblacional, lo que ha impedido la electrificación de zonas rurales muy apartadas, de muy baja densidad poblacional y que generalmente son de bajos ingresos. Aproximadamente un 8% de la población nacional vive en dichas zonas y carece de suministro eléctrico.

Lo anterior se justifica si se piensa que mientras más densamente poblada esté una comuna, mayores economías de escala son aprovechadas por la empresa concesionaria, y por ende con una administración adecuada, menores deben ser también los costos unitarios, como menores deben ser también las tarifas, ya que tales economías de escala deben ser traspasadas a los consumidores.

Se puede agregar que desde el punto de vista tarifario, que una empresa sea clasificada en cualquier área típica implica que los valores agregados por concepto de distribución son diferentes de aquellos que se obtienen al ser clasificados en otra área típica. Los costos que se reconocen a un área típica determinada son distintos a los que cabe o es dable sean reconocidos a otra de esas áreas. Así la práctica resultante de los procesos anteriores había derivado en que, en general, los valores agregados o costos

de distribución reconocidos para las áreas 3 son superiores a los de las áreas 2 y estos a su vez, superiores a los del área 1.

En lo referente a los costos que se reconocen dentro de un área típica, han existido alegaciones por parte de empresas distribuidoras en el sentido que entre dichos costos se deben considerar los hurtos de que ellas son víctimas. Lo que ellos alegaban es que las tarifas debían reflejar los costos de distribución empleados ya que no es lo mismo distribuir en una zona en que no hay que estar reponiendo líneas o tener “colgados” del servicio a un número significativo de personas, lo que implican pérdidas para la empresa. Ejemplos de estas zonas son, entre otras, las comunas de La Pintana, El Bosque y Puente Alto.

La situación descrita vendría a ser injusta ya que por muy eficiente que sea una empresa distribuidora en su gestión, se va a ver perjudicada por las pérdidas efectivas que los hurtos producen. Es por ello que en la nueva tarificación para la distribución, se consideró a las empresas con sus circunstancias para definir las áreas típicas, y así poder reflejar en las tarifas la realidad de la zona en que se distribuye.

A modo de ejemplificar la situación descrita se hace, a continuación, relación de un caso judicial sobre la materia:

En el fallo de fecha 31 de enero de 1997 del recurso presentado por una empresa distribuidora acumulado al recurso Rol N° 3542-96, se establece que la Comisión, quien era la recurrida, dispuso un criterio que señala que en cuanto al tratamiento del hurto se distinguen distintos conjuntos en los cuales se identifican sub-áreas de incidencia alta de hurtos, media y bajo esta no se reconoce nada. Por ejemplo, se especifica que si los promedios de pérdidas por hurtos de un concesionario del área típica 1 A (según la antigua clasificación de áreas típicas) son superiores al 100% del promedio nacional, se

trata de un caso de incidencia alta y el efecto es que las pérdidas se reconocen en un 95% el primer año, el 80% el segundo, el 65% el tercero y hasta el 50% del valor del promedio nacional<sup>53</sup>.

En fin, los hurtos actualmente, sí se toman en consideración en el cálculo de las tarifas para evitar que una empresa se vea empobrecida respecto de otras por factores ajenos al manejo eficiente o deficiente que ésta haga de sus instalaciones.

Por último, ya finalizando el procedimiento del valor agregado resultante del proceso realizado por medio de establecer una empresa modelo, y de los precios de nudo del punto de conexión con las instalaciones de distribución, la CNE estructura un conjunto de tarifas básicas preliminares, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción-transporte y distribución empleados.

Al final, deben existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.

Luego de las operaciones realizadas por la Comisión, se habrán establecido fórmulas indexadas que expresarán las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precios de los principales insumos de la distribución.

Una vez establecidas las tarifas, se dictará un decreto por orden del Presidente de la República, que luego será publicado en el Diario Oficial.

---

<sup>53</sup> Antecedentes tomados del mismo fallo que se menciona en el párrafo en que se contiene esta información.



Estas fórmulas tendrán un período de validez de cuatro años a no ser que en el intertanto se produjere una variación acumulada del IPC superior al 100%, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras calculado según el procedimiento del artículo 108 (que establece el procedimiento para calcular la tasa de rentabilidad considerada para las tarifas básicas preliminares), difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida en el art. 106. En estos casos, la Comisión deberá efectuar un nuevo estudio, salvo que las distribuidoras y la Comisión acuerden unánimemente ajustar la fórmula original.

En el caso de efectuarse un reestudio, este tendrá vigencia hasta completarse el período de cuatro años (art. 110 de la Ley).

Durante la vigencia de las fórmulas, las tarifas máximas que las empresas podrán cobrar a sus clientes se obtendrán aplicando a dichas fórmulas las variaciones de los índices de precios que en ellas se señalen. Cada vez que las empresas reajusten sus tarifas, deberán comunicarlo a la Comisión y a la Superintendencia del ramo y además publicarlas en un diario de circulación nacional.

## F - VALOR NUEVO DE REEMPLAZO O VNR

A continuación se desarrollará el concepto de los valores nuevos de reemplazo o VNR, por ser un importante elemento dentro de la determinación de las tarifas.

Recuérdese que las tarifas se estructuran sobre la base de los precios de nudo y el VAD o valor agregado de distribución, el cual considera una serie de elementos entre los

cuales se encuentran los “costos anuales de inversión”, los que se calculan tomando en cuenta el VNR.

El artículo 116 del DFL N° 1 establece que se entiende por VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, en las respectivas concesiones, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación. Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación.

Los bienes intangibles corresponderán a los gastos de organización de la empresa y no podrán ser superior al dos por ciento del valor de los bienes físicos.

El capital de explotación será considerado igual a un doceavo de las entradas de explotación.

Las inversiones en bienes físicos no serán influidas por la depreciación con que se hayan emitido las acciones y bonos o por los intereses de los préstamos que se hayan tomado para reunir el capital necesario para ejecutar las obras, ni por las multas que se hayan impuesto al concesionario.

Para la primera fijación del VNR, el concesionario presentará, terminada la construcción de las obras, un inventario de todas las instalaciones, una memoria descriptiva de los trabajos y una serie de otros elementos establecidos en el art. 117 de la Ley, ante la SEC. Sobre la base de todos estos elementos ésta efectúa la primera fijación de VNR de la empresa en cuestión.

Respecto a los bienes incorporados en el cálculo, la empresa debe siempre comunicar su variación.

Según lo dispone el art. 118 de la Ley, el VNR se calculará cada cuatro años. Para tal efecto, el concesionario comunicará a la SEC antes del 30 de junio de dicho año, el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, en el plazo de tres meses. Si durante el proceso de determinación no se producen acuerdos, será una comisión pericial la que resuelva, la que se conformará por tres peritos ingenieros.<sup>54</sup> Esta comisión deberá pronunciarse antes del 31 de diciembre del año en cuestión.

En cuanto a la función que debe desempeñar la comisión pericial, cabe citar el informe realizado por Enrique Evans de la Cuadra,<sup>55</sup> que entre otras apreciaciones en cuanto al tema de la solución en caso de haber controversia entre los criterios de la Superintendencia y el concesionario, establece: “La posibilidad de que la comisión pericial rebaje (o suba) el VNR fijado por la Superintendencia (o por el concesionario), como se ha dicho precedentemente, no se puede dar ya que esta comisión está destinada a dirimir un “desacuerdo” que existe entre el concesionario y la Superintendencia, y este desacuerdo está limitado por las pretensiones de cada cual, límites que no puede traspasar la comisión pericial, pues ello escapa a su ámbito legítimo de competencia. Es ese su ámbito legítimo de acción y decisión, y si la traspasa

---

<sup>54</sup> De los tres peritos ingenieros, uno será nombrado por el Presidente de la República, otro por el concesionario y el tercero será el decano más antiguo en el ejercicio de cargo, de una Facultad de ingeniería, con asiento en la capital, de una Universidad Estatal.

<sup>55</sup> Informe publicado en la Revista Chilena de Derecho, denominado “Análisis del Sistema Tarifario”, vol. 21 de 1994, página 459.

puede ocurrir en arbitrariedad, lo cual es, entonces, revisable jurisdiccionalmente, por la vía del recurso de protección”.<sup>56</sup>

Continúa luego diciendo que entonces la comisión pericial tiene una doble limitación:

1° Debe ceñirse a los límites de las pretensiones de las partes; y

2° Cualquiera que sea la metodología que utilice la comisión, no puede alterar la definición legal que señala el art. 116 inciso 5° ni dejar de considerar los elementos básicos que establece su art. 117 inciso 1° (de aquí también la importancia de que el concesionario sea diligente en aportar estos elementos básicos).

Los elementos básicos a que se refiere son los tomados en consideración por la Superintendencia para el primer cálculo de los VNR de cada empresa y que es obligación del concesionario, el ponerlos a su disposición.

Si la empresa concesionaria no comunica el VNR y el informe auditado, este valor será fijado por la Superintendencia antes del 31 de diciembre de ese año, y no podrá ser apelado por el concesionario.

En el plazo que medie entre dos fijaciones del VNR, este será aumentado o rebajado en la misma proporción en que varíe el IPC.

Por último, y como lo señala el art. 119 del DFL N° 1, los VNR, ingresos y costos de explotación, están exclusivamente destinados al estudio de las tarifas a nivel de distribución.

## G - PRECIO DE NUDO

---

<sup>56</sup> Evans de la Cuadra, Enrique, Revista Chilena de Derecho, Vol 21, pg. 459, 1994.

Por la importancia e incidencia que presenta el precio de nudo en el cálculo de las tarifas, se ha considerado de interés dedicarle un espacio, toda vez que los principales elementos que se consideran para calcular las tarifas son precisamente el precio de nudo y el valor agregado de distribución o VAD.

En las relaciones contractuales que mantengan las empresas generadoras con sus clientes se aplican dos tipos de precios, según la naturaleza del cliente: un precio regulado o bien uno libremente pactado. En el caso de los clientes regulados, es decir, de las empresas distribuidoras eléctricas, el precio aplicable se denomina “precio de nudo”.

Las principales características de estos precios, son las que se señalan a continuación:<sup>57</sup>

- a- Son precios para el nivel de generación y transporte. El art. 96 de la Ley señala que “se definirán para todas las subestaciones de generación y transporte desde las cuales se efectúe el suministro” y que “ tendrán dos componentes: precio de la energía y de la potencia de punta”.
- b- Son precios que deben representar o asimilarse a los valores vigentes en el mercado. En efecto conforme al art. 97 de la Ley, “ deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales, valores de mercado, de suministro a nivel de generación, transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo”.
- c- En el mismo sentido anterior, el cálculo de los precios de nudo considera su adecuación a una banda definida por el promedio de los precios aplicados por los generadores a sus clientes libres. Así lo prescribe el art. 101: “ los precios de nudo

---

<sup>57</sup> Según lo establece el informe de la Secretaría General de la Presidencia en la causa Rol N° 2868 sobre recurso de protección presentado por Endesa y otras contra la Presidencia, de fecha 12-08 99,.

definitivos que ella –la Comisión Nacional de Energía- determine no podrán diferir en más de diez por ciento de los precios correspondientes a suministros no sometidos a regulación de precios”.

- d- Más relevante aun que las características anotadas, es que el cliente o comprador es, en este caso, una empresa distribuidora. Estas, de acuerdo al art. 74 de la Ley, tienen obligación, como ya se esbozara, de suministro regular y continuo. Para cumplir dicha obligación, aquellas distribuidoras que no cuenten con generación propia, están sujetos al suministro que les proporcione desde el sistema eléctrico, en base a los contratos de compra que mantienen con los generadores, que se valoriza a precio de nudo.
- e- Además, se considera como característica la forma en que la normativa legal asocia la continuidad del servicio con las obligaciones de las generadoras, está precisamente en el precio que pagan las distribuidoras por el suministro. En ese precio, se incluye un valor representativo del costo de racionamiento que las distribuidoras pagan a sus generadoras y que, paralelamente trasladan a sus usuarios.

En efecto, para el cálculo del precio básico de la energía, uno de los componentes del precio de nudo, el art. 99 considera diversos elementos: un programa de obras, la demanda de energía proyectada, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, “los costos de racionamiento” y la tasa de actualización aplicable ( rentabilidad mínima que se garantiza a las empresas con los precios fijados).

- f- Se fijan semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año y son reajustables; corresponde a la autoridad calcular y luego fijar los precios máximos (92 de la Ley y 253 del Reglamento).
- g- Sus elementos configurativos son fijados por ley (los que se mencionarán a continuación).

Como se estableciera, se puede distinguir el precio de nudo de energía y el precio de nudo de potencia, los que se analizan a continuación:

A) Precio de nudo de energía: corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales o CMPP programados en un horizonte de 16 trimestres futuros, a contar de la fecha de realización del cálculo, el cual se realiza semestralmente por la autoridad en los meses de abril y octubre de cada año.

En el cálculo de los costos marginales de largo plazo o precio de nudo, se utiliza un modelo llamado GOL (Generación Optima del Lago Laja), el cual utiliza los mismos parámetros requeridos para el cálculo de los costos marginales de corto plazo (modelo OMSIC), a excepción de las cotas y los caudales de los embalses, en su reemplazo se utilizan montos de energía.

Los parámetros requeridos para el cálculo de los costos marginales de corto plazo son:

- Disponibilidad presente y futura de recursos hidráulicos (cotas, afluentes, compromisos de riego, mínimos técnicos);
- Estimaciones de demanda en el sistema en el corto plazo (horizonte de dos años);
- Precios de combustibles de las centrales térmicas;

- Plan de obras futuro, entrada de nuevas centrales, y/o inversión en el sistema de transmisión, el que es determinado e informado por la autoridad;
- Disponibilidad del parque generador, considera los programas de mantenimiento mayor de las centrales.
- Los costos de falla por grado de profundidad, el cual representa el costo promedio en que incurren los usuarios al no contar con el suministro de electricidad.
- Estadística hidrológica de cuarenta años.

B) Precio de nudo de potencia: corresponde al costo marginal de potencia de largo plazo.

Finalmente se señala que el objetivo principal del cálculo de los precios de nudo es entregar al mercado una señal de precios más estables en el mediano y largo plazo.

En fin la importancia de conocer los componentes del precio de nudo, radica en que éste es el valor que la distribuidora paga por la energía suministrada por la generadora; así se pueden distinguir, como ya se anotara: un costo marginal instantáneo, que es el precio que deben pagar las generadoras por las transferencias de energía eléctrica que efectúen entre ellas, en lo que se conoce como el “Mercado Spot”; el precio de nudo que se utiliza en la generación transporte y es además el precio que pagan las distribuidoras a las generadoras; y por último el precio de nudo más VAD (valor agregado de distribución), valor que las distribuidoras cobran a sus clientes regulados.

## H - CLASES DE TARIFAS



Una vez establecidas las formulas que se van a utilizar en el cálculo de precios, procede determinar cuales son los distintos tipos de las tarifas de distribución que el Decreto del Ministerio de Economía establece respecto de las cuales luego los clientes finales van a optar.

Al respecto, a continuación se resumen las tarifas establecidas en el Decreto N° 632 /2000, rectificado por el Decreto N° 723 (anterior decreto que reguló la materia fue el D.S. N° 300 de 23 de junio de 1997), que fija las fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y los componentes considerados en cada una de ellas.

#### A) TARIFA BT-1

Esta es la tarifa más simple o básica, sólo se mide la energía consumida, no existe un cobro directo por la potencia demandada. Se puede optar por esta tarifa si se tiene un suministro en baja tensión y una potencia conectada inferior a 10 kW.

En la práctica, ésta es la tarifa que elige la mayoría de los clientes o consumos residenciales, esto por ser sus consumos inferiores al límite de la misma, que son los 10 kW/hr.

Se consideran los casos siguientes en esta tarifa:

- Caso a: aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que se han definido horas de punta.

