



ENRE
Ente Nacional Regulador de la Electricidad

Informe Anual 1993/1994

ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD



ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

Presidente

ING. CARLOS ALBERTO MATTAUSCH

Vicepresidente

LIC. ALBERTO ENRIQUE DEVOTO

Vocal Primero

DR. MARCOS REBASA

ENRE
Ente Nacional Regulador de la Electricidad

VOLUMEN I

Introducción

- | | |
|--|---|
| 1. Contenido del Informe | 1 |
| 2. Acerca del E.N.R.E. y la Regulación | 1 |

Capítulo 1.

LAS PRIVATIZACIONES Y LOS CONTRATOS DE CONCESION

- | | |
|---|----|
| 1. Antecedentes | 7 |
| 2. Características del Proceso de Privatización | 10 |
| 3. Marco Regulatorio Eléctrico | 11 |
| 3.1. Rasgos Destacados del Nuevo Ordenamiento Eléctrico | 12 |
| 3.2. La Jurisdicción del E.N.R.E. | 13 |
| 4. Los Contratos de Concesión | 16 |

Capítulo 2.

DESCRIPCIÓN DEL NUEVO MERCADO ELECTRICO

- | | |
|---|----|
| 1. Los Nuevos Protagonistas | 19 |
| 2. Formas Societarias | 20 |
| 3. Los Ingresos Derivados de la Privatización | 20 |

Capítulo 3.

DETERMINACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS

- | | |
|--|----|
| 1. El Desafío de la Regulación | 37 |
| 2. La Regulación del Mercado Mayorista | 37 |
| 2.1. Generación | 38 |
| 2.2. Transporte | 40 |
| 2.2.1. Ampliaciones en la Red de Transporte | 42 |
| 3. La Regulación del Mercado Minorista | 43 |
| 3.1. Los Principales intereses del usuario ante una situación de monopolio | 44 |
| 3.1.1. El Precio | 44 |
| 3.1.2. La Calidad | 44 |
| 4. Tarifas | 45 |

Capítulo 4.

LA CALIDAD DE LA PRESTACION

- | | |
|-----------------------------|----|
| 1. Características | 59 |
| 2. El Control | 60 |
| 3. Modalidades del Control | 62 |
| 4. Las Pérdidas no Técnicas | 64 |
| 5. El Control Ambiental | 67 |

Capítulo 5.

LA PROTECCION AL USUARIO Y LAS AUDIENCIAS PUBLICAS

- | | |
|------------------------------|----|
| 1. Consideraciones Generales | 71 |
| 2. Las Audiencias Públicas | 73 |

Capítulo 6.

- | | |
|---------------------|----|
| COMENTARIOS FINALES | 75 |
|---------------------|----|

Apéndice

Ley N° 24.065 "Marco Regulatorio" y Decreto Reglamentario N° 1.398/92

VOLUMEN II

Anexo I

Subanexo 4 del Contrato de Concesión: Normas de Calidad del Servicio y Sanciones; Reglamento de Suministro.

Anexo II

Resoluciones del E.N.R.E. N° 14/93 y 25/93

Anexo III

Resoluciones del E.N.R.E. N° 79/94 y 80/94

Anexo IV

Acta de Directorio del E.N.R.E. N° 8

Anexo V

Acuerdo Marco Celebrado entre el Estado Nacional, la Pcia. de Buenos Aires y las Empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Anexo VI

Reglamento de Audiencias Públicas. Resolución del E.N.R.E. N° 39/94

Introducción

Introducción

1. Contenido del Informe

El presente Informe da cuenta del proceso de creación del E.N.R.E., describiendo en el primer Capítulo los antecedentes y luego la transformación del sector eléctrico a partir de la promulgación de la Ley N° 24.065. Asimismo se analiza el proceso de privatización y se detallan las características de los Contratos de Concesión. Prosigue, en los Capítulos 2 y 3, con el desarrollo del nuevo mercado eléctrico y de la regulación de las tarifas. La calidad de la prestación se describe en el Capítulo 4 y las acciones ejecutadas, tendientes a la protección del usuario y las Audiencias Públicas, son analizadas en el Capítulo 5. Se cierra el Informe en el Capítulo 6 con una serie de reflexiones sobre las funciones del E.N.R.E.

Es importante señalar que el Informe describe el proceso de transformación y privatización del sector eléctrico argentino, a través de dieciséis meses de gestión del E.N.R.E. Por lo tanto, dentro de la apretada síntesis que su carácter le impone, necesariamente debe abundar en aspectos que por una única vez corresponde exponer: la descripción del nuevo mercado eléctrico, el Marco Regulatorio, el régimen tarifario ahora vigente y la instalación de los segmentos independientes pero íntimamente relacionados que han pasado a constituir el transformado y privatizado sector eléctrico. En el proceso de su confección, se han procurado reducir al máximo las reiteraciones, pero esto ha resultado inevitable al tratar de introducir y explicar instituciones y conceptos nuevos en el escenario de los servicios públicos. Se ha debido por tanto, aceptar la proclamada virtud didáctica de la repetición, especialmente cuando se ha tratado de temas y argumentos tan poco habituales unos, e inéditos otros, en el repertorio de ideas y preconceptos vigentes en las materias tratadas por este Informe.

2. Acerca del E.N.R.E. y la Regulación

Las sucesivas crisis que se dieron a fines de los años 80 en la República Argentina revelaron que se había llegado a una situación límite de la cual era imprescindible emerger a través de una profunda reforma del sector público. Es por ello que la transformación del sector eléctrico y su privatización se inscriben dentro de un cambio todavía más importante en la política económica de Argentina. Merece señalarse que se habla de «política económica de Argentina» porque la trascendencia y profundidad de las modificaciones introducidas -y las que se siguen produciendo- son de tal magnitud que exceden el marco de lo que, generalmente, se denominan «medidas de Gobierno». De manera que se está frente a un cambio tanto en la política del Estado como en las reglas de juego de la economía, lo que quiere decir que las transformaciones producidas no agotan

su significación y consecuencias en el mandato de las actuales autoridades ni, seguramente, en el de las que las sucederán el año próximo.

En esta modificación global se produce y se inscribe la transformación y privatización del sector eléctrico. La Ley N° 23.696 de Reforma del Estado y la Ley N° 23.697 de Emergencia Económica, promulgadas en agosto y septiembre de 1989 respectivamente, son el punto de partida en la política de cambio. Pero es la Ley N° 24.065, conocida como el Marco Regulatorio Eléctrico, la que se constituye en el punto de inflexión de la política del sector, reemplazando los proyectos de ordenamiento por uno de transformación. Aparece así la nueva estructura económica de la industria basada en su desintegración vertical y horizontal, en la introducción o simulación de la competencia en todo nivel de actividad donde resulte factible y en el reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de toma de decisiones, acompañado por la privatización de las empresas estatales prestadoras del servicio, es decir, un cambio en la titularidad de la propiedad de los activos y la modificación institucional consecuyente.

Es necesario enfatizar acerca del cambio estructural profundo que se está describiendo para recordar siempre la matriz donde se ha generado la transformación del sector.

Dice el Ing. Carlos Bastos - Secretario de Energía - : «La Argentina está cambiando su organización socioeconómica porque está cambiando el punto de vista de que la energía es un bien estratégico, para subordinarse a la obtención de objetivos. Por ser la energía un bien económico más, debe someterse a todas las reglas que se aplican a otros bienes económicos, para lograr el máximo bienestar de la sociedad.»

La Ley N° 24.065 mencionada (ver Apéndice), es la expresión de la voluntad del país ya que la sancionaron los representantes de las provincias y del pueblo argentino y la promulgó el Presidente de la Nación. Esta Ley constituye el Marco Regulatorio Eléctrico; crea el Ente Nacional Regulator de la Electricidad para «controlar que toda la actividad del sector eléctrico se ajuste a la normatividad vigente», obligándolo a "hacer cumplir la presente Ley" y le encomienda funciones de policía del servicio.

Se considera que el criterio con que el E.N.R.E. debe desempeñar sus funciones y cumplir sus responsabilidades pasa por la consecución de los fines requeridos por la Ley. De manera que las sanas reglas de la interpretación aconsejan respetar la letra y el espíritu de la norma a aplicar e instrumentarla de modo que asegure y no contradiga los objetivos para los cuales fue dictada.

Como se ha señalado, la transformación y privatización del sector convirtió a la energía eléctrica en un bien económico más, que debe ser usado para proporcionar el máximo bienestar a la población. La Ley y su Decreto reglamentario, el N° 1.398, se inspiran en la filosofía del cambio, de manera que las reglamentaciones y los procedimientos que el E.N.R.E. instrumenta a la hora de ejercer las funciones de regulación y control que la Ley le encomienda deben, en cada momento, formularse estos interrogantes: ¿esto que se hace, se orienta al cumplimiento de los objetivos o los dificulta y retarda?; ¿se están aplicando los instrumentos para posibilitarlos? o ¿se está acudiendo a procedimientos pensados para otras instituciones y otras circunstancias que congelan situaciones en lugar de modificarlas?.

Los rasgos que definen la reforma del sector eléctrico son: a) La introducción de la competencia a través del funcionamiento de las leyes de mercado, b) La desintegración vertical del sector y los alcances de cada una de las actividades así definidas: Generación, Transporte y Distribución y c) la instalación del usuario como beneficiario último de esta transformación.

La introducción de la competencia en el mercado eléctrico, encuentra dificultades de orden tecnológico en dos de los tres segmentos en los que ha sido constituido el sector. Es necesario -al menos por ahora- operar a través de monopolios naturales que prestan el servicio a mercados cautivos, como son el Transporte y la Distribución, y esta circunstancia define claramente dos tipos de mercados y dos procedimientos diferentes al momento de disponer la privatización.

En la generación térmica se tiene el caso más simple. Por un lado, la Ley define esta actividad como de interés general lo que facilitó la venta de los activos para las centrales existentes de propiedad estatal, así como el ingreso virtualmente irrestricto al mercado de todos aquellos interesados en generar energía para su venta en él. El conjunto de generadores compite entre sí en el mercado para proveer, en cada momento, la energía demandada. Este mercado opera bajo normas dictadas por la Secretaría de Energía, a través del despacho económico.