- Casos b y c: aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que no se han definido horas de punta.

Esta tarifa está compuesta por los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual: se factura todos los meses del año haya o no consumo.

Este valor cubre los gastos de administración, facturación y atención al usuario que son independientes de su consumo (art. 106 D.F.L. N° 1).

- Cargo por arriendo y conservación de equipos.

- Cargo por energía base:

a) En los meses de Octubre a Abril, se obtiene multiplicando la energía mensual consumida ( kWh.) por el precio unitario de la energía base ( \$/kWh ).

b) En los meses de Mayo a Septiembre se calcula de la siguiente forma:

1- Si el consumo es inferior a 250 kWh. o inferior a su límite de invierno , se calcula multiplicando el total de la energía consumida por el precio unitario de la energía base, es decir, igual que en los meses de Octubre a Abril.

2- Si el consumo es superior a 250 kWh. y además, superior a su límite de invierno, este cargo se calcula multiplicando su límite de invierno por el valor unitario de la energía base, el consumo que exceda el límite de invierno no será facturado en este punto, sino que en el cargo por energía adicional.

- Cargo por energía adicional: Se aplica en los meses de Mayo a Septiembre y sólo si el consumo fue superior a 250 kWh. y, además, superior al límite de invierno. Se calcula multiplicando el exceso de consumo sobre el límite de invierno (el cual no fue cobrado

en el cargo por energía base) por el valor unitario de la energía adicional. Este precio incluye un mayor componente por la potencia demandada que el de la energía base.

La Ley establece la energía adicional de invierno porque la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes volúmenes, sino que hay que producirla en el mismo momento en que se consume. Por lo tanto, el sistema eléctrico debe estar dimensionado para satisfacer el máximo consumo, aunque éste ocurra sólo en algunas horas de los meses de invierno, de modo de adaptarse a la demanda. Si esto no fuera así habría que racionar el consumo en época de invierno, afectando así la obligación de prestar un suministro continuo por parte de la empresa distribuidora.

Cuando un usuario aumenta notoriamente su consumo en invierno obliga a las distintas empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras a aumentar sus instalaciones para poder cubrir la mayor demanda de energía.

Las nuevas instalaciones permanecen sin uso el resto del año, por lo que el costo de operación, mantención e inversión puede ser compensado sólo en los meses de invierno. Para compensar estos costos es que la Ley ha establecido el cargo por energía adicional de invierno, aumentando el precio unitario del kWh, de forma que las mayores instalaciones sean financiadas sólo por aquellos clientes que, al aumentar el consumo fuertemente, obligaron a las empresas a una mayor inversión que permanecerá ociosa el resto del año.

## B) TARIFA BT-2 Y AT-2

En esta tarifa se separan los cobros por energía y potencia, la energía se mide con un medidor simple de energía y la potencia se contrata de acuerdo con sus necesidades, controlándose con un limitador de potencia.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada, los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de la potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

Esta tarifa se aplica mayoritariamente a locales comerciales o pequeñas industrias.

La diferencia entre las tarifas BT y AT, es el voltaje de suministro.

La tarifa está compuesta por los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual: Se factura todos los meses del año haya o no consumo.
- Cargo por arriendo y conservación de equipos.
- Cargo por energía: se obtiene multiplicando la energía mensual consumida (kW/h.) por el precio unitario de la energía.
- Cargo por potencia contratada: Se calcula multiplicando la potencia contratada (independiente de la utilizada) por el precio del kW en baja tensión. Existen dos precios posibles para el kW. en baja tensión, uno usado para los consumos presentes en punta y otro para los consumos parcialmente en punta. La diferencia reside en si la potencia

demandada se requiere manifiestamente en las horas de punta, o si no lo es. La legislación eléctrica entrega las formas de determinar si un consumo es o no presente en punta y según estas, la compañía determinará el consumo.

### C) TARIFA AT-3 Y BT-3

En esta tarifa se separan los cobros por energía y potencia, tanto la energía como la potencia son medidas a través de un medidor con registrador de demanda máxima.

La tarifa está compuesta por los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual: se factura todos los meses del año aunque no haya consumo.
- Cargo por arriendo y mantención de equipos.
- Cargo por energía: se multiplica la energía mensual consumida por el precio unitario de la energía.
- Cargo por demanda máxima: se calcula multiplicando la demanda máxima de facturación, que corresponde al mayor valor entre la demanda máxima y media del mes y el promedio de las dos más altas demandas de los meses de mayo a septiembre inmediatamente anteriores, por el precio unitario de la potencia, el cual puede variar si se demanda manifiestamente o no la potencia en las horas de punta del sistema ( tratado en tarifa BT 2 AT 2).

### D) TARIFA AT-4 BT-4

En esta tarifa también se separan los cobros por energía y potencia. Además, se distingue el uso de potencia en horas de punta, las que van desde las 18:00 hrs. A las 23:00 hrs. de los meses de Mayo a Septiembre, de las fuera de las horas de punta, que es el resto del año.

Existen tres alternativas posibles:

	BT 4.1	BT 4.2	BT 4.3
Energía	Medida	Medida	Medida
Potencia en horas de punta	Contratada	Medida	Medida
Potencia en horas fuera de punta	Contratada	Contratada	Medida

Estas tarifas son habitualmente sólo utilizadas por clientes industriales que tienen la posibilidad de reducir fuertemente su potencia demandada durante las horas de punta.

La tarifa está compuesta por los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual.
- Cargo por arriendo y mantención de equipos.
- Cargo por energía.
- Cargo por potencia: que va a depender de la alternativa elegida; sea BT 4.1, BT4.2, BT 4.3.

Al establecer los componentes de cada tarifa, se pueden mencionar elementos que estaban presentes en forma indistinta en cada una de ellas; estas se expresarán a continuación:

1- El cargo fijo: Este valor cubre los gastos de administración, facturación y atención al cliente independientemente de su consumo.

Básicamente se compone de los costos de lectura del medidor, facturación, atención a clientes, reparto de la boleta, los cuales como se dijo, son independientes del consumo del cliente.

Existen diferentes cargos fijos dependiendo del tipo de lectura necesario para la opción tarifaria elegida libremente por el usuario, siempre que cuenten con las instalaciones adecuadas para la tarifa escogida.

Es necesario señalar expresamente que el costo de las instalaciones de distribución no se encuentra incorporado en este valor y por lo tanto no existe un subsidio de los clientes que menos ocupan las instalaciones, hacia aquellos que más las usan.

2- Conservación de equipos: el valor del servicio de conservación, que se aplica a aquellos clientes que hayan aportado el medidor y a quienes no se les cobra el servicio de arriendo, considera además, ajustes y limpiezas, la reposición del equipo del equipo de medida al término de su vida útil, manteniendo el cliente la propiedad del mismo.

3- Arriendo de equipos: este valor se cobra a aquellos clientes que, al momento de solicitar su empalme, optaron por arrendar a la compañía el equipo de medida antes de adquirirlo en forma particular. Este incluye el costo de capital invertido, así como las calibraciones, ajuste limpieza y reemplazos que fueran necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del equipo de medida arrendado.

4- Cargos por energía y potencia: estos van a depender de la tarifa libremente elegida por el usuario.

Con respecto a los cobros que efectúan las empresas distribuidoras, se hace presente lo señalado respecto de la tarificación de 25 servicios prestados por las empresas distribuidoras y que a partir de una Resolución de la Comisión Resolutiva van a ser tarificados por la CNE, una vez que sean informados por la SEC.

#### I - PROCEDIMIENTO PARA ACCEDER AL SUMINISTRO ELÉCTRICO, RELACIONADO A UNA DETERMINADA TARIFA.

Cuando un usuario requiere de suministro eléctrico, debe seguir un procedimiento, que al materializarse guarda estrecha relación con la tarifa a la que se va a acceder. Así por ejemplo si se desea instalar una pequeña industria, no se puede optar a la tarifa BT 1 puesto que esta tarifa implica una potencia conectada de hasta 10 kW; en circunstancias que una pequeña industria requiere una mayor potencia conectada.

Para explicar los pasos a seguir se va a tomar como ejemplo un suministro residencial referente a la tarifa BT 1.

Existen dos trámites a realizar:

1- Solicitud de presupuesto a la compañía: la compañía, que en este caso va a ser una distribuidora, es quien se encarga de las instalaciones exteriores del inmueble a suministrar. Entre las instalaciones exteriores se menciona el empalme eléctrico que se puede definir como el conjunto de conductores, cajas, elementos de protección y



medida, cuya finalidad es la de conducir la energía eléctrica desde la red de la empresa distribuidora hasta la propiedad y medir su consumo.

Las instalaciones exteriores se realizan o conectan por la compañía previa presentación del certificado de inscripción de las instalaciones efectuadas por el instalador autorizado.

2- Contratación del instalador autorizado para hacer las instalaciones interiores necesarias y para la tramitación en el organismo pertinente que es la Superintendencia, del certificado de inscripción de las instalaciones efectuadas o Anexo 1 SEC.

El certificado acredita que las instalaciones interiores del inmueble son compatibles con la potencia conectada la cual, en el caso de la tarifa BT 1, no puede exceder de 10 kW. Esto se hace por razones de seguridad ya que si las instalaciones no son las adecuadas se pueden generar incendios.

Del mismo modo expresado en el ejemplo, las demás tarifas van determinando el equipo que se instala y su capacidad.

## XII

### CONTRATOS EN LA DISTRIBUCION

Los suministros efectuados por la distribuidora, como se ha visto, pueden verse sujetos a fijación de precios, según lo establece el art. 90 del DFL N°1, en cuyo caso se habla de clientes regulados. De no estarlo, estaríamos frente a los clientes libres. Por otra parte, y como lo establece el art. 268 del Reglamento Eléctrico, la Comisión Nacional de Energía deberá calcular los precios de nudo que serán los máximos aplicables a los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no contando con generación propia, efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios.

De lo descrito, se puede extraer que la distribuidora tiene entre otros, contratos con clientes finales los cuales pueden a su vez ser clasificados en contratos con clientes libres y contratos con clientes regulados, como ya se expresó; además, las distribuidoras celebran contratos con las empresas generadoras quienes le entregan en los nudos correspondientes<sup>58</sup> la energía eléctrica, que luego la distribuidora hará llegar a los clientes finales ubicados dentro de su zona de concesión o que estando fuera de ella se conecten mediante líneas propias o de terceros a sus instalaciones.

Se distinguen, entre otros, los siguientes contratos en la distribución:

1- Contrato entre la empresa generadora y la empresa distribuidora.

- 2- Contrato de suministro entre la empresa distribuidora y los clientes finales regulados.
- 3- Contrato de suministro entre la empresa distribuidora y los clientes finales libres.
- 4- Contrato entre empresas distribuidoras.
- 5- Contrato de aportes financieros reembolsables.
- 6- Contratos menores, o especiales de suministro.

Todos los contratos mencionados, si bien pertenecen al sector eléctrico, gozan de las características de los contratos civiles; por lo cual se va a hacer una reseña muy general del concepto de contrato haciendo alusión a lo que se puede observar en el sector eléctrico y más específicamente en la distribución, para luego analizar cada contrato de los enumerados, en forma particular.

En materia de empresas eléctricas, la autonomía de la voluntad se encontraría presente en forma amplia en la generación de energía eléctrica, en forma escasa en la transmisión y casi inexistente en la distribución. Estas afirmaciones cobran relevancia al examinar la teoría general de los contratos donde la autonomía de la voluntad es base en la formulación de los contratos.

El art. 1438 del Código Civil, define al contrato como:

“Contrato o convención es un acto por el cual una parte se obliga para con otra a dar, hacer o no hacer alguna cosa.”

Sin entrar en las discusiones doctrinarias respecto a la definición transcrita, existe consenso general entre los estudiosos del derecho, en el sentido que todo contrato es

---

<sup>58</sup> El valor del nudo varía según el punto en que se retira la energía eléctrica producto de la aplicación del factor de penalización, el cual aumenta a medida que se va al Norte.

convención, y esta última a su vez, un acuerdo de voluntades que crea, modifica o extingue obligaciones, siendo solamente las que crean, las convenciones llamadas contratos. Por su parte, toda convención es a su vez un acto jurídico, el cual es definido como una manifestación de voluntad realizada con la intención de producir efectos jurídicos.

El presente análisis de los contratos se va a centrar en la autonomía de la voluntad, y más precisamente en su existencia o presencia en los contratos derivados de la distribución.

Para iniciar el tema es necesario citar el art. 1545 del Código Civil el cual estatuye:

“Todo contrato legalmente celebrado es una ley para los contratantes y no puede ser invalidado sino por consentimiento mutuo o por causas legales.”

Relacionando los preceptos del art. 1438 y 1545, del C.C., se desprende que en nuestro sistema jurídico el contrato siempre es expresión de un consentimiento común de dos o más personas, y que legalmente celebrado, obliga a los contratantes.

El autor Diez Picazo señala: “La idea de contrato y la obligatoriedad del contrato encuentra su fundamento en la idea misma de persona y en el respeto de la dignidad que a la persona le es debida. Ello implica el reconocimiento de un poder de auto gobierno de los propios fines e intereses o de un poder de auto reglamentación de las propias situaciones y relaciones jurídicas al que la doctrina denomina “autonomía privada” o “autonomía de la voluntad”. El contrato tiene pues su fundamento más hondo en el principio de autonomía privada o autonomía de la voluntad”.<sup>59</sup>

---

<sup>59</sup> "Fundamentos del Derecho Civil Patrimonial" Tomo I, Luis Diez Picazo. Ed. Civitas, pg. 127.

Se podría pensar entonces que sin autonomía no existe contrato. Es por ello que se han elaborado categorías especiales denominadas como contratos de adhesión o contratos tipo, contratos forzosos o impuestos y contratos dirigidos, para justificar la ausencia de la autonomía de la voluntad al menos en la fase de celebración del contrato.

Los contratos de adhesión o contratos tipo, han sido tradicionalmente conocidos como aquellos cuyas cláusulas son dictadas o impuestas por una sola de las partes; la otra se limita a aceptarlas en bloque “adhiriendo” a ellas. Dada la definición, se puede deducir que son contrapuestos a los contratos libremente discutidos o por negociación. La existencia de esta categoría se funda en la contratación en masa, ya que sería imposible, atendido el volumen de transacciones realizadas por dichas empresas, una negociación aislada y particular respecto a cada contratante; baste como ejemplo la propia distribución realizada por Chilectra y el esfuerzo económico que le significaría establecer en forma particular las condiciones de cada contrato con cada usuario regulado de su zona dentro de la Región Metropolitana.

Cabe mencionar aquí que el contrato de suministro ya aludido es de carácter consensual, ya que puede no existir un antecedente por escrito aunque las cláusulas sean las mismas para todo contratante de un mismo tipo de suministro o tarifa.

Habiendo definido los contratos de adhesión, se aprecia que guardan estrecha conexión con el contrato de suministro a clientes regulados que es aquel que celebra la distribuidora con los clientes finales ubicados dentro de su zona de concesión, con un consumo inferior a los 2000 kW.

El gran problema que se ha presentado con los contratos de adhesión, son las cláusulas abusivas; puesto que al ser una parte la que impone el contenido íntegro del contrato y sus estipulaciones, y además de su condición de superioridad, lo que lleva a

un desequilibrio contractual, puede, aprovechándose de estas circunstancias establecer cláusulas que sean o resulten abusivas respecto del contratante más débil. Esta situación en la distribución es difícil que ocurra dadas las características del contrato que se examina a continuación.