Para el caso de la Distribución y del Transporte, atendiendo las restricciones tecnológicas existentes, la operatoria se define a partir del mecanismo del Contrato de Concesión, que es el instrumento apropiado para vincular al poder concedente con el prestatario del servicio público, sea en un área geográfica determinada (Distribución), o bajo ciertas condiciones técnicas (Transporte), o por una combinación de ambas (Distros). Un Contrato de Concesión supone dejar claramente establecidos, a priori, los derechos y obligaciones de las partes, tal como se desarrollará más ampliamente en el próximo capítulo.

En lo que hace a la retribución que obtiene el concesionario por la prestación del servicio, la Argentina ha adoptado una modalidad que excluye introducirse en el gerenciamiento de las Empresas, lo que implica que no tiene ingerencia en su gestión operativa, ni en la oportunidad ni el monto de las inversiones que deba realizar, ni en la tasa de retorno que obtenga por las mismas.

El sistema argentino apunta a lograr la máxima eficiencia. Dado que se trata de monopolios naturales, la forma de obtenerla es a través de la fijación de las tarifas y de la exigencia de niveles de calidad en la prestación. Al establecerse estos dos extremos, las mejoras en la rentabilidad sólo son posibles a través de un gerenciamiento óptimo y de una cuidadosa elección de las inversiones.

Dado que los transportistas tienen vedada la compra o venta de energía, su retribución es fijada en cuadros tarifarios periódicos donde debe reflejarse el valor agregado por el servicio que prestan.

Por último, los distribuidores también están sujetos a cuadros tarifarios que reflejan el valor agregado por ellos para llegar al usuario final, en tanto el precio de la energía es un dato y es pasado íntegramente, pues rige el llamado «pass-through».

El sector en su conjunto queda bajo la supervisión del Ente. En efecto, sin entrar a considerar otros elementos, el papel del Ente es doble, siendo una de sus actividades la Regulación y la otra el Control.

La regulación se debe aplicar sobre la totalidad del sector. Ahora bien, ¿cuál es el significado de la regulación?

Regular, en este contexto, significa velar para que los mercados imperfectos se comporten como mercados de competencia. «Competencia cuando es posible, regulación cuando es necesaria».

Resulta claro el mandato del Ente: se debe promover la competencia al máximo y sólo intervenir en aquellos casos en los que la misma no ha funcionado plenamente.

Queda claro también que la acción de regular debe ser ágil y segura y que deben evitarse normas y procedimientos que la retarden. El Marco Regulatorio estableció las reglas de juego y el Poder Ejecutivo puede instrumentar políticas concordantes con el mismo. Siempre resultará obligación del Ente señalar los desvíos y proponer las enmiendas correspondientes.

Pero la regulación que compete al E.N.R.E. tiene una derivación imprescindible, inherente a ella: el control, que es el otro aspecto del funcionamiento del Ente al que se hacía referencia más arriba.

Para poder regular, el E.N.R.E. también detenta el poder de policía para controlar

las concesiones. Para ejercerlo, requiere de instrumentos más complejos ya que, si bien en la teoría las partes signatarias de un contrato desean que el mismo sea autosuficiente y contemple todas las eventualidades, en la práctica se sabe que es un ideal inalcanzable.

Los Contratos dan lugar a interpretaciones múltiples: prevén derechos y también obligaciones; contienen sanciones potenciales; etc. En suma, se trata de cuestiones eventualmente controversiales que requieren un manejo cuidadoso en el cual necesariamente hay que disponer de un mínimo -el menor posible- de procedimientos.

Por lo tanto, hay que tener en cuenta un enfoque económico, un enfoque legal y un enfoque técnico acerca de cualquier problema y resultaría un contrasentido que la combinación de los criterios instrumentales no facilitaran las finalidades propuestas por la Ley. Estando identificado el objetivo de la Ley, es claro que la autoridad de aplicación debe encarar su gestión adecuando correcta y firmemente toda la instrumentación reglamentaria con vistas al cumplimiento de la voluntad del Legislador, expresada en la Ley e instalada en un proceso que guarda coherencia con las nuevas reglas de juego de la economía.

Capítulo 1

LAS PRIVATIZACIONES Y LOS CONTRATOS DE CONCESION

Capítulo 1

LAS PRIVATIZACIONES Y LOS CONTRATOS DE CONCESION

1. Antecedentes

Hacia fines del siglo pasado comenzó en el país la prestación generalizada del servicio eléctrico, reconociéndose como antecedentes históricos las concesiones otorgadas en 1886 en la Ciudad de La Plata (Pcia. de Buenos Aires) y en 1887 en la Ciudad de Buenos Aires, luego absorbidas por la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad. Estos contratos fueron cedidos en 1921 a la CHADE, transformada en CADE en 1936.

Simultáneamente venía actuando la Compañía Italo Argentina de Electricidad, atendiendo a un sector del mercado porteño. En 1936 se les prorrogaron a ambas compañías, por cuarenta años, sus respectivas concesiones. Por otro lado, en el resto del país y bajo la jurisdicción de las provincias y municipios, la generación y distribución estaba atendida fundamentalmente por grupos de empresas privadas que comprendían, cada una de ellas, decenas de centrales.

En 1943, al amparo del Decreto Ley N° 12.648 que creó la Dirección Nacional de la Energía, se dieron los primeros pasos de lo que sería, con el transcurso de los años, Agua y Energía Eléctrica (Decreto Ley N° 22.389/45; Decreto N° 3.967/47; Ley N° 14.007) empresa del Estado que prestó servicios de distinto tipo en amplias regiones del país, actuando a través de más de 130 centrales de generación y prestando servicio de distribución a centenares de localidades.

Mediante la Ley N° 14.772, en 1958, se federalizó el servicio de distribución de la energía eléctrica para el Gran Buenos Aires que prestaban distintas empresas privadas, estableciéndose las bases de creación de SEGBA como sociedad mixta, la que terminó estatizándose en 1961. A fines de la década del setenta, mediante un proceso de fusión con Agua y Energía Eléctrica, se terminó de conformar un gran mercado eléctrico en el país. SEGBA tenía a su cargo la generación, transmisión y distribución en la Ciudad de Buenos Aires y partidos colindantes. Agua y Energía Eléctrica, tal como se señalara, operaba las centrales de generación en el interior. Tenía además a su cargo el transporte del fluido conectado a las redes, distribuyéndolo en numerosas localidades. A principios de 1980 cedió a algunas de las provincias la sub-transmisión, la distribución y ciertas plantas de generación.

En 1967 se creó HIDRONOR S.A., empresa de los estados nacional y provinciales del área del Comahue, a fin de aprovechar los recursos hidroeléctricos de la zona y efectuar la operación del transporte de la red de alta tensión que conectaba dicha producción con el gran centro de consumo ubicado en Buenos Aires y zonas aledañas.

Paralelamente, el Estado encaró otros grandes proyectos hidroeléctricos binacionales, tales como Salto Grande con el Uruguay y Yacyretá con el Paraguay.

Cabe señalar por otra parte que, a partir de 1950, se inició el desarrollo de la energía nuclear, tecnología de generación para la que se montaron las plantas de Atucha I, Embalse Río Tercero y Atucha II (esta última en construcción).

En el interior del país se destacan, por su importancia como generadoras y distribuidoras, las siguientes empresas de los respectivos estados provinciales: ESEBA (Buenos Aires), EPEC (Córdoba), EPESF (Santa Fe), EMSE (Mendoza), entre otras.

Este esquema era el que conformaba el cuadro vigente al momento en que se adoptaron decisiones trascendentes en materia de política económica, cuando, por añadidura, el sector se encontraba sumido en la más profunda crisis.

Hasta ese entonces el cuerpo normativo de aplicación al sector estaba concentrado en la Ley N° 15.336, hoy todavía en gran medida vigente, que discrimina en su articulado las distintas operaciones de la industria en cuanto a su acceso y distingue - desde el punto de vista jurisdiccional - los poderes en cada caso competentes, regulando la mecánica de los concesionamientos y autorizaciones.

La Ley N° 23.696 de Reforma del Estado, sancionada en agosto de 1989, en el Anexo I del Capítulo IV previó que se concesionarían los servicios de distribución de SEGBA y Agua y Energía, dándole prioridad al sector cooperativo. Posteriormente se firmó el Pacto Federal Eléctrico en noviembre de 1989, cuyo objetivo fue limitar la competencia del Estado Nacional al manejo del Sistema Integrado Nacional y al Despacho Nacional de Cargas.

Este esquema contemplaba un reordenamiento institucional, basado en el montaje de una empresa federal de energía eléctrica, merced a la fusión de HIDRONOR, Agua y Energía Eléctrica y las empresas de generación nacionales, concesionándose los servicios de distribución correspondientes a SEGBA. Resultaba evidente que debían remediarse los males originados por el endeudamiento creciente de las empresas energéticas, su descapitalización, el deterioro de sus instalaciones y de los servicios consiguientes, más otras "enfermedades" o "vicios" propios de la organización del Estado tales como: burocracia, descalificación del personal, corrupción, etc.; aunque, aparentemente, la solución que se planteaba, no hacía sino pivotar sobre un papel sobredimensionado de la capacidad de gestión estatal.

La historia del desarrollo eléctrico argentino que se acaba de sintetizar y su situación a fines de la década del '80 fueron condicionantes al momento de decidirse la transformación de este mercado. Resultó igualmente importante para la elección del modelo a proyectarse, su adecuación a las reglas de juego que la estrategia del plan económico instalaba en el país al comenzar el año 1991, facilitando escenarios que lo hicieron posible. En otras palabras, el modelo eléctrico

diseñado en el mensaje del Poder Ejecutivo al Congreso, al enviar el Proyecto de Ley que se convertiría en la 24.065, se adecuaba al sistema económico que comenzaba a desarrollarse en la Argentina. Para la mejor comprensión de las modificaciones introducidas, se enumeran a continuación las ideas aceptadas por el Marco Regulatorio:

- a. Introducción y promoción de la competencia y los mecanismos de mercado, en todas las actividades donde esto fuera posible.
- b. Separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado.
- c. Implementación de reglas de juego y condiciones adecuadas para el funcionamiento del mercado mayorista que faciliten la concurrencia de los actores y que generen precios que se constituyan en señales estimulantes de una mayor oferta eléctrica.
- d. Anulación del papel empresario del Estado en el sector, reservándole el rol de definir las políticas a la Secretaría de Energía y de regular y ser policía del servicio al E.N.R.E.
- e. Incorporación de capital privado a la actividad eléctrica, en condiciones de riesgo.