Otra categoría contractual que cabe mencionar en materia de distribución son los llamados contratos dirigidos, que son aquellos reglados por la ley con carácter imperativo; sus propósitos básicos son los de proteger al más débil. Respecto a esta categoría se dice que viene a ser un remedio o freno a los abusos que el contrato de adhesión puede eventualmente producir vía contenido de sus cláusulas. Es así como se establece que al momento de querer contratar existe una igualdad jurídica, pero ella va a distar mucho de la igualdad real o efectiva, porque de ordinario, y es lo que ocurre en el contrato de suministro a clientes regulados, es tan sólo uno de los contratantes quien impone las condiciones del contrato al otro. Es por ello que el Estado para hacer primar el interés colectivo, ya que tarde o temprano los abusos van a repercutir en la sociedad toda, debe intervenir a través del Poder Legislativo para impedir que el contrato sea fuente de injusticias.

En el caso de la distribución dicha intervención se observa de forma clara, toda vez que el legislador establece fórmulas de cálculo de las tarifas, además, fijación de parámetros que serán usados en dicho cálculo por la autoridad, por ejemplo la fijación del precio de nudo en abril y Octubre de cada año; impone también un margen de rentabilidad máxima por concepto de precios que las distribuidoras pueden obtener, como lo dicta el art. 254 del Reglamento: “ Los concesionarios del servicio público de distribución....., tendrán siempre derecho a obtener con la tarifa fijada, una rentabilidad económica mínima, para el conjunto de todas las empresas que operen en dichos

sistemas, igual a la tasa de actualización del 10% real anual menos cinco puntos, esto es, el 5% real anual...”.

Todo lo señalado no podría ser menos desde el momento que se considera que la distribución dentro de su zona de concesión goza de un monopolio; monopolio que aunque es natural y no legal, como se expresa en el capítulo referente a las concesiones de distribución, justifica aun más una regulación rigurosa de cada aspecto comprendido en la relación contractual de la distribuidora y el cliente final regulado.

Por otro lado la distribución, como se estableciera al principio de este trabajo, es un servicio público concedido por lo que el particular o empresa que lo lleva a cabo ejerce una actividad sujeta a la condición de cumplimiento de la ley y del decreto de concesión, so pena de caducársele ésta.

Todos los elementos descritos hacen fe de la existencia del dirigismo contractual en materia de distribución; ello en forma específica, en los contratos a clientes regulados, ubicados, dentro de la zona de distribución de la respectiva empresa concesionaria del servicio público de distribución en lo tocante principalmente a la determinación del elemento esencial en todo contrato que es el precio, como se expresara en los párrafos anteriores.

Ahora, tomando los contratos de la distribuidora con los clientes libres, se puede afirmar que aquí si está presente la autonomía de la voluntad, ello principalmente porque se trata de grandes clientes, que poseen peso económico para negociar, dado el volumen de electricidad que consumen, que podrían satisfacer mediante generación propia.

En cuanto a los contratos con las generadoras, también existe dicha autonomía, ya que aunque desde 1997 se requiere licitar públicamente los contratos, por así

establecerlo la Resolución N° 488 de la Comisión Antimonopolios en Junio de dicho año, las distribuidoras hacen ofertas, mediante la licitación, y las generadoras mediante las propuestas presentadas para dichas licitaciones.

Es interesante destacar en este punto como se distribuye el consumo eléctrico a nivel nacional<sup>60</sup>; un análisis por tipo de usuario muestra que el sector industrial y minero, concentra más del 66% del consumo eléctrico nacional total<sup>61</sup>. En segundo lugar se encuentra el sector comercial – público - residencial<sup>62</sup>, (C.P.R.) que corresponde al 29,2% de dicho total.

El mayor consumo del C.P.R. se encuentra en la Región Metropolitana, donde se encuentra la mayor concentración de población en el país.

De los datos transcritos, se podría derivar la conclusión de que los clientes libres son el grueso de los suministros efectuados por una distribuidora, y que los regulados aunque mayor en número demandan en su conjunto un volumen de demanda mucho menor.

## LOS CONTRATOS DE LAS DISTRIBUIDORAS EN FORMA PARTICULAR

### A - EL CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

#### CARACTERISTICAS

---

<sup>60</sup> Información tomada de documentos elaborados por la Comisión Nacional de Energía respecto del Sector Eléctrico chileno, 1999.

<sup>61</sup> Consumo Eléctrico Nacional Total = Generación Bruta Total – Consumos Propios – Pérdidas de Transmisión – Pérdidas de Distribución.

<sup>62</sup> Incluye los consumos de oficinas y establecimientos comerciales, públicos y privados, los consumos en alumbrado público y los consumos residenciales, tanto urbanos como rurales.



Llevando el contrato de suministro a la teoría general del contrato, se puede establecer que sus características son las siguientes:

- Es un contrato bilateral, ya que las partes contratantes se obligan recíprocamente; la compañía a dar el suministro, y el cliente a pagar por éste el valor que la compañía haya establecido siempre dentro del margen que la ley eléctrica le establece<sup>63</sup>.
- Es oneroso puesto que ambas partes se gravan en beneficio del otro contratante; el cliente recibe energía pero debe pagar por ella y la compañía recibe el precio pero debe otorgar el suministro.
- Es un contrato conmutativo, derivado de la anterior característica ya que las prestaciones se miran como equivalentes. En este punto recobra importancia el tema de los contratos por adhesión, puesto que el contrato de suministro lo es. Es por ello que la legislación eléctrica se ha preocupado de fijar varios de los elementos relativos al precio, al suministro y su calidad y al gran control que existe por parte de la autoridad; esto para que no se produzca un abuso y el consiguiente desequilibrio económico de las partes y que ello se vea reflejado en las condiciones del contrato, evitando así que las prestaciones no sean equivalentes.
- Es principal por bastarse a sí mismo, sin necesidad de una convención previa.
- Es una compraventa por considerarse, como se explica más adelante, que la energía es un bien mueble y por ende una de las partes se obliga a dar una cosa la cual sería este bien mueble electricidad, y la otra a pagar por él una cierta cantidad de dinero, la cual sería la tarifa acordada.
- Es de ejecución sucesiva, pues las obligaciones de las partes consisten en prestaciones periódicas o sucesivas, se desarrollan continuamente en el tiempo.

- Constituye una obligación de dar pues como se dijo se debe entregar y transferir un bien.
- Es, por último, un contrato consensual, ya que se perfecciona por la sola declaración de voluntad de los contratantes. A este respecto, cabe agregar a modo de comentario que la escrituración y firma del contrato de suministro va a depender exclusivamente de la política que tenga cada empresa distribuidora.

En cuanto a estos contratos, ya en 1904 se planteaba el problema de su naturaleza jurídica. Derivado de un artículo publicado por la revista de derecho y jurisprudencia de Mayo de 1904, donde don Eustaquio Pilón, discurre acerca de si la electricidad es o no una cosa mueble susceptible de apropiación privada. Como resultado, se concluye que es un bien mueble, puesto que:

- Es transportable, y de hecho lo es ya que desde las centrales generadoras se lleva a los centros de consumo a través de las líneas de transmisión, para luego ser llevado a los usuarios finales a través de las líneas de las distribuidoras.
- Es perceptible por los sentidos.
- Es mensurable, esto a través de los distintos instrumentos en cada sector de la actividad y en especial a través de los equipos medidores en la distribución.

Como consecuencia de lo establecido, quien toma la energía sin permiso del dueño, comete hurto; las sociedades eléctricas, son comerciales porque son manufactureras de un bien art. 3 N° 5 del Código de Comercio. Por último, el contrato que vincula a la empresa distribuidora con el cliente, sería un contrato de compraventa ya que se entrega un bien mueble, como se fundamentara, a cambio de un precio.

---

<sup>63</sup> El art. 254 del Reglamento le fija una rentabilidad anual en forma porcentual.

Como ya se estableciera, el contrato de suministro puede ser de dos clases, a clientes libres y a clientes regulados. Se partirá por analizar el contrato de suministro a clientes regulados.

## 1- CONTRATO DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

Este contrato corresponde a todos aquellos usuarios cuyo consumo sea inferior a 2000 kW. Según lo establece el art. 90 del D.F.L. N° 1, y contratan con la empresa concesionaria del servicio público para la zona en que el usuario se encuentre demandando el suministro, o se conecte a ella mediante líneas propias o de terceros.

El contrato de suministro se puede estructurar de la siguiente forma, (se dice se puede ya que se ha tomado como base un contrato de una determinada empresa distribuidora, y por ende otras empresas, cumpliendo con los requisitos mínimos que establece el Código Civil, y demás legislación pertinente lo estructure de forma diversa).

### 1- Condiciones generales:

- Lugar y fecha de celebración del contrato;
- Nombre, Rut. y domicilio de las partes y el de sus representantes en su caso;
- Tipo de contrato que se celebra; ya que puede ser por ejemplo un contrato de suministro con o sin aportes reembolsables;
- Declaración jurada del cliente ante Notario Público, acreditando la propiedad del inmueble para el cual se pide suministro; esto se hace puesto que la obligación de pago se radica respecto al inmueble y no respecto al peticionario del servicio, por lo

tanto, si se arrienda el inmueble en cuestión o se vende, la obligación sigue radicada en este.

- Se individualiza la solicitud de servicio que motiva la celebración del contrato, su fecha, objeto para el cual se solicita; por ejemplo, equipamiento de un local, y por último potencia conectada solicitada o necesaria según establecimiento para el que se pida, lo que va a determinar si es necesario un aumento de la capacidad de las instalaciones del inmueble en el caso que ya existieran algunas.
- Derivado de lo anterior se va a establecer la tarifa a la que se queda afecto. Así si mi potencia conectada es inferior a los 10 kW., mi tarifa va a ser la BT –1.

Con lo establecido en este número se tienen establecidos los elementos esenciales del contrato, (teniendo al contrato de suministro como un contrato de compraventa) y más específicamente al determinar la tarifa a la que se quiere acceder, se obtiene tanto la cosa como el precio de ésta. La cosa, ya que la tarifa implica un determinado suministro de energía eléctrica definida en cuanto a sus características y en lo relativo a su cantidad dado el límite de consumo que plantea cada una de ellas; tómesese como ejemplo la tarifa BT-1 cuyo límite son los 10 kW. El precio, ya que la opción tarifaria elegida está sujeta a un precio por kW/hr, y en algunos casos a un cargo fijo por energía y potencia<sup>64</sup>.

## 2- Presupuesto.

En esta parte se establece el monto que el cliente está obligado a pagar por los trabajos que la empresa distribuidora deberá realizar para que se pueda recibir el suministro en el inmueble para el cual se solicita el suministro. Esta es una de las fases que se

examinaron al desarrollar el procedimiento para contar con suministro donde se tomó como ejemplo la tarifa BT-1 en el capítulo de los precios.

Además, se establece la obligación del cliente de financiar el proyecto y presupuesto anterior, la forma de pago y persona natural o jurídica a nombre de quien se emitirá la factura.

### 3- Cláusulas del contrato:

En esta parte la empresa hace presente ciertas condiciones bajo las cuales se presta el servicio; muchas de las cuales son meras repeticiones de las obligaciones establecidas en la legislación del ramo. Por ejemplo se puede establecer:

- Propiedad de las instalaciones eléctricas, ya sean de la compañía, de Municipalidades y algunas del cliente;
- También que el cliente declara conocer y aceptar el procedimiento de facturación de la opción tarifaria elegida e indicada en las condiciones generales del contrato, y que cualquier modificación futura en los precios o condiciones de aplicación dispuestas por las autoridades competentes, quedarán automáticamente incorporadas al respectivo contrato;
- Plazo en que rige la opción tarifaria, 12 meses, o procedimiento para su modificación o prolongación de la misma;
- Que sucede en caso de modificación o conexión irregular o fraudulenta;
- Cuando y como se suspende el suministro por falta de pago por parte del cliente;
- Se da por conocida por el cliente la legislación eléctrica y demás normas;

---

<sup>7</sup> Ver capítulo N° XIII letra H, de las diversas tarifas existentes en el mercado establecidas por D.S.

- Duración del contrato y posibilidad del cliente de ponerle término unilateralmente;
- Se fija domicilio de las partes para efectos de la competencia de los tribunales, sin perjuicio de las materias que sean competencia de la Superintendencia de Energía y Combustibles.

## 2- CONTRATO DE SUMINISTRO A CLIENTES LIBRES

Para poder contratar como cliente libre, la Ley impone un límite, el cual se encuentra establecido en el art. 91 del DFL N° 1, en relación al artículo 90 del mismo cuerpo legal. Es decir, pueden negociar libremente sus contratos de suministro aquellos clientes cuya potencia conectada sea superior a los 2000 kW.

Estos clientes generalmente utilizan el mecanismo de licitación privada de sus suministros. Frente a esta licitación, las empresas distribuidoras y también aquí las generadoras hacen sus ofertas, donde se especifican todos los elementos partiendo desde la calidad, potencia conectada, tarifado, hasta otros elementos tales como períodos de mantenciones. Una vez terminado el proceso de licitación se celebra el contrato con la respectiva empresa ya sea distribuidora o generadora que haya presentado la mejor oferta.

Es del caso mencionar aquí que dentro de las posibles modificaciones a la Ley Eléctrica se menciona el reducir el límite impuesto para poder negociar libremente. Esto va a significar una mayor demanda de suministro eléctrico en el mercado de clientes libres, lo que va a hacer que el mercado se vuelva más competitivo y por ende con tarifas más convenientes para los usuarios finales.

En cuanto a las menciones que contienen las cláusulas de los contratos libres de distribución, se encuentran, entre otras, las siguientes:

1- Individualización de las partes, y debe comparecer el dueño del inmueble donde se va a realizar el suministro, o su representante. Ello se justifica, dado que en materia eléctrica, de acuerdo con el artículo 113 del Reglamento, se exige copia legalizada de los títulos de dominio sobre el inmueble o instalación o, en su caso, la respectiva autorización notarial para tales fines otorgada por quien aparezca como dueño de ellos para poder solicitar una conexión al servicio público de distribución. Estas exigencias son necesarias toda vez que la obligación de pago por el suministro efectuado, se radica en el inmueble en que se suministra la energía eléctrica, ello de conformidad a lo establecido en el artículo 146 del mismo Reglamento que señala: "El usuario o cliente deberá pagar el suministro en el plazo señalado en la respectiva boleta o factura... Para estos efectos, usuario o cliente es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. En este inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora.."

Las excepciones al artículo recién citado, se encuentran en el artículo 147 del Reglamento, las que se refieren al hecho que la compañía estando habilitada para suspender el suministro por no pago del mismo, no lo hace; en dicho caso, la obligación de pago ya no se radica en el inmueble, sino que en quien realiza el consumo, siempre que se trate de persona distinta del dueño del inmueble donde se presta el suministro de electricidad.

2- La identificación de la potencia contratada.

- 3- El precio que se fija por esa determinada tarifa. En este punto es interesante destacar que es conveniente estipular una cláusula de no exclusividad, ello en el sentido que no obstante las estipulaciones de potencia y precio fijadas, el cliente llegada una mejor oferta respecto de las mismas, pueda optar por obtener suministro de otra empresa.
- 4- El plazo del contrato. Este punto tiene un efecto importante sobre los precios; ello dado que al extender el plazo, el precio unitario baja, porque a la larga a la compañía le conviene porque se asegura mayor tiempo de venta.
- 5- En las tarifas con demanda leída, señalar lo que se debe pagar si se retira antes.
- 6- Especificar el reajuste del precio unitario de potencia y energía; para ello se puede usar el precio de nudo más algo, IPC, CPI, dólar, etcétera.
- 7- Señalar cual es el VAD de la empresa ya que cada una tiene su propio VAD para estos efectos.
- 8- Los aportes financieros reembolsables que se hayan negociado respecto de las instalaciones necesarias para llegar a prestar el suministro.
- 9- Otras menciones como la relativa a la indefinición del perfil de empleo de potencia en función del tiempo y las tablas de compensación por si el contrato se finiquita antes; mercedes de paso y uso de franjas fiscales.