Tal como se señalara, al momento de su transformación había en el país empresas nacionales verticalmente integradas que generaban, transportaban y distribuían energía eléctrica. Había empresas provinciales integradas que la transportaban y distribuían y había cooperativas eléctricas de diversos tamaños y con distintos grados de integración. Existía lo que se podía llamar un sistema argentino de interconexión y un despacho unificado de cargas con tecnología y recursos humanos adecuados para operar conforme a los procedimientos requeridos en el proyecto de transformación.

A la situación física mencionada cabe agregar el diagnóstico compartido por los principales especialistas del sector, que consideraban necesario revertir la tendencia declinante de la calidad del servicio eléctrico, el déficit progresivo y acelerado de las empresas estatales prestatarias y la insatisfacción creciente de los usuarios. El sector eléctrico estaba desfinanciado, el Tesoro Nacional había agotado sus posibilidades de asistirlo y la discontinuidad crónica del gerenciamiento estatal había provocado gravísimos desaciertos en las decisiones de corto, mediano y largo plazo. El sistema había colapsado y debía ser reemplazado.

Por lo tanto, se instaló un nuevo modelo eléctrico conforme a las nuevas leyes de juego impuestas por la estrategia económica emergente. Se transformó y privatizó el sistema convocando a capitales de riesgo, introduciendo la competitividad

donde resultó posible y procurando la eficiencia en todos los segmentos. El Legislador acogió estos principios y les dio fuerza legal a través de la Ley N° 24.065 que diseñó el nuevo sistema, creó un Marco Regulatorio adecuado y dio nacimiento al Ente Nacional Regulador de la Electricidad con objetivos y responsabilidades perfectamente ceñidos a la realidad legal y fáctica que debía controlar, tal como fuera señalado.

Simultáneamente, desde la Secretaría de Energía se impulsaba con mucha fuerza y celeridad el proceso privatizador de SEGBA, conforme a un plan que priorizaba el traspaso a manos privadas de las empresas eléctricas dependientes de la administración central. Igualmente, en ese período se dictaron las primeras disposiciones destinadas a reordenar el mercado mayorista a los efectos de introducir los criterios de riesgo, competencia y eficiencia en la operación. Por lo tanto, la organización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) resultó de las normas dictadas por la Secretaría de Energía que condujeron a la creación primero, del Organismo Encargado del Despacho (OED) y luego, de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

2. Características del Proceso de Privatización

En diciembre de 1989 fue sancionada la Ley N° 23.696, que declaró en estado de emergencia la prestación de los servicios públicos, cuyo Capítulo II se titula: «De las privatizaciones y participación del capital privado». En uno de sus anexos se resuelve concesionar la distribución y comercialización de los Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), compañía eléctrica integrada que generaba, transmitía y distribuía el suministro a un área de 14.000 kms², con una población de 15 millones de habitantes.

A los efectos de implementar rápidamente el proceso, por disposición del Ministro de Economía se constituye un equipo de trabajo en la Secretaría de Energía, y se encomienda a uno de los miembros de ese grupo la intervención de SEGBA.

En mayo de 1991 esta empresa eléctrica estatal, tenía una potencia instalada de más de 2.500 MW, que producían 10.334 Gwh, con 119 subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución en su red de alta tensión, que alcanzaba los 2.696 km; 13.752 km la de media tensión y 44.405 km; la de baja tensión, con 16.000 centros de transformación; 22.000 empleados y 4.500.000 clientes. En enero de 1992 se conoció la Ley N° 24.065, cuyo Artículo 93 declaró sujeta a privatización la generación y el transporte a cargo de SEGBA, con lo que se completaron los instrumentos legales para la privatización de la misma.

En el lapso de la transición a que se hace referencia, esta empresa, que prestaba el servicio público de electricidad en la Capital Federal y en 31 partidos de la

Provincia de Buenos Aires, fue transformada en siete unidades de negocios segmentadas y diferenciadas de acuerdo al tipo de actividad específica a que se dedicaban. Cuatro empresas de producción: Central Puerto S.A.; Central Costanera S.A.; Central Pedro de Mendoza S.A. y Central Dock Sud S.A.; y tres empresas distribuidoras: EDENOR S.A.; EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

Dentro de este mismo proceso en el que se transformaron las estructuras societarias y operativas de las unidades de negocios mencionadas, fueron convocados concursos públicos internacionales destinados a vender los activos en unos casos, y concesionar los servicios en otros, transfiriéndolos todos a la actividad privada.

3. Marco Regulatorio Eléctrico

El Marco Regulatorio contiene las ideas centrales de la transformación del sector eléctrico y muestra claramente el modelo desarrollado: por una parte, la segmentación diferenciada de la Generación y, por la otra, el Transporte y la Distribución, también diferenciados. La Generación pasa a ser una actividad de interés general aunque afectada a un servicio público, que es la caracterización que la Ley reservó para los segmentos del Transporte y la Distribución, tal como se señalaba en la Introducción.

En la producción de energía - específicamente en la generación térmica - es donde se manifiesta la competencia a través de una pluralidad de ofertas que fue inducida y lograda. Un nuevo sistema de precios basado en los costos marginales procuró una operación más eficiente y mayor concurrencia de generadores.

En relación con la generación hidroeléctrica cabe destacar que el despacho de energía acumulada en forma de agua, requiere una cuidadosa regulación para optimizar el conjunto de los medios de producción, a través de un despacho hidrotérmico que concilia los distintos usos del agua con el aprovechamiento económico de la capacidad de embalsar.

El segmento del Transporte presenta una regulación más intensa porque razones tecnológicas, todavía no superadas, no facilitan la competencia y se relacionan con la economía de escalas.

El transporte de energía eléctrica se caracteriza por:

- a) concesión de un monopolio,
- b) acceso abierto a la red para posibilitar mayores transacciones,
- c) remuneraciones para operar y mantener los vínculos (peaje),
- d) régimen de sanciones para promover la calidad,
- e) señales que incentiven el interés de generadores y compradores para promover el incremento de la capacidad del transporte,

- f) prohibición al transportista de ser propietario mayoritario en los segmentos de generación y distribución, y
- g) limitación del transportista a percibir solamente el peaje que corresponde, ya que no puede comprar ni vender energía.

El segmento de la Distribución, es la base más amplia de la pirámide dado que sustenta todo el sistema al constituirse en responsable del suministro eléctrico a los usuarios finales.

La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión. Como contraparte está obligada a abastecer la totalidad de la demanda que le sea requerida y, naturalmente, tiene el derecho de percibir la tarifa fijada por el servicio efectivamente suministrado.

Este nuevo modelo eléctrico instalado en el país liberó al Estado de la gestión empresarial teniendo ahora la iniciativa privada a su cargo tanto la Generación como el Transporte y la Distribución de energía eléctrica. En el caso de la Distribución falta cumplir una última etapa privatizadora en las redes provinciales, pero gradualmente el sistema cubre los espacios faltantes.

Al momento de cumplir con los objetivos encomendados por la Ley, el Regulador debe procurar que el público comprenda cuáles son esos objetivos, cuáles las responsabilidades asumidas y cuáles los instrumentos que la Ley le ha dado, así como el alcance de los mismos.

3.1. Rasgos Destacados Del Nuevo Ordenamiento Eléctrico

Sintetizando los conceptos anteriores, los lineamientos principales de la reforma en la estructura del sector, quedan expresados de la siguiente manera:

- a) Se procede a la desintegración vertical de la actividad eléctrica, que queda conformada por tres segmentos diferenciados: Generación, Transporte y Distribución.
- b) Se declara a la Generación como servicio de «interés general», en tanto los restantes conservan los atributos de «servicio público», considerándose que la Generación puede operar en un mercado de competencia. Se establecen las bases para el funcionamiento del mercado mayorista eléctrico, en el cual se efectuarán operaciones de compraventa de energía en función del costo marginal de corto plazo. Dada esta característica de funcionamiento del mercado, la regulación sobre el segmento de Generación es más atenuada.

- c) Se considera que el Transporte y la Distribución operarán sobre mercados cautivos, dadas sus características técnicas. Estas operaciones, por lo tanto, deberán estar sujetas a regulación, lo que supone, entre otros aspectos, el control de los precios y la calidad de los servicios, además de la prevención de prácticas monopólicas o de abuso de posición dominante en el mercado. En lo que se refiere a las redes, tanto de Transporte como de Distribución, rige el sistema de «open access», es decir que cualquiera puede hacer uso de las mismas sin restricciones ni oposición por parte del titular, pagando los costos preestablecidos de peaje, excepto que hubiera restricción acreditada en la capacidad de transporte. Para que terceros puedan utilizar este sistema existe un mínimo de potencia demandada, que actualmente está fijada en 1MW.
- d) Se estima que es en la Distribución donde reside la base de sustentación del sistema. En efecto, por un lado, las empresas distribuidoras están obligadas a proporcionar el servicio a todos aquellos usuarios que lo soliciten dentro del área geográfica de la concesión, o sea donde el mercado es cautivo. Pero también es la única responsable por la prestación del servicio, lo que significa que es el distribuidor quien tiene que velar porque exista suficiente oferta de energía y que la misma no se vea afectada por falta de generación o por dificultades en el transporte. Es el distribuidor el que tiene que realizar cuidadosos análisis y proyecciones de demanda futura y en base a ellos, asegurarse que existirá energía suficiente para abastecer a sus clientes¹.
- e) Cabe señalar que la Ley y las normas complementarias establecen una serie de restricciones para evitar acciones monopólicas en el caso de la Generación (límite del 10% del total en manos de una empresa) así como en el hecho de que los transportistas no pueden comprar ni vender energía y no pueden ser propietarios del paquete mayoritario de Generación o Distribución.