## B- CONTRATOS ESPECIALES DE SUMINISTRO

Como una categoría integrada dentro de los suministros que realizan las distribuidoras hay ciertos contratos menores, entre los cuales se mencionan los siguientes:



- a) Suministro eléctrico para eventos especiales, para lo cual la compañía instala un empalme provisorio a solicitud del cliente; por ejemplo una fiesta, un circo, etc. Lo interesante de este contrato es que es de corta duración, a diferencia del contrato de suministro propiamente tal, al que se lo califica de tracto sucesivo.
- b) Contrato especial de guardia de energía, cuyo objeto es tener asegurado el suministro frente a cualquier imprevisto.

## C- CONTRATOS CON LAS GENERADORAS

Las distribuidoras, como ya se dijera, tienen la obligación de suministrar energía a todo usuario que se lo requiera dentro de su zona de concesión. Es por ello que las empresas de distribución deben asegurarse de tener la energía que luego deberán suministrar. Al efecto el artículo 240 del Reglamento Eléctrico establece que para asegurar el cumplimiento de dicha obligación, deben disponer permanentemente del abastecimiento, que sumado a la generación propia, de tenerla, les permita satisfacer el total de sus necesidades proyectadas para a lo menos tres años<sup>65</sup>.

Para asegurarse el abastecimiento referido, las distribuidoras celebran contratos de suministro eléctrico con generadoras, los cuales según lo establece el referido artículo 240, se convendrán mediante un sistema de acceso directo a los diferentes oferentes del mercado, en que se convoque públicamente a participar de dicho abastecimiento, bajo condiciones libremente definidas, que sean de general aplicación en un momento determinado, objetivas y no discriminatorias, y de público conocimiento.

Antes de la existencia del artículo 240 del Reglamento, y relativo a la obligación de las empresas de distribución de licitar públicamente sus suministros, se dictó una Resolución por la Comisión Antimonopolios, la N° 488 de Junio de 1997, la que establecía igualmente dicha obligación. Precedentemente a la existencia del artículo 240 y a la Resolución N° 488, las empresas contrataban libremente sus abastecimientos; así de la armonización de estas dos circunstancias se obtiene que actualmente las distribuidoras tienen por una parte contratos libremente negociados, lógicamente los que aun se encuentren vigentes, celebrados antes de 1997 y, por otra parte, aquellos celebrados luego de establecerse la obligación de licitar públicamente; por ende, hoy todo nuevo abastecimiento que la distribuidora requiera será contratado vía licitación pública sin perjuicio de tener suministros vía contratos celebrados conforme a las normas existentes hasta antes de 1997.

Contrariamente a lo que podría suponerse, las distribuidoras no contratan todo el abastecimiento que requieren con una sola generadora sino que con varias. A modo de ejemplo se cita a Chilectra Metropolitana, quien se abastece a lo menos a través de seis generadoras entre las cuales se encuentran, Endesa S.A., AesGener S.A., Pehuenche S.A., Pangué S.A., Colbún Machicura S.A., y otros menores.

## CASO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA SAESA

En cuanto al tema de la licitación del abastecimiento por parte de las distribuidoras, se ha presentado un caso que es de interés comentar.

---

<sup>65</sup> En la actualidad, este artículo ha sido motivo de preocupación entre las distribuidoras y para las autoridades, producto de que las últimas licitaciones han sido declaradas desiertas por falta de interés de las generadoras en

Sociedad Austral de Electricidad S.A. Saesa, que abastece a más de 600.000 clientes en la IX Región, en Mayo de 2001 no pudo renovar parte importante de sus contratos de suministro eléctrico (80%), ello ya habiendo hecho dos llamados a licitación pública, los cuales en definitiva no tuvieron éxito y fueron declarados desiertos y, como no se puede desconectar del sistema a una distribuidora, el tema lo tuvo que resolver el Ministerio de Economía. Este Ministerio sostuvo que a Saesa le correspondía pagar por la energía que suministraba a sus clientes, precio de nudo.

Respecto de esta situación, y no obstante el criterio expresado por el Ministerio de Economía, la SEC formuló cargos contra esta empresa distribuidora por no tener asegurado el suministro por los próximos tres años de conformidad con lo dispuesto por el mencionado artículo 240 del Reglamento. La SEC fundó los cargos en el hecho que Saesa cuenta con generación propia, y por esto pierde el derecho a exigir precio de nudo en sus compras de energía, y que en calidad de generadora debió ir al mercado a comprar energía. La SEC basa este argumento en lo preceptuado por los artículos 90 n° 3 y 96 del DFL N°1, que establecen que están sujetos sólo al precio de nudo (regulado) todos los suministros de las distribuidoras, que a su vez estén destinados a clientes regulados, cuando no dispongan de generación propia. Según este criterio, una empresa distribuidora que dispone de generación propia, como es el caso de Saesa, pierde el derecho de comprar energía a precio de nudo para atender a sus clientes regulados y, por lo tanto, puede hacerlo a precios libres. Esta interpretación es muy complicada porque puede haber otras distribuidoras eléctricas que tengan equipos menores de generación de emergencia, lo que podría significar entonces que siguiendo el criterio de la SEC todas estas distribuidoras carecerían del derecho a comprar energía eléctrica a

precio de nudo, lo que implicaría un encarecimiento de la electricidad, ya que el precio de nudo representa un 40% del valor de la electricidad pagado por los consumidores.

Luego la SEC señaló que el Reglamento establece que una empresa eléctrica que tiene una capacidad de generación superior a los 9 MW, que es el caso de Saesa que tiene equipos de emergencia de generación de 25 MW, puede ingresar al CDEC y de esta forma realizar transferencias de energía con otras compañías y valorizarlas de acuerdo a los costos marginales del sistema eléctrico. En vista de esta situación, la SEC consideró que Saesa tuvo diversos medios para cumplir con la obligación legal y de esta forma evitar la multa de la autoridad.

En este punto se ha producido un conflicto con la resolución que habría emitido hace algunos meses el Ministerio de Economía, cuando se refirió a la falta de contratos de Saesa. Asimismo, la Secretaria Ejecutiva de la CNE, aseguró que el dictamen de la SEC se contrapone con la resolución del Ministerio de Economía.

Por otra parte, Saesa calificó de ilegal y arbitraria la resolución de la SEC, porque desconoce el derecho esencial que la Ley otorga a Saesa como empresa distribuidora, de pagar el precio de nudo por la energía que requieren para abastecer a sus clientes sujetos a tarifas reguladas. La compañía alega que es una empresa distribuidora, y que no por el hecho de tener un equipo de emergencia de generación de apoyo, se la va a tener que calificar de generadora, y menos estimar que por ello renuncia al derecho de comprar a precio de nudo en el sistema.

Por su parte, la Asociación de Empresas de Servicio Público ASEP, también se opuso a que a una empresa distribuidora se la califique de generadora sólo por tener

una capacidad de generación de emergencia; ello, porque en el caso de Saesa, la capacidad de generación es por el 10% de sus suministros y sirve para estabilizar el abastecimiento en la zona Sur donde opera.

En opinión de la CNE, la resolución de la SEC se contrapone a puntos dictados con anterioridad por el Ministerio de Economía, además de afectar el marco regulatorio, porque es una interpretación que no sigue el espíritu de la Ley.

Al final, y con el objetivo de librar la sanción, Saesa vendió sus equipos de generación y llamó a una cuarta licitación. Por ello la SEC rebajó la multa de 150 UTA a 120 UTA.

El problema de Saesa encuentra sus orígenes en el tema de las compensaciones, establecido en el artículo 99 bis del D.F.L. N° 1 analizado anteriormente; ello porque desde 1999 la Ley obliga a las generadoras a realizar compensaciones en caso que no puedan entregar el suministro eléctrico correspondiente. Por lo tanto, si tienen un acuerdo comercial con las distribuidoras y no lo pueden cumplir en el futuro saben que deberán pagar. Luego, y además de las compensaciones, están las sanciones que la propia SEC puede imponer, cuyos montos se han visto sustancialmente incrementados a partir de últimas modificaciones a la normativa eléctrica.

En conclusión, respecto de este caso, políticas poco claras, y descoordinación por parte de la autoridad, llevan a que se produzcan estas situaciones, que lejos de asegurar un suministro continuo, van sembrando los elementos para desarmonizar un sistema en el que por mucho tiempo no había incertidumbre respecto de las reglas que lo han

regido, incertidumbre que por existir hoy, están haciendo temer que en un futuro no lejano, que la oferta de energía se vea sobrepasada por la demanda de la misma, ello, en perjuicio de los consumidores.

Es por ello, que en base a las actuales circunstancias, la autoridad más que buscar sancionar a los diversos integrantes del sector eléctrico, debiera tratar de crear los incentivos correctos para que las generadoras no teman contratar su producción, esto es, actuando en forma preventiva y fiscalizando adecuadamente para evitar que se produzcan situaciones de desabastecimiento y cortes de energía, lo que inevitablemente se traduce en sanciones; o evitando multas que sean de tal magnitud que alejen las inversiones del sector.

#### D- CONTRATOS ENTRE DISTRIBUIDORAS

Este contrato consiste en el abastecimiento que realiza una distribuidora a otra con el objeto de que esta última realice a su vez distribución de energía eléctrica. No es un contrato de amplia aplicación, habiéndose encontrado sólo un caso en que este contrato se aplica en nuestro país; el caso de Distribuidora de Colina S.A.

#### E- CONTRATO DE APORTES FINANCIEROS REEMBOLSABLES

Este contrato se desprende de lo señalado en el art. 75 de la ley, donde se establece:

“Cualquier empresa eléctrica podrá exigir a los usuarios de cualquier naturaleza que soliciten servicio, o a aquellos que amplíen su potencia conectada, aportes de

financiamiento reembolsables para la ejecución de las ampliaciones de capacidad requeridas en generación, transporte y distribución de energía eléctrica.”

Por ende se deduce que el objeto de este contrato es el financiamiento por parte del propio cliente del costo de una instalación para obtener el servicio o su ampliación.

Los artículos 76 y siguientes de la Ley Eléctrica entregan las siguientes reglas atinentes a este contrato:

- Los montos para el financiamiento son establecidos por la propia empresa distribuidora, y su devolución por parte de ésta, se le hará a la persona natural o jurídica que haya realizado el aporte, o a la persona que estas designen.
- La forma y plazo de las devoluciones se establece en el mismo contrato en que se pacta el aporte.
- Los aportes podrán ser pactados en dinero, documentos mercantiles, en suministro eléctrico, en acciones comunes de primera emisión de la propia empresa o mediante aquellas acciones que ésta hubiere recibido de otra empresa eléctrica como devolución de aportes por ella efectuados, o mediante cualquier otro mecanismo que acuerden las partes.
- Con excepción de la devolución por acciones, los aportes deberán ser reembolsados a su valor inicial considerando reajustes e intereses, y en un plazo máximo de quince años.
- El reembolso debe ser además real; no lo será aquel cuyo valor, a la fecha de comunicación que hace la empresa del valor del aporte, represente una pérdida patrimonial para el aportante, ni aquel que por cualquier otro motivo el aportante estime que no lo sea; además de las normas que al efecto establece el art. 142 del reglamento.

- Para resguardo de los derechos del aportante se contempla la posibilidad de éste de oponerse a la forma de devolución, reclamando la intervención de la Superintendencia toda vez que el reembolso no sea real.

En la actualidad sólo existen dos empresas distribuidoras entre las más de treinta existentes en nuestro país que utilizan el sistema de aportes financieros reembolsables; estas son Chilectra y Río Maipo. Por lo demás, se plantea erradicar definitivamente este contrato vía las modificaciones que se están estudiando para efectuar al DFL N° 1.



## XIII

### RELACIONES ENTRE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUS CLIENTES

#### 1. DERECHOS Y OBLIGACIONES

El Reglamento señala en sus artículos 103 y siguientes lo relativo a los derechos y obligaciones entre propietarios de instalaciones eléctricas, clientes y autoridad, entre los cuales se encuentran algunas de las obligaciones de las empresas distribuidoras para con sus clientes. Estas son las siguientes:

a) Las empresas distribuidoras de servicio público estarán obligadas a dar servicio en su zona de concesión, a quien lo solicite, sea que el usuario esté ubicado en la zona de concesión o bien se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros. La obligación de dar suministro se entiende en la misma tensión de la línea sujeta a concesión a la cual se conecte el usuario.

b) Las empresas concesionarias deberán mantener a disposición del público la lista de precios de los servicios que prestan, incluyendo los regulados y no regulados. Igual información deberán entregar a la Superintendencia y actualizarla cada vez que dichos valores se modifiquen. En la información referida no se incluirán los suministros contratados a precio libre.

En el caso de los servicios no sujetos a regulación de precios, la lista de precios deberá indicar expresamente aquellos que, siendo ofrecidos por el concesionario, también pueden ser contratados con terceros.

c) La responsabilidad de mantener en buen estado los empalmes corresponderá a los concesionarios.

El concesionario siempre tendrá el derecho a inspeccionar los empalmes y a intervenirlos en caso de comprobar peligro para las personas o cosas, salvo el caso en que exista reclamo pendiente ante la Superintendencia respecto de tales equipos, caso en que se procederá según las normas técnicas o instrucciones que señale dicho organismo. El usuario o cliente estará obligado a dar las facilidades correspondientes.

Todo arreglo o modificación de empalme que se haga a iniciativa del concesionario y toda acción ejecutada en cumplimiento de la obligación de mantención de los empalmes, serán de cargo exclusivo del concesionario.

En el caso de daños a empalmes ocasionados por accidentes en la vía pública, corresponderá al concesionario su reparación y perseguir de quien corresponda las responsabilidades civiles y penales a que hubiere lugar.

Todo arreglo, modificación o reparación de empalme no comprendido en el artículo anterior o que no se enmarque en las acciones de mantención a que está obligado el concesionario, será de cargo del usuario o propietario.

## 2. CONEXIÓN DE SERVICIOS

La extensión de servicio en las zonas de concesión se hará dentro de los plazos máximos que fije la Superintendencia, oyendo al concesionario.

La Superintendencia podrá compeler a los concesionarios de servicio público de distribución al cumplimiento de esta obligación, con una multa no inferior a cinco unidades tributarias mensuales, por cada día que transcurra después de expirado el plazo fijado al efecto. En caso que, a pesar de la multa aplicadas, no se ejecutaren los trabajos, el Presidente podrá declarar la caducidad de la concesión, conforme a las normas del Capítulo 4 del Título II del Reglamento.

En aquellas áreas de las respectivas zonas de la concesión, en que exista servicio o éste se haya extendido conforme al artículo anterior, los concesionarios de servicio público de distribución deberán cumplir los plazos que se indican, para la conexión o ampliación de servicios a sus clientes, según sus potencias conectadas:

- a) De 1 a 10 kW, quince días corridos;
- b) De 11 a 150 kW, treinta días corridos; y
- c) Más de 150 kW, el plazo se fijará por acuerdo entre las partes. En caso de desacuerdo, resolverá la Superintendencia. En ningún caso el plazo no podrá exceder de 120 días.

Los plazos indicados se contarán desde que el cliente haya cumplido con todas sus obligaciones previas, legales y reglamentarias, y haya manifestado por escrito su disposición a suscribir el contrato de suministro.

No obstante lo señalado, en el caso de nuevas concesiones, los plazos se contarán a partir de la fecha de término de las obras que se establezcan en el respectivo decreto de concesión.

Los empalmes deberán ser construidos por los concesionarios. No obstante, ellos podrán ser construidos por los clientes de acuerdo a las normas, especificaciones y procedimientos que fije la Superintendencia o el Ministerio, según corresponda. En todo caso, la conexión del empalme a la red del concesionario sólo podrá ser efectuada por éste.

Los concesionarios no podrán imponer a sus clientes condiciones distintas a las establecidas en los reglamentos, ni podrán exigir equipos, materiales o cualquier elemento adicional a aquellos que estén expresamente señalados en las normas técnicas y reglamentos especiales de servicio.

Los concesionarios de servicio público de distribución deberán exigir a los interesados que soliciten la conexión del servicio o un cambio en la modalidad tarifaria, copia legalizada de los títulos de dominio sobre el inmueble o instalación o, en su caso, la respectiva autorización notarial para tales fines otorgada por quien aparezca como dueño de ellos.

### 3. APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

Los decretos de fijación de tarifas especificarán las diversas modalidades tarifarias, sus fórmulas, los parámetros del servicio que deberán ser registrados o controlados en cada una de ellas y las condiciones de aplicación de cada modalidad.

Las modalidades de facturación de potencia podrán ser de demanda leída o de potencia contratada. En este último caso, el período de contratación será igual a 12 meses.

Los clientes podrán elegir cualquiera de las opciones tarifarias vigentes, con las limitaciones que en cada caso se establezcan. Para tal efecto, las empresas concesionarias estarán obligadas a informar detalladamente a sus clientes acerca de las opciones tarifarias vigentes que les fueren aplicables, y estarán obligadas a aceptar la opción que ellos elijan.

En los casos en que la aplicación de la opción tarifaria elegida requiera una modificación del empalme, ésta será de cargo del cliente. En todo caso, la obligación anterior se extenderá sólo a las modificaciones necesarias para aplicar la nueva opción tarifaria.

La opción escogida por el cliente regirá durante el período mínimo estipulado en los decretos tarifarios, salvo acuerdo en contrario con la empresa concesionaria.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá informar a sus clientes, con no menos de tres meses de anticipación, el término de vigencia de la tarifa elegida por ellos. Para tal efecto, deberá incluir en las boletas o facturas correspondientes a los tres últimos meses del período en que rija la tarifa, un aviso indicando la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

En caso que la opción tarifaria vigente incluya alguna forma de potencia contratada, la información señalada incluirá, además, el monto de las potencias contratadas.

Una vez terminado el período de vigencia de la tarifa elegida por el cliente ésta se considerará renovada automáticamente por otro período, a menos que el cliente

comunique por escrito a la concesionaria su voluntad de contratar una tarifa diferente, con al menos 30 días de anticipación a su vencimiento.

Los clientes con opción tarifaria que considere control de la potencia demandada, que opten por tarifas horarias, deberán contratar esta tarifa a contar del primer mes del período que contenga horas de punta.

En todo caso, respecto de empresas distribuidoras o sectores de distribución para los cuales se hayan definido horas de punta, la vigencia del contrato y sus renovaciones deberán coincidir con el primer mes del período que contenga horas de punta.

Los clientes podrán contratar potencias hasta su potencia conectada. Se entiende por potencia conectada la potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final dada la capacidad del empalme. La empresa distribuidora no podrá cobrar aportes reembolsables, a menos que el cliente solicite aumentar su potencia conectada.

En todo caso, si un cliente contratare una potencia inferior a su potencia conectada, no estará obligado a modificar su empalme.

Si la opción tarifaria que elijere el cliente considera límites de potencia y su potencia conectada supera dichos límites, el concesionario podrá exigir la instalación de un limitador de potencia. En tal caso, la potencia contratada por el cliente deberá ceñirse a los equipos disponibles en el mercado, cuya instalación será de su cargo.

Por su parte, las empresas concesionarias estarán obligadas a aceptar la instalación de un limitador de potencia en el empalme por parte del usuario, siempre que se cumpla con la norma técnica que al respecto fije la Superintendencia. En caso de estar instalado dicho limitador, la potencia conectada del usuario no podrá ser superior a la potencia de apertura del limitador.

Si la opción tarifaria no contempla límites de potencia, el concesionario podrá instalar, a su costo, un limitador de potencia, de capacidad igual o superior a la potencia conectada del cliente.

La potencia demandada por todo cliente en media tensión cuyo consumo sea medido en baja tensión, incluirá la suma de las pérdidas en vacío de todos sus transformadores conectados aguas arriba de los equipos de medida y hasta el punto de conexión con las instalaciones del concesionario.

Cuando al momento de cumplirse el período de vigencia de una opción tarifaria con alguna forma de potencia contratada, el servicio se encuentre suspendido, el concesionario dejará de cobrar cualquier monto a contar de la fecha de expiración señalada, salvo que se renueve expresamente dicha opción tarifaria al momento de regularizarse el servicio.

El cliente podrá optar por esa misma tarifa u otra distinta al regularizar la situación que motivó la suspensión del servicio.

#### 4. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN

Los concesionarios de servicio público de distribución deberán facturar en base a las cantidades que consten en el equipo que registra los consumos del usuario, exceptuando los casos en que el Reglamento autoriza la estimación del consumo.

Los medidores sólo podrán ser instalados si han sido previamente revisados, calibrados, sellados y certificados, y serán controlados, a partir de ese momento, por cualquier organismo o laboratorio de certificación autorizado por la Superintendencia para

tal efecto. El organismo de certificación informará, por escrito, los errores de cada medidor, de acuerdo a lo indicado en las normas técnicas correspondientes.

La responsabilidad por la mantención de los medidores será de los concesionarios, independientemente de la titularidad del dominio sobre ellos.

La empresa concesionaria de servicio público de distribución y los organismos autorizados para la certificación, mantenimiento y reparación de tales equipos podrán remover los sellos, salvo que exista reclamo pendiente ante la Superintendencia, en cuyo caso se procederá según las normas o instrucciones que señale esa institución. Cuando la verificación del medidor se efectúe estando éste en servicio, se hará coordinadamente con la empresa proveedora del suministro, conforme con las normas que establezca la Superintendencia.

La periodicidad para el control y mantenimiento de medidores será la que al efecto establezca la Superintendencia, de acuerdo a las características técnicas de los equipos.

Los concesionarios podrán efectuar a su cargo, por medio de un organismo de certificación autorizado, las verificaciones o calibraciones que estimen necesarias en los medidores. En estos casos, el cliente o usuario final no podrá oponerse al retiro temporal de los medidores, salvo el caso de reclamo pendiente a que se refiere el artículo 135 del Reglamento, pero el concesionario estará obligado a continuar otorgando el servicio mientras dure la calibración.

Cuando a solicitud del consumidor el concesionario deba efectuar la verificación o calibración de los medidores, el retiro del éste, su verificación o calibración, así como la instalación de uno provisorio, deberá efectuarse por un organismo de certificación, previo aviso al consumidor dado con 10 días de anticipación. Si del resultado de la verificación se



comprueba que los equipos de medición funcionan correctamente y dentro de la tolerancia máxima permitida por las normas reglamentarias y técnicas, el costo de la verificación será de cargo del cliente. Si del resultado de la verificación se comprueba lo contrario, dicho costo será de cargo del concesionario. Los costos de las verificaciones, cuando proceda su cobro, serán incluidos en la factura o boleta más próxima.

La facturación de los consumos, en caso de suministros sometidos a fijación de precios, deberá hacerse en forma mensual o bimestral. Se entenderá por período mensual de facturación de consumos, aquél que no sea inferior a 27 ni superior a 33 días, y por período bimestral, aquél que no sea inferior a 57 ni superior a 63 días.

La boleta o factura que extienda el concesionario deberá llevar desglosados los cobros por potencia, energía, mantenimiento y cualquier otro cargo que se efectúe en ella.

Además de los requisitos establecidos por la legislación tributaria, la boleta o factura deberá indicar la dirección del inmueble o instalación, el número identificador del cliente, la potencia conectada, el número de cada medidor y su propiedad, las fechas entre las cuales se midió el consumo, el tipo de tarifa contratada, el número de unidades de cada uno de los consumos o demandas medidas y facturadas según la tarifa, los cargos fijos sometidos a fijación de precios y los demás cargos no sometidos a dicha fijación, el límite de invierno cuando corresponda, la fecha de emisión de la factura o boleta, la fecha límite de pago y el valor total a pagar con los impuestos que procedan.

En los casos en que el empalme o el medidor sean de propiedad del usuario, el concesionario sólo podrá cobrar por su mantención efectiva y siempre con posterioridad a su realización.

Los concesionarios deberán entregar la factura o boleta de los consumos en la dirección del inmueble o instalación en que se registró el consumo o en el lugar convenido con el cliente.

Los usuarios deberán dar facilidades para que los concesionarios puedan tomar lectura de medidores cualquier día del mes, en el horario comprendido entre las 08:00 y 18:00 horas. En casos calificados, la Superintendencia podrá autorizar otros horarios respecto de clientes determinados.

Si por cualquier causa no imputable al concesionario no pudiese efectuarse la lectura correspondiente, el concesionario dejará una constancia de esta situación en un lugar visible del inmueble y podrá facturar provisoriamente, hasta por dos períodos consecutivos, una cantidad equivalente al promedio facturado en los seis meses anteriores. En la boleta o factura siguiente que se emita de acuerdo con las lecturas del medidor, se abonarán los pagos referidos, dejándose constancia de esta circunstancia. Para estos efectos, la demanda máxima registrada al momento en que pueda tomarse la lectura se considerará también para el período anterior.

Con todo, si se emitieran respecto de un mismo usuario más de cuatro facturaciones estimadas en un período de doce meses, se deberán anotar en un registro que deberá estar disponible para revisión de la Superintendencia.

En los casos de instalaciones en que el consumo se registre en equipos de medición generales en la alimentación principal y en remarcadores para los consumos individuales interiores, la lectura de los registros, la facturación y el cobro de los consumos de los remarcadores, podrán ser efectuados por el concesionario, si lo acuerda con el propietario del inmueble que recibe la alimentación principal. En estos casos, el cliente seguirá siendo

éste último y conservará todos los derechos y obligaciones inherentes a su condición, sin perjuicio de las que deriven de su relación con cada consumidor final.

Cuando la Superintendencia constate que un medidor registra un error de medición superior al permitido, por sobre el consumo real, el concesionario deberá devolver al cliente el valor que hubiere pagado por el exceso registrado respecto del consumo real, calculado en la forma que determinen las instrucciones que dicte dicho organismo.

Si el error de medición constatado es por debajo del consumo real, será igualmente aplicable la forma de cálculo que se establezca en las instrucciones que al efecto dicte la Superintendencia.

Los errores de facturación constatados por la Superintendencia se someterán a las reglas ya señaladas, en lo que fuere aplicable.

En caso de destrucción o daño de los medidores por culpa del consumidor, el concesionario deberá repararlo o cambiarlo, correspondiendo al usuario pagar el valor correspondiente.

La responsabilidad por sustracción de medidores instalados deberá perseguirse ante el tribunal competente. El concesionario deberá instalar, de cargo del propietario del equipo sustraído, un nuevo medidor y mantener el suministro, sin perjuicio de lo que resuelva, en definitiva, el tribunal competente.

Los concesionarios de servicio público de distribución deberán resolver los reclamos de sus usuarios, relativos a facturación, dentro del plazo de 30 días contados desde su recepción.

## **XIV**

### **SANCIONES**

Siendo la distribución una actividad en que va envuelto el interés público que goza de la calidad de servicio público, se justifica un riguroso control por parte de la autoridad pública, que para este caso, viene a ser la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC; quien en virtud de la ley N° 18.410 tiene las atribuciones de fiscalización y sancionatoria sobre las actividades de las distribuidoras de energía eléctrica.

Entre las sanciones que la SEC puede imponer a las distribuidoras se encuentra la aplicación de multas, amonestaciones, e incluso puede asumir la administración provisional del servicio a expensas del concesionario, esto último cuando el servicio sea reiteradamente deficiente, ( art. 3º de la Ley N° 18.410).

Otra sanción, la más grave, que se le puede imponer a las empresas distribuidoras, es caducarles sus concesiones, caducidad que conforme lo establecido por el art. 46 del DFL N° 1, es declarada por el Presidente de la República.

Por ser la caducidad la más importante y trascendente de las sanciones, se procederá a continuación a un examen más minucioso de ella.

#### **CADUCIDAD DE LAS CONCESIONES**

La caducidad se encuentra establecida en la legislación como una sanción a la inactividad o al incumplimiento de requisitos legales relativos a la constitución o

mantenimiento de la concesión por parte ya sea del petitionerario, si aun no se ha constituido la concesión o al concesionario si la concesión ya se encuentra en actividad; en virtud de la cual las facultades o derechos que otorga una concesión, pierden vigencia sin lugar a indemnización.

En cuanto al tema de la indemnización, es pertinente señalar, como lo hiciera el profesor Rodríguez<sup>66</sup> en su cátedra, que es discutido el tema de las indemnizaciones en la materia que tratamos. Así, existe una postura que sostiene que la indemnización no procede jamás, por ser estos servicios una actividad ejercida por mera delegación del Estado y que éste se reserva el derecho a caducarla en cualquier tiempo sin que ello genere responsabilidad alguna de indemnizar por parte del Estado.

Para otros, existe la posibilidad que el concesionario obtenga una indemnización cuando se le priva de la concesión sin haber mediado culpa que le sea atribuible, con anterioridad al término de la misma.

Con esto se le da al concesionario cierta certeza de que no va a ser privado de la actividad mientras no incumpla alguna obligación de las establecidas en la ley, reglamentos o incluso de las contenidas en el respectivo decreto que lo hace titular de la concesión en cuestión, y que de ser privado de ella, va a recibir por parte del Estado la debida indemnización.

La postura actual<sup>67</sup> es aquella que establece que la autoridad pública no es libre de caducar las concesiones sin mediar una causa que se encuentre regulada con anterioridad a la comisión del hecho que provocaría en su caso la declaración de la caducidad (o que termine por la sola llegada de un plazo o condición establecidos al

---

<sup>66</sup> Profesor Eduardo Rodríguez del Río, titular del curso de Legislación Eléctrica de la Universidad de Chile.

efecto). De ser declarada, sin concurrir una justificación de las citadas, obliga al Estado a indemnizar.

## CAUSALES

Las causales de caducidad relativas a la distribución se encuentran reguladas en los artículos 38 a 46 de la Ley Eléctrica, y en los artículos 52 a 63 del Reglamento del mismo ramo.

Dichas causales se pueden clasificar en dos:

- 1- Causales que operan antes de que la concesión entre en explotación;
- 2- Causales que operan una vez que la concesión ha entrado en explotación.

- 1- Causales de caducidad que operan antes de que la concesión sea explotada:

Estas causales de caducidad se encuentran establecidas en los art. 38 del DFL N° 1 y en el art. 53 del Reglamento, y son las siguientes:

- a) Si el concesionario no reduce a escritura pública el decreto de concesión en el plazo de treinta días contados desde la publicación del mismo;
- b) Si no se inician los trabajos dentro del plazo establecido en el respectivo decreto; y
- c) No mediando fuerza mayor, no se ejecutan a lo menos dos tercios de las obras de la concesión dentro de los plazos establecidos por el decreto para su terminación.

Respecto a las causales citadas, cabe hacer ciertas precisiones;

---

<sup>67</sup> Afirmación tomada de los apuntes del curso de legislación eléctrica de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, 1999.

- En estos casos la caducidad será declarada por el Presidente de la República, mediante decreto supremo, el cual deberá ser fundado. Sin perjuicio de lo cual, la Superintendencia está facultada para aplicar las sanciones que en derecho procedan.

En el caso de que el Presidente declare la caducidad de una concesión de distribución de energía eléctrica por la causal tercera del art. 38 citado, se podrá en forma excepcional establecer en el decreto supremo que declare la caducidad de la concesión, disponer la licitación pública de dicha concesión por ser favorable para el interés general.

- Toca en todas estas causales a la Superintendencia el constatar la existencia de la causal invocada al efecto de la declaración de caducidad.
- En los casos de caducidad transcritos, y según lo establecen los arts. 55 del Reglamento y 39 de la Ley, el ex concesionario o el concesionario afectado por la declaración de caducidad de su concesión, podrá levantar y retirar las instalaciones ejecutadas.

Cuando proceda el retiro de instalaciones que ocupen bienes nacionales de uso público, terrenos fiscales o terrenos particulares, en virtud de servidumbres constituidas, éste deberá hacerse dentro del plazo y en las condiciones que fije la Superintendencia, de conformidad al Reglamento y normas técnicas aplicables<sup>68</sup>. Para estos efectos, el interesado debe informar a la Superintendencia su intención de retirarlas, indicando las instalaciones respectivas a ser retiradas y los bienes en que ellas se encuentran ubicadas.