3.2. La Jurisdicción del E.N.R.E.

Como se ha señalado, el nuevo ordenamiento eléctrico argentino tiene un documento fundacional del más alto orden institucional, que es una Ley del Congreso, la N° 24.065, cuyo Artículo 54 crea el E.N.R.E. Ahora bien, conviene recordar que nuestro país es una república federal y que al momento de sancionar las leyes este federalismo se expresa a través de un sistema bicameral, donde la Cámara de Diputados representa al pueblo de la República y la de Senadores a las Provincias, de manera que debe entenderse que una Ley votada por ambas Cámaras expresa cabalmente la voluntad política de la Nación.

Es interesante destacar que del contenido de la Ley N° 24.065 y del cumplimiento de las facultades y obligaciones que se acuerdan al E.N.R.E., no surge relación

¹ Lo dicho es válido para las empresas distribuidoras que se hicieron cargo del servicio que prestaba SEGBA S.A.

alguna de dependencia con el resto de la administración pública en todos sus niveles.

Se puede afirmar entonces que el Directorio del E.N.R.E. goza de autonomía -dándole a esta palabra un sentido político y no jurídico para el desempeño de sus funciones. «autonomía erga omnes», es decir, no sólo respecto de esa escala jerárquica sino, obviamente de todo otro interés, por legítimo que sea. Esa autonomía ha sido querida por la propia norma legal que la afianzó a través de dos procedimientos: a) la selección de sus miembros por un sistema que la Ley establece, y b) su designación y remoción, previa audiencia del Congreso. El sentido de esta disposición de la Ley, fue indudablemente otorgarle estabilidad e independencia dentro de la administración pública, a los miembros de su Directorio, dándole al mismo tiempo una suerte de garantía a los usuarios y a los actores del sistema y permitiendo al Congreso un control sobre la actuación del E.N.R.E..

La Ley ha otorgado al E.N.R.E. algunas facultades, entre otras, la delegación del ejercicio de la policía del servicio eléctrico en jurisdicción nacional y, aunque mucho se ha debatido acerca del poder de policía en los servicios públicos y sus verdaderos alcances, nadie ha cuestionado la existencia real de esta facultad del Estado que le es inherente e indelegable. Por otra parte, también resulta innegable que el ejercicio del poder de policía del servicio eléctrico es la atribución básica y general que la Ley N° 24.065 hace al Ente Regulador.

Las atribuciones que caracterizan el poder regulatorio, llamado también facultad regulatoria son:

- a) establecer las reglas generales y particulares de los servicios,
- b) resolver los conflictos entre los participantes del sistema eléctrico, con jurisdicción previa y obligatoria cuando se trata de los actores del mercado, y facultativa para los usuarios,
- c) vigilar, fiscalizar y controlar la adecuada prestación de los servicios pudiendo imponer las sanciones que prevé la Ley,
- d) fijar las tarifas si correspondiere y controlar su correcta aplicación,
- e) promover la instalación de los particulares en la industria eléctrica, a cuyo fin le asigna la facultad de observar el cumplimiento de las reglas de la competencia establecidas por la Ley, y prevenir las conductas de abuso de una posición dominante en el mercado,
- f) conceder autorizaciones, vinculadas al establecimiento de particulares en el negocio eléctrico y
- g) vigilar, en general, el desempeño del sistema con el fin de resguardar su desarrollo armónico, acudiendo, con las medidas que le faculta la Ley, para restablecer los equilibrios necesarios.

Cabe señalar la importancia de lo expresado en el punto g), porque se corresponde casi puntualmente con el último párrafo del Artículo 2º del Capítulo II - Política General y Agentes - de la Ley N° 24.065, que es útil transcribir: «El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Art. 54 de la presente Ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajusta a los mismos».

No debe olvidarse que la Ley establece las exigencias del debido proceso a toda resolución del E.N.R.E. que importe sanciones para los actores del sistema. También establece el resguardo que contienen las previsiones que aseguran los recursos en sede administrativa, y la apelación a la Justicia de todas las decisiones tomadas por el E.N.R.E.

Lo dicho resulta pertinente atendiendo a texto del Artículo 98 de la Ley N° 24.065 que dice: «Sin perjuicio de la aplicación según su régimen propio, de las normas de naturaleza federal contenidas en la presente Ley, invítase a las provincias a adherir al régimen de la presente Ley». Debe recordarse que la plena vigencia del sistema democrático impone que esa adhesión debe legitimarse a través del pronunciamiento de las respectivas legislaturas, conforme lo establecen las constituciones provinciales. Cabe señalar que, al momento de redactarse el presente Informe y habiendo transcurrido casi tres años de la promulgación del Marco Regulatorio, no se ha completado aún la adhesión institucional de todas las provincias al nuevo ordenamiento eléctrico, lo que provoca un estado de transitoriedad para resolver los problemas jurisdiccionales del E.N.R.E.

Sin embargo, se pueden adelantar algunos criterios decisorios al momento de encarar el tema. En principio, se debe recordar nuevamente el Artículo 2º de la Ley N° 24.065 que define los objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad y que, luego de enumerarlos, dice que el E.N.R.E. deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

La voluntad del Legislador ha sido explícita y no admite dudas: definidos los grandes objetivos, crea una institución, el E.N.R.E., y le encomienda asegurar el cumplimiento de esos fines. No puede discutirse entonces la jurisdicción del E.N.R.E. para tratar la prevalencia y la implementación de cualquiera y de todos los objetivos de la política nacional eléctrica.

La jurisdicción que tiene el E.N.R.E. es plena en el mercado eléctrico, entendida tanto como poder o autoridad, o como incumbencia, competencia, idoneidad o atribución legítima para el conocimiento de un problema determinado.

Mientras se siguen dando los problemas prácticos que derivan de la parcial y gradual adhesión que las provincias vienen prestando al nuevo ordenamiento eléctrico nacional, conviene retener, sin embargo, lo expresado en el sentido de

que la Jurisdicción del E.N.R.E. se corresponde plenamente con la del Mercado Eléctrico Nacional en cuanto al cumplimiento de los fines y objetivos enunciados por la Ley N° 24.065.

No se puede concebir que el Legislador haya negado al E.N.R.E. jurisdicción para cumplir y hacer cumplir los objetivos cuya preservación le ha encomendado, porque la jurisdicción que corresponde al E.N.R.E. es principalmente funcional, no territorial, y es de carácter práctico, lo que importa un valor agregado a situaciones que son de su competencia. Cuando se habla de la jurisdicción del E.N.R.E. se está pensando en una intervención necesaria a los efectos de remover un obstáculo que impide o dificulta alguno de los objetivos perseguidos por la Ley, o en una intervención destinada a permitir o facilitar el cumplimiento de ese objetivo. Por último, hay que distinguir qué jurisdicción corresponde ejercer en los mercados competitivos (generación térmica, ampliación del transporte y suministros) y en los mercados regulados (distribución y operación del transporte).

4. Los Contratos de Concesión

Conjuntamente con el Marco Regulatorio, los Contratos de Concesión constituyen el cuerpo normativo referencial del mercado eléctrico minorista .

Las privatizaciones de las unidades de negocios, correspondientes al área de distribución en que fue subdividida SEGBA, se efectuaron a través de Concursos Públicos Internacionales. Se vendieron así el 51% del paquete accionario de las empresas EDENOR S.A., y EDESUR S.A. (transferidas el 1° de setiembre de 1992) y por último de EDELAP S.A. (transferida el 22 de diciembre del mismo año). Luego, el Estado privatizó el paquete accionario mayoritario de cada una de estas empresas y transfirió su gestión a manos de particulares. Esta gestión privada, eje central de la política del sector, mantiene empero en el ámbito público, el carácter de los contratos de los servicios concesionados, que contienen las cláusulas que regulan los respectivos derechos y obligaciones. Las Empresas suscribieron los Contratos de Concesión de los que gozaban las unidades de negocios transferidas.

Debe recordarse que la concesión fija las características con que se han privatizado los servicios de transporte, de distribución y de generación hidroeléctrica. La concesión es un contrato de derecho público que se rige por el derecho administrativo y está sujeta a la jurisdicción contencioso-administrativa. La doctrina coincide plenamente -y es necesario enfatizarlo- en que si un servicio público es prestado por un concesionario privado, el Estado debe intensificar el control y la fiscalización del mismo. Se ha llegado a decir que es función de los Entes Reguladores asegurar que los servicios esenciales privatizados sigan siendo servicios públicos.

El plazo de vigencia del contrato equivale al plazo de la concesión: 95 años y se otorga con exclusividad zonal. El plazo de concesión se divide en períodos de gestión, el primero de los cuales se extiende por 15 años, y los siguientes por 10 años; seis meses antes del vencimiento del período de gestión en curso, el E.N.R.E. llama a Concurso Público Internacional para la venta del paquete mayoritario de la empresa concesionaria de que se trate, estableciendo el régimen y cuadro tarifario que regirá en los próximos 5 años. El titular del paquete mayoritario licitado tendrá derecho a presentar, bajo sobre cerrado, el precio en que lo valúa, y de ser el más alto continuará con el mismo sin necesidad de pago alguno.

Cabe señalar que se ha establecido un procedimiento especial destinado al pago de los activos afectados a la prestación del servicio, al momento del cese de la concesión, cualquiera sea la causa. Mediante un concurso público se pone en venta la totalidad de las acciones de una nueva sociedad, a la que le serán transferidos los activos mencionados, percibiendo la hasta entonces distribuidora, el importe que se obtenga por dicha venta.

El contrato establece un régimen societario que obliga al operador a mantener, por lo menos durante cinco años, una participación del 20% en el capital accionario. Por otra parte, se establece que es de exclusiva responsabilidad de la distribuidora la realización de las inversiones que resulten necesarias para asegurar la prestación del servicio público conforme al nivel de calidad exigido. En cuanto al uso de dominio público y a las servidumbres y otras restricciones, se establecen los derechos que corresponden a la prestación de un servicio público. Igualmente con respecto al uso de la vía pública, esto con arreglo a la normativa vigente.

Las responsabilidades y obligaciones de la Distribuidora Concesionaria así como las del Estado Concedente, están minuciosamente establecidas en el Contrato que contiene los siguientes Subanexos:

- a) Subanexo 1. Régimen tarifario; Cuadro Tarifario.
- b) Subanexo 2. Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario.
- c) Subanexo 3. Cuadro Tarifario Inicial.
- d) Subanexo 4. Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones.