2- Causales que operan una vez que la concesión ha entrado en explotación:

Estas causales se encuentran establecidas en los arts. 40 y 46 de la Ley Eléctrica y 57 del Reglamento de dicha ley.

Las causales son:

- a) Si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias legales y reglamentarias, o a las condiciones establecidas en los decretos de concesión, salvo que el concesionario requerido por la Superintendencia remedie dichas situaciones dentro de los plazos que ésta establezca;
- b) Si el concesionario enajena o transfiere todo o parte de su concesión, ya sea que esta se realice por enajenación, arriendo, fusión o por cualquier otro título por el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación, sin la autorización del Ministro previo informe de la Superintendencia. Existen casos establecidos en el inc. 2° del art. n° 61 del Reglamento en que se puede transferir con la sola autorización de la Superintendencia sin que ello constituya causal de caducidad de la respectiva concesión de distribución.
- c) Si el concesionario no extiende el servicio dentro de su zona de concesión, en el plazo que al efecto fije la Superintendencia.

Si se verifica alguna de las causales precedentes, ya sea del art. 40, 46 o 57, el Presidente de la República ordenará a la Superintendencia la intervención de la concesión de servicio público de distribución y determinará quien se hará cargo de la explotación y administración provisional del servicio; o en su caso el mismo declarará la caducidad de la concesión, art. 46 inc.4 del DFL N° 1. Esto guarda plena concordancia

---

<sup>68</sup> Artículo n° 56 del reglamento eléctrico.



con lo establecido en el art 3° N°s 5 y 12 de la Ley N° 18.410, Ley de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, que establecen:

Corresponderá a la SEC:

- N° 5 Asumir transitoriamente la administración de la concesión de servicio público de distribución de recursos energéticos y determinar quien explotará y administrará provisionalmente el servicio, en los en que lo ordene la autoridad en virtud de una causal legal.

- N° 12 ... Amonestar, multar, e incluso, administrar provisionalmente el servicio a expensas del concesionario, si la calidad de un servicio público de distribución de recursos energéticos es reiteradamente deficiente.

Posteriormente, y si luego de intervenida una concesión, se declara la caducidad de ésta, se dispondrá la licitación pública de los bienes afectos a ella. Esta licitación no puede verificarse en un plazo superior a un año contado desde la declaración de caducidad.

Para la licitación se deberán cumplir los requisitos del art. 42 y siguientes de la Ley Eléctrica y 59 y siguientes del Reglamento.

Las bases de licitación serán propuestas por la SVS al Ministerio de Economía y en ellas se establecerá principalmente:

- a) Las obras de reparación y mejoramiento de las instalaciones que deberán ejecutarse y las adquisiciones de elementos que deberán hacerse;
- b) Los plazos dentro de los cuales deberán iniciarse y terminarse las obras de reparación y mejoramiento, y hacerse las nuevas instalaciones, y

c) El depósito de garantía para participar en la licitación y que no podrá ser inferior al 10% del valor de todos los bienes y derechos afectos a la concesión, según tasación que hará la SVS.

Adicionalmente se deben realizar las publicaciones de rigor, conforme lo señala el artículo 43 de la Ley.

Cabe mencionar que luego de verificada la licitación, el producto de la adjudicación, previa deducción de los gastos de la licitación, se entrega al propietario de la concesión caducada. En caso de existir acreedores hipotecarios, prendarios o de cualquier otra naturaleza, el producto será depositado en la cuenta del tribunal correspondiente, para efectos de que dichos acreedores puedan hacer efectivos sus créditos.

## OTRAS SANCIONES

De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 15 de la Ley N° 18.410, las empresas, entidades o personas naturales, sujetas a la fiscalización o supervisión de la Superintendencia, que incurrieren en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con electricidad y otros, o en incumplimiento de las instrucciones y órdenes que les imparta la Superintendencia, podrán ser objeto de la aplicación por ésta de las sanciones que señala la misma Ley, sin perjuicio de las establecidas en otros cuerpos legales. Para los efectos de la aplicación de estas sanciones, las infracciones han sido clasificadas por la Ley N° 18.410 en gravísimas, graves y leves. Luego, y de acuerdo con la naturaleza y gravedad de las infracciones, la SVS podrá aplicar las siguientes sanciones:

1. Amonestación por escrito;
2. Multa de una unidad tributaria mensual a diez mil unidades tributarias anuales;
3. Revocación de autorización o licencia;
4. Comiso;
5. Clausura temporal o definitiva; y
6. Caducidad de la concesión provisional.

Para la determinación de las correspondientes sanciones, se considerarán las siguientes circunstancias:

- a) La importancia del daño causado o del peligro ocasionado.
- b) El porcentaje de usuarios afectados por la infracción.
- c) El beneficio económico obtenido con la infracción.
- d) La intencionalidad en la comisión de la infracción y el grado de participación en el hecho, acción u omisión constitutiva de la misma.
- e) La conducta anterior.
- f) La capacidad económica del infractor, especialmente si se compromete la continuidad del servicio prestado por el afectado.

Sin perjuicio de las sanciones que establezcan las leyes especiales, las infracciones tipificadas en la Ley N° 18.410 podrán ser sancionadas con:

1. Multa de hasta diez mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura, tratándose de infracciones gravísimas, conforme a lo establecido en el artículo 15 precitado;
2. Multa de hasta cinco mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura, tratándose de infracciones graves, de acuerdo con el mismo artículo 15;
3. Multa de hasta quinientas unidades tributarias anuales o amonestación por escrito, tratándose de infracciones leves.

Las sanciones serán impuestas por resolución del Superintendente, y se tramitarán conforme el procedimiento señalado al efecto en el artículo 17 y siguientes de la Ley N° 18.410.

## XV

# TÉRMINO DE UNA CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Capítulo V de la Ley Eléctrica, artículo 38 y siguientes y, Capítulo 4 del Reglamento, artículos 52 y siguientes, se refieren a la Caducidad, Transferencia y Extinción de las Concesiones.

La caducidad ya ha sido tratada en el Capítulo de las Sanciones.

En cuanto a la transferencia de las concesiones, tanto la Ley como el Reglamento dedican tan sólo un par de artículos al tema. Así el artículo 46 de la Ley Eléctrica señala que sin previa autorización del Ministerio de Economía, oída la Superintendencia, no se podrá transferir las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arriendo, fusión, o bien por cualquier otro acto según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

No obstante lo anterior, las transferencias que operen en virtud del traspaso de la concesión de una persona natural a otra jurídica de la cual aquella sea asociada, o de la transformación, absorción o fusión de sociedades sólo requerirán autorización de la Superintendencia, que deberá comunicarse a la Comisión.

Luego, en cualquier caso de transferencia y siempre que ésta sea autorizada conforme a los incisos precedentes, el adquirente deberá cumplir con todas las condiciones que la ley fija para ser concesionario, dentro del plazo de seis meses. De

haber infracción a lo señalado precedentemente, el Presidente de la República se encuentra facultado para declarar la caducidad de la concesión. De suceder, la concesión y sus bienes afectos serán transferidos mediante licitación pública en la forma ya vista en el caso de la caducidad de las mismas.

El artículo 46 es bastante claro al señalar las restricciones en cuanto a la transferencia de una concesión, es por ello que no se podría dar en garantía una concesión de distribución, ya que de hacerse efectiva la garantía se estaría enajenando la misma. La Comisión al autorizar cualquier forma de transferencia de una concesión se asegura de la idoneidad del adquirente. Podríamos decir que se resguarda la seguridad del servicio ya que por su importancia no se puede dejar que por cualquier motivo la concesión no opere, quedando sin suministro todas aquellas personas a las cuales la concesión transferida o enajenada abastece o sirve. Por ende se concluye que lo que busca la Ley con dicha autorización es verificar la idoneidad del adquirente para llevar a cabo el servicio que le corresponde prestar en virtud de la concesión transferida.

Por último, tanto la Ley como el Reglamento se refieren a la Extinción de las concesiones, pero ninguno de los dos cuerpos normativos hace referencia a ella en sus artículos. Probablemente el legislador se refería al efecto que se produce respecto del concesionario al cual se le caduca la concesión o respecto de aquel que ha transferido la concesión que se le ha otorgado, ya que no se podría concebir la idea de que se extinga una concesión que se encuentre operando ya que ello significaría dejar la zona concedida sin suministro, salvo que el Estado asumiera la ejecución del respectivo servicio. La Ley si contempla un caso de ejecución del servicio por parte de organismos del Estado, y es cuando la SEC asume provisionalmente las concesiones. En este caso

el espíritu de la norma apunta a una situación de carácter transitorio, mientras se le otorga dicha concesión mediante licitación a otra persona, por lo que no hay una intención de extinguir dicha concesión, sino que más bien de traspasarla a otra persona.

## XVI

### POSIBLES MODIFICACIONES AL DFL N° 1 DE 1982

En esta materia se va a hacer, primeramente, una descripción de un proyecto propuesto hace ya algún tiempo y luego se analizarán las modificaciones propuestas en dos leyes en las cuales se decidió dividir las reformas propuestas a la Ley Eléctrica.

#### I. ESQUEMA ORIGINAL

El siguiente análisis de posibles modificaciones al DFL N°1 de 1982 se basa en una moción presentada por señores Diputados de la República; que aunque no fue acogida por vicios formales, ya que esta reforma es materia de iniciativa exclusiva del Presidente de la República, conforme lo establece el N°2 del art. N° 62 de la Constitución, contiene las tendencias observables a posibles modificaciones, que el mismo Presidente luego puede presentar, como es su facultad, como de su propia iniciativa.

Lo interesante aquí es dejar asentado hacia donde se orientan los nuevos objetivos, que entre otros se cuentan, el de mejorar la competencia en el sistema eléctrico, eliminando posibles barreras de entrada, reducir la posibilidad de conflictos en los procesos de fijación tarifaria y varios aspectos atinentes a la transparencia en el funcionamiento del sector.

Entre las reformas propuestas se encuentran las siguientes:



1- Se pretende mediante modificación de las normas que regulan la organización y funcionamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga o CDEC, que hasta ahora según la legislación eléctrica vigente, léase art. 81 DFL N°1, se encuentra conformado por las empresas generadoras y transmisoras únicamente, que estos CDEC se encuentren, además, compuestos por las empresas distribuidoras, por las llamadas comercializadoras de energía eléctrica<sup>69</sup>, y por los clientes no sometidos a fijación de precios, es decir, a los llamados grandes usuarios o clientes libres.

Esta medida junto a otras modificaciones relativas propiamente al CDEC, no sólo permitirán una mayor transparencia en el funcionamiento de los CDEC frente a la comunidad y a las autoridades, sino además, facilitarán a los diversos agentes la obtención de una efectiva información de lo que está sucediendo en el mercado, el conocimiento oportuno de la existencia de condiciones de riesgo de abastecimiento y adopción de decisiones comerciales y de inversión. Asimismo, estas normas permitirán el ingreso de nuevos actores en la comercialización de la electricidad, lo que aumentará la competencia en el sector eléctrico y en forma patente en la distribución.

2- En concordancia con lo expresado precedentemente, la segunda modificación propuesta apunta al establecimiento de comercializadoras de energía eléctrica, con el objeto de hacer más fluido y competitivo el suministro a grandes usuarios de precios libres ubicados dentro de las zonas de concesión de una distribuidora. Actualmente estos usuarios se ven limitados a contratar sus suministros

directamente con la distribuidora y con las generadoras, a las cuales les es atractivo competir con las distribuidoras ya que éstas representan un mercado que no les conviene perder, en términos de volumen y por el precio estandarizado al que les compran las distribuidoras.

- 3- Una tercera propuesta de modificación es aquella que busca la incorporación de los agentes del mercado mayorista, comercializadores grandes usuarios y distribuidores a comprar energía y potencia en el mercado spot, que hasta ahora sólo se reservaba para las transferencias entre generadoras.

- 4- Luego, un mayor acceso a usuarios ubicados en redes de distribución.

Las distribuidoras toman la electricidad de puntos determinados de las redes de alta o media tensión y la transportan reduciendo el voltaje con transformadores a niveles apropiados para uso industrial y doméstico.

Los ajustes en este tema se refieren o apuntan a asegurar el acceso a los usuarios no sometidos a regulación de precios por parte de las generadoras y comercializadoras interesadas en darles suministro. Estos ajustes pretenden perfeccionar el sistema de peajes de subtransmisión y distribución, al establecimiento de un sistema de licitaciones para la compra de energía por parte de las distribuidoras<sup>70</sup> y a la rebaja del límite que define a los clientes libres que está hoy fijado en 2000 kW.

- 5- Limitación a la integración vertical y concentración horizontal de las empresas eléctricas.

---

<sup>69</sup> Estos comercializadores de energía eléctrica, son materia también de las modificaciones propuestas.

<sup>70</sup> Esta es una regulación que tiende a plasmar una práctica ya que actualmente las distribuidoras sí licitan sus compras de energía.

Se quiere evitar las integraciones antedichas para lograr favorecer de la competencia principalmente en la generación y es por ello que esta modificación va aparejada a las ya descritas, como la posibilidad de rebajar el límite que diferencia a los clientes libres, por ejemplo, a 100 kW de donde resultaría que las generadoras compiten en un rango mayor con las distribuidoras y es por ello que también se quiere regular los peajes de subtransmisión y distribución para facilitar dicho acceso, todo ello teniendo además en vista la situación de monopolio natural que aprovechan las distribuidoras en su zona de concesión.

Junto con evitar que la generación transmisión y distribución estén en unas mismas manos, también se busca evitar que en una misma actividad se concentre todo en una misma empresa, esto es por ejemplo el que toda la distribución la tuviera una sola empresa respecto de varias zonas de distribución, logrando tener una posición dominante en el mercado. Para evitar esto, se propone someter las futuras adquisiciones de empresas de distribución a la aprobación de la Comisión Resolutiva, previo informe de un ente especializado como lo es la Comisión Nacional de Energía, CNE.

6- Reducción de la banda de comparación.

En la actual legislación, se toma como referente los precios fijados en forma libre para establecer una banda que oscila en un 10% como tope de la fijación por parte de la autoridad, de los precios de compra de energía por parte de las distribuidoras. La reforma en cambio pretende que dicha banda se reduzca a un 5%, y se hace presente que en otros países dicha banda no existe como referente o límite.

7- Comisión pericial para determinar los VAD o valor agregado de distribución.

Actualmente los VAD se determinan, en base a una empresa modelo de operación eficiente; los componentes del VAD<sup>71</sup> se calculan para áreas de distribución típicas fijadas por la Comisión y sobre la base de un estudio de costos que se encarga a consultores independientes. La ley a su vez faculta a las distribuidoras a contratar el mismo estudio el cual si luego existen diferencias, se tomará para cada área, el promedio aritmético ponderado de los valores obtenidos por la Comisión y por los particulares en una proporción de un tercio el de los privados, y dos tercios el encargado por la Comisión.

El problema que existe con este sistema es que cada parte se tira, como se dice vulgarmente, con el tejo pasado a causa de esperar que la otra parte haga lo mismo. Es para evitar esto, que se quiere que dicho valor sea determinado por una comisión de tres peritos elegidos de la siguiente forma: cada parte escoge uno y el tercero, de común acuerdo.

- 8- Eliminación de los aportes financieros reembolsables para los aumentos de capacidad instalada.

El único aporte reembolsable que se va a mantener es el destinado a las extensiones de redes.

En lo concerniente a la forma de reembolso, se establecerá que la compañía debe ofrecer al usuario que va a tener que reembolsar, las distintas opciones para hacerlo, y será el propio usuario quien determine la forma de reembolso de entre las que se le propongan.