Como documento igualmente importante y definitorio en las relaciones entre las Concesionarias y los usuarios finales, debe señalarse el Reglamento de Suministro (Ver Anexo I) que, al igual que los subanexos mencionados, es materia de frecuentes citas en este Informe.

Cabe señalar que tal como se expresara, en los Contratos de Concesión están contenidas con toda precisión y detalle las normas que fijan la calidad del servicio

y el control que, a los efectos de su vigencia, ejercerá el E.N.R.E.. El cumplimiento de las especificaciones contractuales por las partes, es la garantía del cumplimiento del sistema que está concebido como un todo armónico. El incumplimiento de esas obligaciones no sólo significa un apartamiento de la normatividad vigente, sino que atenta contra la finalidad misma del ordenamiento del sector. Por eso el E.N.R.E. está obligado a hacer cumplir los contratos como garantía del funcionamiento del sistema.

Capítulo 2

DESCRIPCION DEL NUEVO MERCADO ELECTRICO

Capítulo 2

DESCRIPCION DEL NUEVO MERCADO ELECTRICO

1. Los Nuevos Protagonistas

Como se señalara, la privatización del sector eléctrico se inició con aquellas actividades que correspondían a SEGBA S.A. Dado que comprenden la distribución de energía en el área de la Capital Federal y Gran Buenos Aires y por ser ésta la actividad más directamente vinculada a un gran número de personas - más de cuatro millones de clientes en la actualidad - este tramo del proceso de privatización aparece como el más visible.

En forma correlativa, el avance de la transformación del Estado en el sector eléctrico resulta menos evidente si se trata de las actividades hasta ahora a cargo de Agua y Energía Eléctrica Sociedad Del Estado, o de HIDRONOR S.A. Resulta importante, en tal sentido, exponer comparativamente la situación actual en que se encuentra el proceso de privatización, partiendo de las áreas de actividad que originalmente correspondieron a las tres empresas mencionadas.

Los Cuadros 5 a 8 ilustran sobre las unidades de negocio que, tanto en el campo de la generación, como en el del transporte, surgieron de Agua y Energía y de Hidronor.

Esta última empresa aportó el parcial más importante en cuanto a potencia de generación privatizada, con 4170 MW (4 empresas), en tanto las distintas centrales de Agua y Energía Eléctrica S.E. que pasaron a manos privadas suman un total de 3309 MW (12 empresas).

En cuanto al transporte de energía eléctrica (ver Cuadro 8), la decisión de diferenciar la actividad en alta tensión del transporte por distribución troncal, condujo a la conformación de seis unidades de negocio.

Es destacable el elevado número de inversores que participaron del proceso de privatización. Como surge del Cuadro 1, además, el número de accionistas originales se vio incrementado con el ingreso de nuevos capitales. Esto se dio en varios casos a través de la transferencia de acciones a fondos de inversión de origen externo.

En total participan actualmente de la tenencia de acciones de las distintas unidades de negocio más de ochenta diferentes inversores, que en muchos casos -y dentro de los márgenes permitidos por el marco regulatorio- han aportado capital en las distintas etapas de la actividad eléctrica.

2. Formas Societarias

Como se aprecia en el Cuadro 1, más de la mitad de las unidades de negocio son propiedad - por el respectivo porcentaje privatizado - de una «sociedad de inversión», figura contemplada en los pliegos como alternativa a la tenencia

directa de acciones por los distintos accionistas.

La diferencia entre una y otra forma de tenencia accionaria está referida principalmente a los requisitos que, durante los primeros cinco años, deben cumplirse para poder introducir modificaciones en la propiedad de las acciones.

Los porcentajes transferidos en cada caso a manos privadas se consignan en el Cuadro 2. Salvo los casos de las centrales Costanera, Puerto y Güemes, en que se determinó que las acciones clase A representarían el 60% del capital, en las demás unidades de negocio, tanto de generación como de distribución y de transporte, la clase A representó el 51% de las acciones, excepto Dock Sud, el 90%. Además de esos porcentajes, la privatización abarcó -en algunos casos- a acciones de la clase B. En otros, las acciones B se reservaron, quedando en poder del Estado Nacional hasta una segunda etapa en que serán lanzadas al mercado a través de su cotización en bolsa.

Las acciones clase C, que salvo en las unidades surgidas de HIDRONOR y la Central San Nicolás representan el 10%, corresponden al Programa de Propiedad Participada destinado a los trabajadores de las empresas y también está previsto que puedan cotizar en bolsa en una etapa más avanzada.

3. Los Ingresos Derivados de la Privatización

La magnitud de los ingresos generados por las privatizaciones eléctricas se aprecia en varios de los Cuadros ya citados. En particular, el Cuadro 4 muestra los valores de las ofertas para cada etapa de la actividad eléctrica, distinguiendo por empresa de origen. Cabe aclarar que se trata de los montos en efectivo y en títulos de la deuda; y que las cifras consignadas en cada caso no incluyen otros aportes comprometidos por los adjudicatarios, como ser los relativos a pasivos asumidos.

Se aprecia que casi el 50% de los ingresos totales (U\$S 2663 millones) corresponde a las unidades de generación, dentro de las cuales las de HIDRONOR representan un 57%. El área de distribución de SEGBA aportó ingresos por u\$s 1077,9 millones, un 40%; en tanto los ingresos restantes -por algo más del 10%- provinieron de la privatización de las instalaciones de transporte y transformación de energía eléctrica.

Surge también que las siete unidades de negocio que aportaron los ingresos más altos en conjunto, U\$S 1986,0 millones, un 75% del total, corresponden al área de distribución de SEGBA -EDENOR, EDESUR y EDELAP-, a las centrales hidráulicas de mayor envergadura -PIEDRA DEL AGUILA, CHOCON y ALICURA- y a las instalaciones del transporte en alta tensión -TRANSENER S.A.

Los menores ingresos fueron los generados por las centrales térmicas NEA y LITORAL, lo que se corresponde con la potencia, el estado y antigüedad de las máquinas.

Cuadro 1 Mercado Eléctrico / Sector Privatizado*

Empresa	Sociedad de Inversión	Decreto de Adjudicación	Toma de Posesión	Cantidad de Accionistas ACTUAL ORIGINAL
DISTRIBUCIÓN				
EDENOR S.A.	Electricidad Argentina S.A. (E.A.S.A.)	1507/92	31/08/92	6 5
EDESUR S.A.	Distrelec Inversora S.A.	1507/92	31/08/92	6 5
EDELAP S.A.	Compañía de Inversiones en Electricidad S.A. (COINELEC)	2449/92	21/12/92	4 2
TRANSMISIÓN				
TRANSENER S.A.	Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. (CITELEC)	1501/93	17/07/93	8 7
TRANSPA S.A.	Trelpa S.A.	852/94	16/06/94	10 10
TRANSNOA S.A.	—	2741/93	26/01/94	4 4
TRANSNEA S.A.	—	(2)	(2)	4 4
DISTROCUYO S.A.	ELECTRIGAL	(2)	(2)	4 4
TRANSCOMAHUE	(Propiedad de EPEN y ERSE)	—	—	2 2
GENERACIÓN				
CENTRAL COSTANERA S.A.	—	839/92	29/05/92	7 6
CENTRAL PUERTO S.A.	—	504/92	31/03/92	3 2
C.T. ALTO VALLE S.A.	A.V.Holding S.A.	1559/92	26/08/92	2 2
C.T. SORRENTO S.A.	—	76/93	2/02/93	4 4
C.T. GÜEMES S.A.	Powerco S.A.	1793/92	30/09/92	5 5
CENTRAL DIQUE S.A.	Compañía de Inversiones en Electricidad S.A. (COINELEC)	***	16/06/93	4 4
C.T. SAN NICOLÁS S.A.	Inversora de San Nicolás S.A.	967/93	18/05/93	3 2
CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S.A.	—	1785/92	30/09/92	2 2
CENTRALES TÉRMICAS DEL NEA S.A.	—	968/93	19/05/93	1 1
CENTRALES TÉRMICAS DEL NOA S.A.	—	989/93	21/05/93	1 5
CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.	—	2426/93	9/12/93	3 3
CENTRALES TÉRMICAS DEL LITORAL S.A.	—	997/94	—	2 2
CENTRAL DOCK SUD S.A.	—	1785/92	30/09/92	2 1
HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.	HIDROINVEST S.A.	1661/93	11/08/93	8 4
HIDROELÉCTRICA CERROS COLORADOS S.A.	PATAGONIA HOLDING S.A.	1661/93	11/08/93	2 2
HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A.	SEI y Asociados de Argentina S.A.	1661/93	11/08/93	4 4
HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA S.A.	HIDRONEUQUÉN S.A.	2665/93	29/12/93	8 5
HIDROELÉCTRICA NIHUELES S.A.	Inversora NIHUELES S.A.	729/94 (1)	1/06/94	4 4
HIDROELÉCTRICA AMEGHINO S.A.	Hidroeléctrica del Sur S.A.	(2)	(2)	9 9
HIDROELÉCTRICA DIAMANTE S.A.	Inversora DIAMANTE S.A.	1694/94	—	3 3
CENTRALES TERMICAS MENDOZA S.A.	Consorcio Cuyana de Inver. S.A.	1852/94	—	2 2
TOTAL DE EMPRESAS QUE PARTICIPAN DE LA PROPIEDAD DE LAS ACCIONES EN LAS UNIDADES DE NEGOCIO**				84

(1) Decreto de la Provincia de Mendoza

(2) Preadjudicado

* En jurisdicción del ENRE

** Habiendo empresas que participan en más de una unidad de negocio y empresas diferentes pero vinculadas a un mismo grupo empresario, los totales no coinciden con la sumatoria de los parciales por unidad de negocio.

*** Escisión de EDELAP S.A.

Cuadro 2
Mercado Eléctrico - Sector Privatizado*

EMPRESA		% Acciones Privatizadas		Acciones Propiedad Participada	
		A	B	Estado B	C
DISTRIBUCIÓN		Número de Clientes			
EDENOR S.A.	1878000	51	0	39	10
EDESUR S.A.	1838000	51	0	39	10
EDELAP S.A.	238333	51	0	39	10
TRANSMISIÓN		Líneas KM.			
TRANSENER S.A.	7453	51	14	25	10
TRANSPA S.A.	2214	51	0	39	10
TRANSNOA S.A.	2300	51	39	0	10
TRANSNEA S.A.	815	51	0	39	10
DISTROCUYO S.A.	1335	51	0	39 (2)	10
TRANSCOMAHUE	854	(1)			
GENERACIÓN		Potencia MW			
CENTRAL COSTANERA S.A.	1260	60	0	30	10
CENTRAL PUERTO S.A.	1009	60	0	30	10
C.T. ALTO VALLE S.A.	95	51	39	0	10
C.T. SORRENTO S.A.	226	51	39	0	10
C.T. GÜEMES S.A.	245	60	0	30	10
CENTRAL DIQUE S.A.	152	51	0	39	10
C.T. SAN NICOLÁS S.A.	670	51	37	0	12
CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S.A.	92	51	39	0	10
CENTRALES TÉRMICAS DEL NEA S.A.	276	51	39	0	10
CENTRALES TÉRMICAS DEL NOA S.A.	292	51	39	0	10
CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.	282	51	0	39	10
CENTRALES TÉRMICAS DEL LITORAL S.A.	87	51	39	0	10
CENTRAL DOCK SUD S.A.	211	51	39	0	10
HIDROELÉCTRICA EL CHOCON S.A.	1320	51	8	39	2
HIDROELÉCTRICA CERROS COLORADOS S.A.	450	51	8	39	2
HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A.	1000	51	8	39	2
HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.	1400	51	8	39	2
HIDROELÉCTRICA NIHUILES S.A.	259	S/D	S/D	S/D	S/D
HIDROELÉCTRICA AMEGHINO S.A.	47	59	0	39	2
HIDROELÉCTRICA DIAMANTE S.A.	422	51	8	39	2
CENTRALES TERMICAS MENDOZA S.A.	408	51	0	39	10

* En Jurisdicción del ENRE

(1) Propiedad de EPEN y ERSE

(2) Se trata de Acciones B por el 25,5%, ofrecidas a la Pcia. de Mendoza y de Acciones D por el 13,5%, ofrecidas a la Provincia de San Juan

Cuadro 3
Mercado Eléctrico - Sector Privatizado *

EMPRESA	Valor Oferta Millones U\$S
DISTRIBUCIÓN	
EDENOR S.A.	427,9
EDESUR S.A.	511,0
EDELAP S.A.	139,0
TRANSMISIÓN	
TRANSENER S.A.	234,1
TRANSPA S.A.	20,8
TRANSNOA S.A.	8,6
TRANSNEA S.A.	3,0
DISTROCUYO S.A.	20,3
TRANSCOMAHUE	#
GENERACIÓN	
CENTRAL COSTANERA S.A.	90,1
CENTRAL PUERTO S.A.	92,2
C.T. ALTO VALLE S.A.	22,1
C.T. SORRENTO S.A.	8,8
C.T. GÜEMES S.A.	86,2
CENTRAL DIQUE S.A.	**
C.T. SAN NICOLÁS S.A.	66,1
CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S.A.	8,5
CENTRALES TÉRMICAS DEL NEA S.A.	0,4
CENTRALES TÉRMICAS DEL NOA S.A.	15,2
CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.	5,2
CENTRALES TÉRMICAS DEL LITORAL S.A.	0,05
CENTRAL DOCK SUD S.A.	25,0
HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.	223,9
HIDROELÉCTRICA CERROS COLORADOS S.A.	72,6
HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A.	178,0
HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.	272,1
HIDROELÉCTRICA NIHUILES S.A.	74,3 #
HIDROELÉCTRICA AMEGHINO S.A.	14,3
HIDROELÉCTRICA DLAMANTE S.A.	32,8
CENTRALES TERMICAS MENDOZA S.A.	10,1

* En Jurisdicción del ENRE

** Escisión de EDELAP S.A.

Adjudicado por la Provincia de Mendoza

Propiedad de EPEN y ERSE

Cuadro 4
Privatizaciones en el Sector Eléctrico a Octubre de 1994

A R E A	GENERACIÓN		TRANSPORTE						DISTRIBUCIÓN		
	Potencia MW	Ingreso Total U\$S Mill.	500 kV KM	220 kV KM	132 kV KM	66k V KM	33kV KM	Ingreso Total U\$S Mill.	Usuarios Miles	Ventas GWh	Ingreso Total U\$S Mill.
SEGBA DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	3954	13452	1077,9
SEGBA GENERACIÓN	2682	215,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AyEE GENERACIÓN	3309	335,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HIDRONOR GENERACIÓN	4170	746,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HIDRONOR, AyEE Y SEGBA TRANSPORTE ALTA TENSIÓN	-	-	6885	586	-	-	-	234,1	-	-	-
AyEEE HIDRONOR DISTRITO	-	-	-	664	1100	5633	6	52,8	-	-	-
TOTALES	10161	1298,0	6885	1232	1100	5633	6	286,9	3954	13452	1077,9
TOTAL GENERAL DE INGRESOS (U\$S MILLONES)											2662,8

Cuadro 5
Privatización de SEGBA - G y D -

	Clientes miles -en 1991-	Área Km2	Venta ano 1991 GWh	Precio Pagado U\$S Mill.
DISTRIBUCIÓN	3954	13585	13452	1077,9
ORIGINÓ				
EDEENOR S.A.	1878	4521	6220	427,9
EDESUR S.A.	1838	3284	6400	511,0
EDELAP S.A.	238	5780	832	139,0
		POTENCIA MW		
GENERACIÓN	2682 *			215,8
ORIGINÓ				
C.PUERTO S.A.	1009			92,2
C.COSTANERA S.A.	1260			90,1
C.PEDRO DE MENDOZA S.A.	92			8,5
C.DOCK SUD S.A.	211			25,0
C.DIQUE S.A.	111			**
			TOTAL SEGBA	1293,7

* Antes de la privatización, 2544 MW.

** Escisión de EDELAP S.A.

Cuadro 6
Privatización de AyEE - G -

ORIGINÓ	Potencia MW	Precio Pagado U\$S Millones
<i>C.T. ALTO VALLE S.A.</i>	97	22,1
<i>C.T. GÜEMES S.A.</i>	245	86,2
<i>C.T. SORRENTO S.A.</i>	226	8,8
<i>C.T. SAN NICOLÁS S.A.</i>	650	66,1
<i>CENTRALES TÉRMICAS DEL NEA S.A.</i>	201	0,4
<i>CENTRALES TÉRMICAS DEL NOA S.A.</i>	275	15,2
<i>CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.</i>	254	5,2
<i>CENTRALES TÉRMICAS DEL LITORAL S.A.</i>	83	0,05
<i>HHIDROELECTRICA LOS NIHUILES S.A.</i>	259	74,3
<i>HIDROELECTRICA AMEGHINO S.A.</i>	47	14,3
<i>HHIDROELECTRICA DIAMANTE S.A.</i>	422	32,8
<i>CENTRALES TÉRMICAS MENDOZA S.A.</i>	408	10,1
TOTAL AyEE	3309	335,6

Cuadro 7
Privatización de Hidronor - G -

ORIGINÓ	Potencia MW	Precio Pagado U\$S Millones
<i>HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.</i>	1320	223,9
<i>HIDROELÉCTRICA CERROS COLORADOS S.A.</i>	450	72,6
<i>HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A.</i>	1000	178
<i>HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.</i>	1400	272,1
TOTAL HIDRONOR	4170	746,6

Cuadro 8
Privatización de HIDRONOR, AyEE y SEGBA - Transporte en Alta Tensión

ORIGINÓ	LÍNEAS	KM.	ESTACIONES TRANSFORMADORAS	PRECIO PAGADO U\$S Millones
TRANSENER S.A.	500 KV 220 KV	6885 568	27	234,1

Privatización de AyEE e HIDRONOR - Transporte por Distribución Troncal (1)

ORIGINÓ	LÍNEAS	KM.	ESTACIONES TRANSFORMADORAS	PRECIO PAGADO U\$S Millones
TRANSPA S.A.	330 KV 132 KV 33 Kv	1100 1108 6	16	20,8
TRANSNOA S.A.	132 KV	2300	36	8,7
TRANSNEA S.A.	220 KV 132 KV 33 Kv	30 676 109	9	3,0
DISTROCUYO S.A.	220 KV 132 KV 66 Kv	634 695 6	11	20,3
TRANSCOMAHUE	132 KV	854	14	#
TOTAL TRANSPORTE				286,9

(1) Incluye algunas líneas provinciales
 # Propiedad de Río Negro y Neuquén

Capítulo 3

DETERMINACION DE PRECIOS Y TARIFAS

Capítulo 3

DETERMINACION DE PRECIOS Y TARIFAS

1. El Desafío de la Regulación

Las actividades de regulación en la Argentina no acreditan experiencia en el pasado. La determinación de que sea el mercado quien oriente las decisiones en la mayoría de los servicios públicos, y en el eléctrico en particular, representa un profundo cambio cultural. Dentro del mismo, la actividad reguladora como custodio del sistema para que se conserven los atributos del mercado allí donde es conocido que existen dificultades para su pleno funcionamiento, significa un desafío que enfrentan los Entes Reguladores creados a ese efecto.

Si bien es cierto que no se tiene una larga experiencia en la materia, sí son conocidas las experiencias de otros países, especialmente la de los Estados Unidos, que acredita más de un siglo de regulación de servicios públicos, así como las más recientes del Reino Unido, o de países vecinos como Chile.

En definitiva, y más allá de las incógnitas que se plantean, la actividad reguladora en el sector eléctrico debe inscribirse dentro de la noción moderna del Estado: reducido en sus dimensiones; despojada de actividades que no puede desarrollar con eficiencia o para las cuales el sector privado tiene mejores aptitudes; concentrado en los temas esenciales que hacen al bienestar presente y futuro de la sociedad: educación, justicia, salud, seguridad, etc., y fuerte para defender adecuadamente los derechos de todos los habitantes.