## II. LAS NUEVAS PROPUESTAS

---

<sup>71</sup> Los componentes del VAD se encuentran desarrollados en el capítulo referido a los precios y las tarifas.

A continuación, se transcriben comentarios de diversos sectores respecto de los proyectos de modificación, ello porque si bien se ha mantenido la orientación precedentemente señalada, se ha modificado la forma en que se va a materializar. Además, por no haberse aprobado aun a la fecha ningún texto, me limitaré a plantear las diversas opiniones que se han vertido al respecto.

En Agosto del año 2001, el Consejo de Ministros de la CNE, tomó la decisión de enviar al Congreso Nacional dos proyectos de Ley sobre Servicios Eléctricos. El primero, la Ley General de Servicios Eléctricos conocido como la Ley Larga, tiene su cuerpo legal prácticamente diseñado y se espera que la Secretaría General de Gobierno, Segpres, lo envíe al Congreso para comenzar allí una discusión que se prevé será de varios meses. El segundo proyecto, conocido como la Ley Corta, en alusión a su tramitación más rápida, será totalmente complementario con la Ley General.

Las autoridades de Gobierno han señalado que el motivo para separar ambos cuerpos legales, tiene que ver básicamente con el interés de éste de tener plena certeza de que al año 2003 y 2004 no va haber problema de oferta eléctrica por eventuales sequías.

Se ha sostenido además, que no tiene nada que ver el que ambos proyectos vayan separados, con el que no haya consistencia en lo que quieren hacer entre Ley Larga y Corta, básicamente lo que se quería era obtener más rápido el despacho de la ley de manera que a principios del año 2002 hubiese estado promulgada una Ley que permitiera tener los siguientes elementos legales disponibles<sup>72</sup>:

1.- Un régimen legal de peajes de transmisión.

2.- Se realiza una definición del concepto y sistema de valoración de servicios complementarios. Estos servicios, hoy en día, se mezclan con el concepto de potencia firme y, con estas precisiones se busca formalizar la existencia de servicios que actualmente existen en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING); de esta manera la definición y los precios para estos servicios resolverán situaciones que actualmente son motivo de conflicto, principalmente en el SING.

3.- El Gobierno queda con capacidad para solicitar, en situaciones extraordinarias en donde el mercado no sea capaz de generar ofertas, y ante la evidencia de sequía con efecto eléctrico, de abrir la capacidad de compra de potencia nueva. Significando que esta potencia nueva será incorporada al sistema, marcando precio y se encontraría en igualdad de condiciones en relación a cualquier otra central eléctrica en el sistema SIC.

4.- Finalmente, la Ley Corta contendrá una redefinición de sistemas de precios para áreas eléctricas aisladas, específicamente en las Regiones XI y XII del país, en donde hoy se sufre un régimen de Precio de Nudo (PN) que no es representativo de la zona, pues su escasa oferta hace que los habitantes de esa zona paguen montos más elevados en relación al Precio de Nudo por estar sometidas al mismo régimen de PN que el resto del país.

Precisando otros aspectos, se señaló que en relación a las interconexiones con países vecinos, la CNE está trabajando en el caso de Argentina de acuerdo a los plazos anunciados y próximamente comenzará a trabajar con Perú.

Por último, el Consejo de Ministros de la CNE determinó que si bien, la situación de un posible desabastecimiento para el 2003 parece ser una cuestión no probable, en

---

<sup>72</sup> En Julio de 2002, aun no se discute el proyecto.

relación a la situación vista hace un par de meses atrás, todavía existe un riesgo presente de eventual estrechez de oferta, por lo que es deber del Gobierno asegurar a través de ambos proyectos de Ley que - aunque haya riesgo de sequía- el sistema eléctrico del país será capaz de responder 100% a los consumidores.

Además, se sostiene que la ley presentada hace mucho más transparente el sistema eléctrico, tanto para los consumidores como para los inversionistas, y por lo tanto se evita que los precios suban más allá de lo que deben costar, para mantener calidad, y suministro continuo.

La iniciativa, conocida como Ley I, o Ley Corta, contiene seis puntos que buscan corregir las distorsiones más urgentes para la seguridad de suministro y las inversiones.

Los objetivos regulatorios del Gobierno fueron señalados por la Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, al informar los aspectos centrales del proyecto de Ley de Servicios Eléctricos I, conocida como Ley Corta, que ingresó, luego de dos años de trabajo, al Congreso Nacional, el lunes 6 de mayo de 2002.

"Nuestros objetivos como Gobierno son muy claros, queremos, lograr niveles deseados de seguridad y calidad de suministro, a precios razonables; asegurar un desarrollo equilibrado en el mediano y largo plazo; y, asegurar una industria libre de ineficiencia monopólica".

Es en ese marco, continuó, se requiere eliminar los vacíos regulatorios que dejan espacio para las distorsiones; proveer de un marco adecuado para las inversiones eficientes; mejorar la competitividad; reducir las barreras de entrada al mercado; estimular la llegada de nuevos inversores al mercado; establecer un marco que haga

viable las interconexiones, tanto nacionales como internaciones; y clarificar los derechos y responsabilidades de los productores y los consumidores.

Chile necesita tener una legislación más adecuada a la realidad del país mismo, señaló la Subsecretaria de Energía "pensamos que la Ley presentada hace mucho más transparente al sistema eléctrico, tanto para los consumidores como para los inversionistas, y por lo tanto se evita que los precios suban más allá de lo que debe costar, para mantener calidad, y suministro continuo".

Asimismo, la autoridad dijo que la estrategia regulatoria diseñada por el Gobierno para el sector contempla lo siguiente: un cambio legislativo dividido en dos etapas, la Ley I (Ley Corta) que busca corregir las distorsiones más urgentes para la seguridad de suministro y las inversiones; y la Ley II, que busca la eliminación de distorsiones de efecto de largo plazo; como: el rediseño del sistema de tarifas de distribución; la introducción formal de los comercializadores al mercado; y, en relación con lo anterior, la apertura de los Centros de Despacho de Carga (CDEC) para que exista un mercado de energía eléctrica que sea realmente un mercado abierto a los grandes consumidores, a los generadores, a los distribuidores.

También se precisó que se está trabajando en la modificación del Reglamento Eléctrico, el que se estima será entregado a la Secretaría General de la Presidencia.

Se enumeró los seis puntos contenidos en la Ley I, enviada al Congreso, estos son:

- 1.-Rediseño de la regulación de los sistemas de transmisión;
- 2.- Tarificación de sistemas medianos;
- 3.- Regulación de Servicios Complementarios;
- 4.- Exigencias para el traspaso de concesiones;



- 5.- Reducción de la banda de precios para la fijación de precios de nudo;
- 6.- Fijación de procedimiento básico para cálculo de peajes de distribución.

Aunque no existe experiencia en la discusión de este tipo de leyes en el Congreso, el Gobierno se ha mostrado optimista de que la discusión pueda estar lista al final del año actual; adelantó que la CNE se ha reunido ya con algunos parlamentarios, y destacó que el proceso participativo con que se diseñó la actual ley, significa que la mayoría de los actores tienen ya un conocimiento del proyecto.

Luego, trascendió que la iniciativa del proyecto del Ley Corta no incluiría la creación de una bolsa de energía, esto es, un mercado donde libremente se transen precios de la electricidad, ello porque existirían controversias entre los sectores involucrados. Esto pues las actuales condiciones de la oferta eléctrica, donde hay pocos actores y un mercado pequeño, hacen inviable que la mentada bolsa pueda operar de inmediato. De incorporarse ahora a la legislación, se incluiría en la normativa un elemento de gran incertidumbre para la industria, puesto que no estarían claras las condiciones de su operación, por ejemplo respecto de las condiciones antimonopolios. No obstante esto, el proyecto propenderá a que hayan más operadores en el mercado, esto porque se contempla que haya más clientes libres y reglas del juego claras para fijar peajes, con el consecuente fomento de la interconexión eléctrica con otros países y entre el SIC y el SING en Chile.

Además habría un CDEC independiente de las empresas eléctricas, entregando la garantía de que el despacho estará manejado por un ente neutral.

A Julio de 2002, aun no se ha aprobado ningún texto, es más, ha habido problemas ya que la ASEP y la CNE tienen reparos porque la Secretaría General de Gobierno modificó el proyecto sin haberlo mencionado a la CNE. Además, habrían problemas en cuanto al plazo que tendrían las empresas para adecuar sus contratos conforme a la nueva normativa, ya que por un lado se dice que se otorgue un plazo de un año, pero por la otra parte se hace presente que hay contrato celebrados a 10 años, lo que obviamente hace complicado modificarlos a una normativa que recién habría entrado en rigor.

## CONCLUSIONES

La electricidad es un bien de carácter esencial para el desarrollo de la vida nacional en todo tipo de ámbitos, siendo el más trascendente el económico. Es por ello que la actividad eléctrica, es una actividad que se encuentra fuertemente regulada y fiscalizada por la autoridad. Este hecho no implica que su regulación esté libre de divergencias y fallas, ya que en los últimos años se ha visto cómo la diversa interpretación sostenida tanto por la autoridad como por las empresas concesionarias, han llevado a disputas judiciales y a modificaciones de esta regulación.

El tema eléctrico, no obstante su gran trascendencia, no ha tenido un amplio desarrollo doctrinario ni jurisprudencial.

A través del estudio y sistematización de la normativa que rige al servicio público de distribución de energía eléctrica, se ha podido comprobar que éste presenta características propias que lo diferencian de los otros sectores del sistema eléctrico.

En cuanto al interés práctico, el desarrollo de este tema permite entender aspectos de la vida diaria tan comunes como es una cuenta de luz o tan complejas como los elementos que se han conjugado para llegar a cada tarifa en concreto.

Interesante ha sido el tema de las obligaciones de las concesionarias y las sanciones a que se pueden ver expuestas por incumplimiento de las normas establecidas por la legislación eléctrica, llegando éstas incluso hasta la caducidad de la concesión otorgada.

Luego del breve análisis doctrinario, se entró de lleno en lo que es la actividad eléctrica con los requisitos y procedimiento para acceder a una concesión de servicio público, procedimiento que, como se pudo ver, la Ley Eléctrica se encarga de regular detalladamente.

Cada capítulo descrito, puede ser considerado en sí un trabajo independiente a ser desarrollado ampliamente, no obstante ello, se ha buscado otorgar una visión lo más amplia posible de todos los aspectos que comprende el desarrollo de la distribución de energía eléctrica.

Lamentablemente hay muchos otros temas que se pudieron haber considerado, y que no obstante no ser de carácter básico para el objeto de esta memoria, pueden revestir características de mucho interés si se aísla el tema en torno a una situación específica; como ejemplos se pueden citar los temas de las franjas fiscales, las cooperativas eléctricas, el abastecimiento de las Municipalidades y el alumbrado público, los criterios que se toman en consideración por los ingenieros para el desarrollo de un proyecto de electrificación, y así muchos otros temas que de ser tratados en esta memoria, haría que ésta se transformara en un simple índice de materias relacionadas al sector de la distribución, impidiéndose así el profundizar en los temas básicos.

Es así como en esta memoria se ha sistematizado, tanto como se ha podido, la normativa aplicable a la distribución de energía eléctrica, culminando ésta con el tratamiento en forma generalizada de las posibles modificaciones a la legislación eléctrica contenida en el D.F.L. N° 1 de 1982, que a la fecha de este trabajo se encuentran plasmadas tan sólo en anteproyectos.

El haber investigado el tema de la distribución de energía eléctrica, otorga la oportunidad de aprender y profundizar un tema sumamente interesante, respecto del

cual no siempre es posible encontrar información escrita que no sea lo contenido en la legislación pertinente al sector eléctrico, o aquella obtenida de las personas que trabajan en el sector. En este sentido, se ha comprobado que hay materias que la legislación eléctrica no resuelve en forma clara o no resuelve en lo absoluto, como los conflictos que se solucionan mediante acuerdos privados, tal es el citado caso de las empresas Colbún y Chilectra donde se crea unilateralmente una forma de proceder que muchas veces por no afectar a nadie, se usa en forma de costumbre que cada empresa aplica según sus necesidades.

En fin, se espera haber cumplido con el objetivo de dar una base para el estudio del sector de la distribución de energía eléctrica y, por otra parte, de haber aclarado las dudas más frecuentes que se podrían plantear respecto del funcionamiento y regulación de este sector.

## GLOSARIO

Art.	Artículo
Arts.	Artículos
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
Comisión	Comisión Nacional de Energía
D.F.L.	Decreto con Fuerza de Ley
D.F.L. Nº 1/82	Ley General de Servicios Eléctricos
D.L.	Decreto Ley
D.S.	Decreto Supremo
D.S. Nº 327	Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos
Ilma.	Ilustrísima
Inc.	Inciso
Ley Eléctrica	Ley General de Servicios Eléctricos
Ministerio	Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción
Nº	Número
NCH	Norma Chilena
NSEG	Norma de Seguridad
Reglamento	Decreto Supremo Nº 327 de 1997, Ministerio de Minería
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
VAD	Valor Agregado por Costos de Distribución
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo

## BIBLIOGRAFÍA

- 1- ALESSANDRI RODRIGUEZ, ARTURO, 1993. Tratado de los Derechos Reales, Tomo II. Ed Jurídica de Chile. Pg. 225.
- 2- CAMARA DE DIPUTADOS DE CHILE, 1999. Posibles modificaciones al DFL N° 1.
- 3- CARMONA SANTANDER, CARLOS, 1999. Texto para el curso de Derecho Administrativo Universidad de Chile, Facultad de Derecho.
- 4- CLARO SOLAR, LUIS, 1922. Los contratos sobre suministro eléctrico. Revista de Derecho y Jurisprudencia año XIX, N° 1-5. pp. 6 a 38 mayo a junio 1922.
- 5- COMISION NACIONAL DE ENERGIA, 1999. El sector eléctrico en Chile.
- 6- DIEZ PICAZO, LUIS. Fundamentos del Derecho Civil Patrimonial. Ed Civitas.
- 7- DUGUIT, LEON. Las Transformaciones del Derecho Público y Privado. Editorial Heliaista SLR Buenos Aires. Pg. 127.
- 8- EVANS DE LA CUADRA, ENRIQUE, 1994. Recursos de Protección. Revista Chilena de Derecho. Vol. N° 21, pp. 524-593.

- 9- EVANS DE LA CUADRA, ENRIQUE, 1994. Análisis del Sistema Tarifario de la Distribución de Energía Eléctrica, La fijación del Valor Nuevo de Reemplaza (VNR). Revista Chilena de Derecho. Vol. 21 N° 3, pp. 447-461.
- 10- LOPEZ SANTAMARIA, JORGE 1986. Los Contratos, Parte General, Editorial Jurídica de Chile.
- 11- Ministro Secretario General de la Presidencia, José Miguel Inzulsa Salinas. Informe en Derecho sobre recurso de protección interpuesto por Empresa Nacional de Electricidad y Otras. Causa Rol N° 2868-99.
- 12- PILLON, EUSTAQUIO, 1904. El problema jurídico de la electricidad. Revista de Derecho y Jurisprudencia año I, N°6 titulado pp. 138 a 147, mayo.
- 13- RODRÍGUEZ DEL RIO, EDUARDO, abogado, 1999. Apuntes del curso de Legislación Eléctrica impartido para la cátedra en la Universidad de Chile Facultad de Derecho.
- 14- SILVA CIMMA, ENRIQUE, 1954. Derecho Chileno y Comparado, Editorial Jurídica de Chile, Tomo 2.
- 15- VERGARA BLANCO, ALEJANDRO, 1994. Informe en Derecho, Análisis del procedimiento para establecer concesiones de distribución y de transporte de energía eléctrica y de la utilización de bienes privados y públicos para tal fin."



FALLOS:

- 16- Fallo Recurso de Protección deducido por Norgener S.A. Rol N° 3857-98. 8 de julio 1999
- 17- Fallo e informe de Recurso de Protección. Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, 1997 Causa seguida entre Empresa Eléctrica de Puente Alto y la Comisión Nacional de Energía. 31 de enero, Rol N° 3542-96.
- 18- Fallo Recurso Reclamación. Excelentísima Corte Suprema, 1996. Chilectra S.A., Rol N° 779-95, 4 de junio.
- 19- Fallo Recurso Apelación. Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, 1997. Causa Rol N° 689-97, N° de Ingreso 4307-97, 8 de enero.
- 20- Fallo Recurso de Casación en la Forma y en el Fondo. Excelentísima Corte Suprema, 1998. Autos Rol N° 2928-96, 18 de noviembre.
- 21- Recurso Protección. Ilustrísima Corte de Apelaciones de Concepción, 1999. Causa Rol N°108-99, 6 de abril.
- 22- Recurso Protección Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, 1998. Norgener S.A. Causa Rol N° 3857-98.

23- Recurso Protección. Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago. Empresa Eléctrica Colbún Machicura. Causa Rol N° 1127-98.

NORMAS:

24- Ley N° 18.410 Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Diario Oficial de 22 de mayo de 1985 y sus modificaciones contenidas en la Ley N°19.613 Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Diario Oficial de 8 de junio de 1999.

25- Ley N° 19.613. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Modifica a la Ley N° 18.410 y al D.F.L. N° 1 de 1982. Diario Oficial de 8 de junio de 1999.

26- Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado N° 18.575. Ministerio del Interior. Diario Oficial de 5 de diciembre de 1986.

27- Ley N° 19.674. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Diario Oficial de 03 de mayo del año 2000.

28- Decreto con Fuerza de Ley N° 1. Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos en materia de Energía Eléctrica. Diario Oficial de 13 de septiembre de 1982. Aprueba modificaciones al D.F.L. N° 4 de 1959. Legisla sobre producción, transporte y distribución , régimen de concesiones y tarifas de energía eléctrica y

sobre funciones del Estado relacionado con estas materias; modificado por la Ley N° 19.613 del Ministerio de economía Fomento y Reconstrucción, Diario oficial de 8 de junio de 1999.

29- Decreto Supremo N° 327. Ministerio de Minería, 12 de diciembre de 1997, fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Diario Oficial de 10 de septiembre de 1998.

30- Decreto Ley N° 2.224. Ministerio de Minería. Crea la Comisión Nacional de Energía y sus modificaciones contenidas en la Ley N° 18.482. Diario Oficial de 8 de junio de 1978.

31- Decreto Supremo N° 119. Fija el Reglamento de sanciones en materia eléctrica y de combustibles. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Diario Oficial de 25 de agosto de 1989.

32- Decreto Supremo N° 300. 23 de junio de 1997. Fija las fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias del servicio público de distribución.

33- Decreto N° 621. Diario Oficial de 8 de enero de 1997. Otorga la concesión definitiva de servicio público de distribución en la Región Metropolitana a Chilectra S.A.

34- Decreto de Racionamiento N° 640. Diario Oficial de 12 de noviembre de 1998.

35- Prórroga del Decreto N° 640, Decreto N°729. Diario Oficial de 30 de diciembre de 1998.

36- Decreto N° 219. Diario Oficial de abril de 1999.

37- Decreto de Racionamiento N° 287. Diario Oficial de 10 de junio de 1999.

38- Definición de Areas Típicas y Bases para el cálculo de las componentes del VAD, CNE Mayo/2000.

#### PAGINAS WEB:

39- Página Web Comisión Nacional de Energía ([www.cne.cl](http://www.cne.cl))

40- Página Web Superintendencia de Electricidad y Combustibles ([www.sec.cl](http://www.sec.cl))

41- Página Web Biblioteca del Congreso Nacional ([www.bcn.cl](http://www.bcn.cl))

42- Página Web diario El Mercurio ([www.emol.cl](http://www.emol.cl))

43- Página Web Chilectra ([www.chilectra.cl](http://www.chilectra.cl))

## ANEXO

A continuación se nombrarán las empresas de distribución que se identifican como tales en Chile y posteriormente su sectorización<sup>73</sup>.

### NOMINA DE EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION

<u>EMPRESA</u>	<u>SIGLA</u>	<u>REGION ADMINISTRATIVA</u>
- Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Emelari	I
- Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Eliqsa	I
- Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Elecda	II
- Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Emelat	III
- Empresa Eléctrica EMEC S.A.	Emec	IV y V
- Chilquinta Energía S.A.	Chilquinta Energia	V
- Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Conafe	V y VII
- Empresa Eléctrica Casablanca S.A.	Casablanca	V
- Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Litoral	V
- Chilectra S.A.	Chilectra	Metropolitana
- Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	PuenteAlto	Metropolitana
- Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	RíoMaipo	Metropolitana
- Empresa Eléctrica de Colina S.A.	Colina	Metropolitana
- Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til	Tiltil	Metropolitana
- Empresa Municipal de Electricidad Metropolitana	Lo Barnechea	Lo Barnechea
- Sociedad Eléctrica de Pirque S.A.	Pirque	Metropolitana
- Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Emelectric	Metropolitana, VI y VII

<sup>73</sup> Antecedentes tomados de la página Web de la CNE ([www.cne.cl](http://www.cne.cl))

- Compañía General de Electricidad S.A.	CGE	Metropolitana,VI,VII, III y IX
- Cooperativa Eléctrica de Los Angeles	Coopelan	VIII
- Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Frontel	VIII y IX
- Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Saesa	IX y X
- Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Edelaysen	XI
- Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Edelmag	XII
- Compañía Distribuidora de Energía	Codiner	VIII y IX
- Cooperativa Eléctrica de Limarí	Elecoop	IV
- Energía de Casablanca S.A.	EnergíaCasablanca	V
- Cooperativa Eléctrica de Curicó	Coop.Curicó	II
- Cooperativa Eléctrica de Talca	Coop. Talca	VII
- Cooperativa Eléctrica de Linares	Luzagro	VII
- Cooperativa Eléctrica de Parral	Luzpar	VII
- Cooperativa Eléctrica de Chillán	Copelec	VIII
- Cooperativa Eléctrica de Charrúa	Coelcha	VIII
- Cooperativa Eléctrica de Paillaco	Socoepa	X
- Cooperativa Eléctrica de Río Bueno	Cooprel	X
- Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Gedelsa	X

## **SECTORIZACION DE LAS EMPRESAS**

Los sectores correspondientes a las empresas que se señalan, comprenden las concesiones de servicio público de distribución ubicadas en las áreas territoriales que se indican, esto bajo el D.S. 300, ya que en la actualidad, y conforme al Decreto N° 632/2000, se clasifican según la empresa concesionaria, y no respecto del territorio que la concesión abarca.

Primero se muestra la calificación según el D.S. N° 300, y luego la nueva clasificación de acuerdo al Decreto N° 632.

EMPRESA	SECTOR	COMUNA	AREA TIPICA
Emelari	1	Arica	2
Eliqsa	1	Iquique	2
		Pica y Pozo Almonte	3
		Huara	4
Elecda	1	Antofagasta y Calama	2
		Mejillones y Tocopilla	3
	2	Taltal	3
Emelat	1	Copiapó	2
		Caldera, Chañaral, Diego de Almagro, Freirina, Tierra Amarilla y Vallenar	3
		Alto del Carmen y Huasco	4
Emec	1	Coquimbo y La Serena	2
		Andacollo y Vicuña	3
		La Higuera y Paiguano	4
	2	Ovalle y Punitaqui	3
		Combarbalá, Monte Patria y Río Hurtado	4
	3	Illapel y Los Vilos	3
		Canela y Salamanca	4
	4	Cabildo, La Ligua, Papudo, Petorca y Puchuncaví	3
		Zapallar	4
Chilquinta	1	Valparaíso y Viña del Mar	1
Energía		Concón	3
	2	Quilpué	1
		Villa Alemana	2
		Puchuncaví	3
	3	Hijuelas, La Cruz, Limache, Nogales, Olmué y Quillota	3
		La Calera	2
	4	Los Andes y San Felipe	2

		Calle Larga	3
		Cabildo; Catemu, Llay-Llay, Panquehue, Putaendo, Rinconada, San Esteban y Santa María	3
		La Ligua	4
	5	San Antonio	2
		Cartagena, El Tabo, Santo Domingo y Algarrobo	3
	6	Casablanca	3
	7	Quintero	3
Conafe	1	Viña del Mar	1
	2	Curicó y Linares	2
		Molina, Romeral, San Javier, Teno y Villa Alegre	3
		Rauco y Río Claro	4
Casablanca	1	Casablanca	3
Litoral	1	Algarrobo, El Quisco y El Tabo	3
Chilectra	1	Cerrillos, Cerro Navia, Conchalí, Estación Central, Independencia, La Cisterna, La Florida, La Granja, La Reina, Las Condes, Lo Espejo, Lo Prado, Macul, Maipú, Ñuñoa, Pedro Aguirre Cerda, Peñalolén, Pudahuel, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Joaquín, San Miguel, San Ramón, y Vitacura	1
		Santiago, Providencia	1
		Huechuraba y Quilicura	2
		Lo Barnechea	3
	2	Colina, Lampa y Til-til	3
Rio Maipo	1	El Bosque, La Pintana y Puente Alto	1
		Peñaflor y San Bernardo	2
		Calera de Tango, Curacaví, Isla de Maipo, San José de Maipo y Talagante	3
Colina	1	Colina	3
Til til	1	Til-til	3
Puente Alto	1	Puente Alto	1



Lo Barnechea	1	Lo Barnechea	18	
Pirque	1	Pirque	3	
Emelectric	1	Curacaví, Melipilla y Talagante	3	
	2	El Monte, Isla de Maipo, María Pinto, San Antonio, San Pedro y Santo Domingo	3	
		Alhué y Cartagena	4	
	3	Colbún, Constitución, Curepto, Curicó, Las Cabras, Licantén, Longaví, Molina, Nancagua, Parral, Pelarco, Penciahue, Pichidegua, Retiro, San Clemente y Santa Cruz	3	
		Cauquenes, Chanco, Chépica, Chimbarongo, Empedrado, Hualañé, La Estrella, Litueche, Lolol, Marchihue, Maule, Navidad, Palmilla, Paredones, Pelluhue, Peralillo, Pichilemu, Placilla, Pumanque, Rauco, Río Claro, Sagrada Familia, San Javier, Talca, Vichuquén y Yerbas Buenas	4	
	4	Coihueco, Ñiquén, Pinto, Portezuelo, Ránquil, San Carlos, San Fabián, San Nicolás y Treguaco	3	
		Cobquecura, Coelemu, Chillán, Ninhue y Quirihue	4	
	CGE	1	Rancagua	2
			Buin, Coinco, Coltauco, Chimbarongo, Doñihue, Graneros, Las Cabras; Machalí, Malloa, Mostazal, Olivar, Paine, Peumo, Quinta de Tilcoco, Rengo, Requínoa, San Fernando y San Vicente de Tagua-Tagua	3
			Codegua y Pichidegua	4
2		Talca	2	
		Maule	4	
3		Chillán y Los Angeles	2	
4		Concepción y Talcahuano	1	
5		Temuco	2	
6		Pitrufoquén, Pucón, Villarrica y Padre Las Casas	3	
		Curarrehue	4	

	7	Coronel	2
		Hualqui, Penco, San Carlos y Tomé	3
		Coelemu, Coihueco, Florida y San Nicolás	4
	1	Laja	3
Coopelán		Quilleco y Santa Bárbara	4
	2	Los Angeles	4
Frontel	1	Concepción	1
		Lota	2
		Arauco, Bulnes, Cabrero, Cañete, Curanilahue, Laja,	3
		Lebu, Los Alamos, Mulchén, Nacimiento, San Rosendo,	
		Tucapel y Yungay	
		Antuco, Contulmo, Coronel, El Carmen, Florida, Hualqui,	4
		Negrete, Pemuco, Quilaco, Quilleco, Quillón, San	
		Ignacio, Santa Bárbara, Santa Juana, Tirúa y Yumbel	
	2	Angol, Collipulli, Curacautín, Gorbea, Lautaro, Nueva	3
		Imperial y Victoria	
	Carahue, Cunco, Ercilla, Freire, Galvarino, Lonquimay,	4	
	Los Sauces, Lumaco, Melipeuco, Perquenco, Pitrufo, en,		
	Purén, Renaico, Saavedra, Teodoro Schmidt, Toltén,		
	Traiguén y Vilcún		
	3	Los Angeles	3
		Temuco	4
Saesa	1	Lanco, Loncoche, Panguipulli y Gorbea	3
		Toltén y Villarrica	4
	2	Valdivia	2
		La Unión, Los Lagos, Paillaco y Río Bueno	3
		Corral, Futrono, Lago Ranco, Máfil y Mariquina	4
	3	Osorno	2
		Calbuco, Frutillar, Llanquihue, Puerto Montt, Puerto	3
		Varas, Purranque y Puyehue	
	Fresia, Los Muermos, Maullín, Puerto Octay, Río Negro y	4	

		San Pablo	
	4	Ancud, Castro, Chonchi, Dalcahue y Quellón	3
		Curaco de Vélez, Puqueldón, Queilén, Quemchi y	4
		Quinchao	
Edelaysen	1	Aisén y Coihaique	3
Edelmag	1	Punta Arenas	2
		Porvenir y Puerto Natales	3
Codiner	1	Perquenco y Traiguén	3
		Cunco, Curacautín, Freire, Galvarino, Gorbea, Lautaro,	4
		Loncoche, Nueva Imperial, Pitrufoquén, Victoria, Vilcún y	
		Villarrica	
	2	Temuco	3
Elecoop	1	Punitaqui, Monte Patria y Ovalle	3
		Combarbalá	4
Energía	1	Valparaíso	1
Casablanca			
		Cartagena, Casablanca y Curacaví	3
		Algarrobo, El Quisco y El Tabo	4
Coop. Curicó	1	Curicó y Teno	3
Coop. Talca	1	Talca	2
		Curepto, Pelarco, Pencahue y San Clemente	3
		Maule y Río Claro	4
Luzagro	1	Constitución y Linares	3
		Colbún, Longaví, San Javier, Villa Alegre y Yervas	4
		Buenas	
Luzpar	1	Longaví, Ñiquén, Parral, Retiro y San Carlos	4
Copelec	1	Bulnes y Chillán	3
		Cobquecura, Coelemu, Coihueco, El Carmen, Florida,	4
		Ninhue, Pemuco, Pinto, Portezuelo, Quillón, Quirihue,	
		Ránquil, San Carlos, San Fabián, San Ignacio, San	
		Nicolás y Treguaco	

Coelcha	1	Tucapel	3
		Cabrero, Florida, Los Angeles, Pemuco, Quillón, Yunbel y Yungay	4
Socoepa	1	Futrono, La Unión y Los Lagos	3
		Máfil, Paillaco y Panguipulli	4
Cooprel	1	La Unión y San Pablo	3
		Lago Ranco y Río Bueno	4
Gedelsa	1	Frutillar, Osorno, Purranque y Río Negro	3
		La Unión y San Pablo	4

La clasificación de área típica correspondiente a cada empresa de acuerdo con el Decreto N° 632, es la siguiente:

EMPRESA	AREA TÍPICA
EMELARI	3
ELIQSA	2
ELECDA	2
EMELAT	2
EMEC	3
CHILQUINTA	3
CONAFE	2
EMELCA	5
LITORAL	5
CHILECTRA	1
RIO MAIPO	2
COLINA	3
TIL TIL	3
PUENTE ALTO	2

LUZANDES	3
PIRQUE	3
EMELECTRIC	4
CGE	2
EMELPAR	3
COPELAN	5
FRONTEL	5
SAESA	4
EDELAYSSEN	4
EDELMAG	3
CODINER	5
ELECOOP	4
E. CASABLANCA	4
COOP. CURICO	3
EMETAL	6
LUZLINARES	5
LUZPARRAL	5
COPELEC	6
COELCHA	6
SOCOEPA	5
COOPREL	5
CREO	5