2. La Regulación del Mercado Mayorista

A nivel mayorista el sector eléctrico ha sufrido una transformación fundamental en lo que hace a su organización institucional y reglas de funcionamiento. Esta transformación, en la que se desintegra verticalmente la industria e introduce competencia en donde esto es posible, constituye un aspecto del proceso de reestructuración del sector eléctrico, tanto o más importante que las privatizaciones en sí.

Debe destacarse el carácter institucional del cambio ya que los equipos de generación, transporte y distribución no fueron transformados para instrumentar este proceso. Como resultado, las nuevas reglas de juego estimulan renovados criterios en la ingeniería del proceso productivo, en la gestión empresarial y en las mayores exigencias planteadas por la competitividad introducida.

¿Cuál es el efecto que tiene entonces esta transformación sobre el funcionamiento del sector eléctrico? La respuesta es simple: la posibilidad de competencia. Competencia directa en generación, donde el despacho se basa en los costos y son los generadores más eficientes los que producen. Competencia en el suministro

para los grandes usuarios, quienes pueden contratar libremente sus compras de energía. Competencia en la construcción de ampliaciones del sistema de transporte, que deben ser solventadas por los beneficiarios y adjudicadas por concurso público y competencia resultante del control efectuado por el Estado para simular su existencia, allí donde el monopolio existe.

La realidad tecnológica de la industria eléctrica, sin embargo, impone ciertas restricciones a la posibilidad de extender la competencia al conjunto del sistema eléctrico. La necesidad de igualar oferta con demanda en forma instantánea y la imposibilidad de almacenamiento del fluido eléctrico, junto con el carácter de monopolio natural que revisten las actividades de transporte y distribución, han debido ser tenidas en cuenta al diseñar el nuevo ordenamiento.

La necesidad de igualar oferta con demanda en forma instantánea lleva a que se deba operar con un despacho centralizado que se determina en base a un conjunto conocido y acordado de reglas: dónde, quién y cuánto se generará en cada momento del tiempo. Se ha creado para esto un administrador del mercado mayorista, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima que es la responsable del Organismo Encargado del Despacho.

A continuación se presentan brevemente las particularidades que caracterizan a la generación y al transporte mientras que en la próxima sección se plantea la regulación en la etapa minorista.

2.1. Generación

Si se analiza la industria eléctrica desde la producción hasta el consumo, se ve que la primera de las etapas, la generación, se desenvuelve en condiciones de competencia. A fin de que la misma pueda desarrollarse plenamente en el mercado de la generación, la Ley prevé expresamente la libre entrada de nuevos participantes, sin condicionamientos en caso de los generadores térmicos, mientras que la de origen hidroeléctrico está sujeta a una concesión de explotación en los términos establecidos por la antigua Ley N° 15.336/60. Este requisito es razonable imponerlo porque la construcción de una Central Hidroeléctrica puede interferir con otros usos muy importantes del agua. De hecho, una característica que distingue a las Centrales Hidroeléctricas es que habitualmente, por la existencia de embalses, responden a facilitar otros usos del recurso hídrico además del energético, como lo son: el agua potable, el riego, la atenuación de las crecidas, etc.

Dadas las peculiaridades tecnológicas de la industria, comentadas más arriba, la

operación de las distintas unidades generadoras debe ser coordinada en forma centralizada. Entre otras razones, para asegurarse que en cada momento se esté haciendo el uso más conveniente del conjunto de medios de producción disponibles. En el nuevo ordenamiento del sistema eléctrico, esta tarea está a cargo del OED. El OED, como responsable técnico de la operación del sistema interconectado, es el encargado de aplicar las normas de despacho económico dictadas por la Secretaría de Energía en el marco del Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

Estas normas de despacho económico se basan fundamentalmente en un despacho ordenado de la generación en función de sus costos marginales de corto plazo, representados por el consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas y por el valor de sustitución del agua para las centrales hidráulicas, más la disposición de las reservas y las verificaciones de estabilidad de los sistemas.

Para optimizar el manejo de los embalses con capacidad de regulación estacional -El Chocón, Piedra del Águila y Cerros Colorados que son los que están en condiciones de afectar en forma significativa los precios estacionales del MEM-CAMMESA utiliza el modelo de computación OSCAR que contempla un horizonte de tres años. Con él calcula el valor del agua embalsada para cada semana, teniendo en cuenta la aleatoriedad de los aportes hidrológicos, los pronósticos de demanda y la disponibilidad del parque de generación y de combustibles. A partir de los valores del agua y adoptando como criterio de optimización la minimización del costo total (suma de los costos de operación y de falla), con el modelo de computación MARGO realiza el despacho hidrotérmico semanal respetando las restricciones de transmisión entre zonas eléctricas. Las ofertas de venta de energía de países interconectados, son tenidas en cuenta por el modelo MARGO como generación adicional con sus correspondientes precios, mientras que los requerimientos de exportación son incluidos como demanda adicional. Teniendo como referencia la programación estacional, CAMMESA realiza redespachos hidrotérmicos semanales en función de los desvíos que de la misma se observan, mientras que la operación diaria en tiempo real la realiza en base a la programación semanal y a las contingencias que ocurran.

Como resultado de la operación del sistema por parte de CAMMESA, se obtienen precios horarios de la electricidad, únicos en cada punto de entrega del Mercado Eléctrico Mayorista y se procede de la siguiente forma: para cada generador se calcula su precio en el mercado en base a su costo marginal y el costo de transporte entre su ubicación y el mercado representado por la diferencia de factores de nodo. Ordenando estos precios en el mercado en forma creciente, se despachan las máquinas necesarias a fin de cubrir la totalidad de la demanda en cada hora.

El precio de la última máquina -y por lo tanto la más cara- que entra en producción, es el precio spot de esa hora. Todos los generadores reciben el precio spot como pago por la energía generada en esa hora.

Los generadores son también remunerados por su disponibilidad para generar, aunque no sean llamados a producir. Este pago por potencia reconoce dos hechos: primero, como la demanda no se distribuye uniformemente en el tiempo sino que presenta picos diarios y estacionales, es necesario tener una capacidad al menos suficiente para cubrir el mayor de los picos y segundo, existe la necesidad, por razones de seguridad y confiabilidad, de tener una capacidad de generación mayor a la que se utiliza en cada momento del tiempo. La potencia de máquinas térmicas de base puestas a disposición, también es remunerada. Esta representa una clara señal para disponer equipamiento técnico de base (turbovapor o nuclear) capaz de cubrir el déficit de generación en años de baja hidraulicidad. Esta potencia se calcula como la media correspondiente a la energía anual con la que resultaría despachada la máquina en el año más seco de la historia.

Un tercer concepto que entra en la remuneración de los generadores, el sobrepago por riesgo de falla (SPRF), tiene que ver con las señales de largo plazo del mercado. Mientras que el precio spot reconoce sólo el equilibrio estático de corto plazo, mediante el SPRF se trata de enviar una señal sobre la necesidad, o no, de nuevas inversiones en generación. Este pago es una función de la probabilidad de que exista energía no suministrada y del costo que ésta representa para la sociedad. En la medida que las probabilidades de falla sean frecuentes, resultará rentable invertir en nueva generación en función de recibir este pago. Esta nueva inversión reduce el riesgo, y por lo tanto los pagos, hasta que se llegue a un equilibrio en el que, vía la desaparición del riesgo de falla, se reciba la señal de no invertir en nueva generación.

2.2. Transporte

La actividad de transporte de energía eléctrica, que ha sido caracterizada por la Ley N° 24.065 como servicio público, constituye desde el punto de vista técnico un monopolio natural. Dada esta situación, la concesión de este servicio contempla controles sobre los precios y la calidad de la prestación.

Las particularidades que asume el transporte de energía en el contexto argentino, han llevado al diseño de un régimen de remuneración que se basa exclusivamente en la retribución por la operación y mantenimiento de las redes existentes, previéndose que las ampliaciones de la red queden encuadradas en mecanismos ad-hoc.

Para las instalaciones existentes se establece un ingreso máximo a cobrar por el transportista que se mantiene constante en términos reales durante el primer período tarifario (5 años). Este ingreso máximo está compuesto por los siguientes conceptos: conexión, capacidad de transporte y energía eléctrica transportada. Los dos primeros se refieren a la operación y mantenimiento de los activos transferidos y son afectados por la aplicación de sanciones por indisponibilidad. El tercero se calcula en función de las pérdidas, los sobrecostos por restricciones e indisponibilidad y una tasa de fallas. Los cargos por capacidad de transporte pueden ser modificados por un cargo complementario para reunir el importe a abonar al transportista. El monto máximo a cobrar por el transportista se actualiza mediante índices de precios externos y según los cambios operados en las condiciones de operación del sistema. La actualización puede incluir un incentivo a la eficiencia, que transfiera los beneficios al usuario.

Desde el traspaso del servicio de transporte de energía eléctrica al sector privado, las tarifas de TRANSENER han sido ajustadas en dos oportunidades, mientras que las de las Distros han sido en una, en función del ajuste por índices de precios previsto en el Contrato de Concesión.

En el caso de todas las empresas de transporte el índice de ajuste se basa en un promedio ponderado de los precios mayoristas (67%) y minoristas (33%) de los Estados Unidos. La base del índice corresponde al mes de octubre de 1992 para TRANSENER y marzo de 1993 para los Distros.

Empresa	Período Base MesBase	Ajustes	
		Sep1993	Mar1994
<i>Transener</i>	<i>Oct. 1992</i>	<i>0,55%</i>	<i>1,63%</i>
<i>Distro</i>	<i>Mar. 1993</i>	<i>-nc-</i>	<i>1,04%</i>

Las indisponibilidades de los equipos del transportista dan lugar a la aplicación de sanciones establecidas en el Contrato de Concesión, las que afectan su ingreso. El Régimen de Calidad de Servicio establece las pautas para el cálculo de las penalizaciones, teniéndose en cuenta:

- La duración de la indisponibilidad.
- El número de salidas.
- Los sobrecostos que produce al sistema eléctrico (clase)
- El tipo de salida (forzada o programada).

Cabe señalar que se define como Programada, al tipo de salida que se realiza para el mantenimiento y que es aprobada por CAMMESA. Estas sanciones son de aplicación gradual desde la toma de posesión, mediante el uso de un coeficiente de aplicación, que es:

0	Durante los primeros 6 meses.
1/3	Desde los 6 meses a los 12 meses
2/3	Desde los 12 meses a los 18 meses
1	Después de los 18 meses.

El monto de las sanciones a las que, por todo concepto, se hiciera pasible La Concesionaria, no podrá superar el 50% de su ingreso mensual.

2.2.1. Ampliaciones de la Red de Transporte

Dada la realidad geográfica del país, en la que los centros de consumo se encuentran alejados de las fuentes de energía, ya sea ésta hídrica o gasífera, la expansión de la red de transporte tiene un tratamiento diferenciado respecto de las instalaciones existentes. Para la construcción de nuevas líneas o la ampliación de las existentes, la tarifa debe reconocer una tasa de rentabilidad razonable (Artículos 40 y 41 Ley N° 24.065) mientras que, como ya se señaló, a las instalaciones existentes sólo se les reconoce una retribución por operación y mantenimiento.

Existen diversas modalidades para la ampliación de la capacidad de transporte, estando todas ellas basadas en el principio de que ésta debe ser solventada por los beneficiarios de la misma. Una forma de ampliación es el acuerdo entre partes. En este mecanismo, uno o más usuarios pactan con un transportista la construcción de una ampliación quedando a su exclusivo cargo el pago de la misma. Este pago toma durante el período de amortización, típicamente 10 años, la forma de un canon mensual que incluye los costos de operación, mantenimiento y amortización de la inversión. A partir de la finalización de este período, la nueva instalación pasa a tener la misma remuneración que las líneas existentes.

Una segunda alternativa de ampliación es el concurso público. Este mecanismo permite a un conjunto de usuarios solicitar la ampliación de las instalaciones de transporte y hacer que su costo sea compartido por la totalidad de los beneficiarios de la misma. El pedido tiene que ser hecho por al menos el 30% de los potenciales beneficiarios. Estos deben solicitar al transportista la realización de la obra, acompañando una propuesta que incluya el canon anual y el período de amortización de la misma. El pedido debe ser elevado al E.N.R.E. que realizará una Audiencia Pública a fin de extender el certificado de necesidad y conveniencia pública. En dicha Audiencia, cualquier conjunto de por lo menos 30% de los potenciales beneficiarios de la ampliación, tiene derecho a vetar el pedido.

De ser aprobado, una vez otorgado el certificado de necesidad y conveniencia pública, se procede a llamar a una licitación pública para la realización de la ampliación. De no presentarse ninguna oferta con un canon inferior al propuesto

originalmente, la obra es adjudicada al oferente inicial. Si éste no mantuviera las condiciones ofrecidas en la propuesta inicial, se procede a cancelar el certificado de necesidad y conveniencia pública.

A fin de evitar la monopolización del transporte y la distribución, se han establecido restricciones a la propiedad de una empresa de transporte por parte de otro transportista o distribuidora. Por ello, sólo mediante la expresa autorización del E.N.R.E., dos o más transportistas, o dos o más distribuidores, podrán consolidarse con un mismo grupo empresario, o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente. (Artículo 32 de la Ley N° 24.065).

Durante el primer año de funcionamiento del E.N.R.E. se presentó un pedido en términos de este artículo, en el cual la empresa TRANSENER solicitaba autorización para la compra del paquete accionario controlante de TRANSNOA.

3. La Regulación del Mercado Minorista

El actual modelo de Reforma del Estado reconoce como principal derecho de los usuarios la libertad de elegir. Es decir que, en las situaciones en que sea posible, se debe dejar que los mecanismos de mercado rijan las relaciones económicas. El entendimiento es que la libre competencia resulta en una mejor asignación de recursos y una maximización del bienestar general. El Estado debe, sin embargo, reservar para sí la defensa de los usuarios y/o consumidores en aquellos casos en que, por razones de cualquier índole, esta competencia se vea impedida.

Los servicios públicos en general y las concesiones de transporte y distribución eléctrica en particular, constituyen, por razones fundamentalmente tecnológicas, monopolios naturales o, más precisamente, desarrollan su actividad en mercados cautivos. Por ello, su búsqueda de beneficios debe ser limitada por regulación. Esto se debe en gran medida a la asimetría de las relaciones entre empresa y usuario. Los usuarios, al no tener la libertad de elegir a quién le compran, se encuentran en una posición de desventaja relativa y por ello es necesario que sus derechos sean claramente reconocidos y protegidos. Los derechos de los usuarios por lo tanto, constituyen una preocupación central del Marco Regulatorio Eléctrico que establece su adecuada protección como el primero de los objetivos de la política nacional eléctrica.

3.1. Los principales intereses de los usuarios ante una situación de monopolio

3.1.1. El precio

La competencia en los mercados induce un precio más bajo y una mayor producción que en los casos de monopolio. En lo que respecta a precios, un monopolista tiene dos facultades que deben ser limitadas por la regulación: por un lado puede fijar su precio por encima de sus costos marginales obteniendo así una renta monopólica. En el sistema argentino esta posibilidad se ve limitada por el control tarifario que realiza el E.N.R.E. según lo establecido en los Artículos 40 y siguientes de la Ley N° 24.065. Por otro lado, el monopolista puede discriminar precios cobrando más a quien está dispuesto a pagar más maximizando así su renta. Esta discriminación también está prohibida por el Artículo 23 de la legislación.

Este interés del usuario en el precio es reconocido por las empresas en el Contrato de Concesión y por lo tanto explícitamente aceptado por los concesionarios ya que en cada revisión tarifaria², el Artículo 32 establece: "Partiendo de una propuesta de la Distribuidora, LA AUTORIDAD de APLICACIÓN, a los efectos de proceder a la revisión tarifaria deberá:

- a) contratar los servicios de un grupo consultor de reconocida experiencia en el Sector Eléctrico, que deberá efectuar una propuesta tarifaria alternativa siguiendo idénticos lineamientos que los definidos para LA DISTRIBUIDORA y
- b) analizar ambas propuestas y establecer en función de su resultado, compatibilizando el interés de LA DISTRIBUIDORA y de sus USUARIOS, el Régimen Tarifario y el Procedimiento para determinar los Cuadros Tarifarios que estarán vigentes en el siguiente período de CINCO (5) AÑOS."

Dadas las peculiaridades tecnológicas del mercado eléctrico - largo tiempo de maduración de las inversiones, necesidad de interconexión, imposibilidad de almacenar energía, necesidad de igualar demanda y oferta en forma constante, etc.- los intereses de los usuarios en materia tarifaria no pueden ser evaluados sin tener en cuenta la debida expansión de la capacidad de transporte y generación. Esto implica que, en cierta medida, se deben tener en cuenta los derechos de los usuarios futuros del sistema.

3.1.2. La calidad

Dado que carece de la capacidad de elegir a quién le compra, el usuario debe tener protección contra la calidad insatisfactoria del producto y/o servicio que le

es vendido por el concesionario. Las bajas en calidad pueden estar asociadas a dos hechos particulares. Primero, el control de precios puede inducir una baja en la calidad como forma de disminuir los costos aumentando así los beneficios. Segundo, la falta de competencia induce muchas veces a una cierta relajación del funcionamiento de las empresas, que produce un servicio totalmente inadecuado. (Este fue el caso de algunas de las empresas públicas en Argentina). Este comportamiento no es particular de las empresas estatales sino que está asociado al carácter monopólico de las mismas, independientemente de quién sea su dueño y/o su operador. Por ello, al reestructurar y privatizar las empresas del Estado, se hace necesario fijar normas de calidad mínimas que los concesionarios deben alcanzar.

La calidad que se exige a las prestadoras no puede ser determinada en forma aislada e independientemente de los costos que ésta implica. La excelencia técnica sin reparar en los costos, también es una forma de desatender los derechos de los usuarios. En el caso del sector eléctrico las normas de calidad abarcan el producto, el servicio técnico y el servicio comercial, temas que se desarrollan en el próximo Capítulo.

4. Tarifas

El cuadro tarifario contenido en los Contratos de Concesión de las empresas distribuidoras de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires, contempla tres tipos de tarifas: pequeñas, medianas y grandes demandas, las que a su vez se dividen por modalidad de consumo, tal como se muestra en el Cuadro 1.

Cuadro 1
Estructura del Cuadro Tarifario

T1 Pequeñas Demandas	<i>Residenciales</i>	R1	< 300 <i>kWh</i>
		R2	> 300 <i>kWh</i>
	<i>Generales</i>	G1	< 1600 <i>kWh</i>
	1600 <	G2	< 4000 <i>kWh</i>
	4000 <	G3	<10000 <i>kWh</i>
	<i>Alumbrado Público</i>		
T2 Medianas Demandas			
T3 Grandes Demandas	<i>Alta Tensión</i>	AT	
	<i>Media Tensión</i>	MT	
	<i>Baja Tensión</i>	BT	

La tarifa 1 general se aplicará a todos los usuarios de pequeñas demandas que no queden encuadrados en la tarifa residencial, aplicándose ésta a casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las instalaciones de uso colectivo que sirvan a dos o más viviendas. También están incluidas en esta categoría las oficinas u otros locales de carácter profesional que formen parte de la vivienda que habite el usuario y las viviendas cuyos ocupantes desarrollen trabajos en domicilio, siempre que en ellas no se atienda al público y que la potencia de los artefactos afectados a la actividad no excedan de 0,5 kW cada uno y de 3 kW en conjunto.

Las tarifas 2 y 3 se definen en forma directa en base al consumo del usuario. Para estas dos tarifas en las que se acuerda una «capacidad de suministro» entre el usuario y el distribuidor, existen penalidades para el usuario en caso de que éste supere la potencia convenida. También se prevé el derecho de la concesionaria a cobrar un recargo a los usuarios que no cumplan con el límite del factor de potencia inductivo (coseno fi) de 0,85 fijado en el Contrato de Concesión.

Las tarifas a unidades finales tienen dos componentes: uno proviene de los precios del mercado mayorista y el otro representa los costos propios de distribución. Los precios del mercado mayorista a su vez, tienen dos mecanismos de actualización que tienen origen en la programación estacional y en los que resultan de la aplicación de los contratos que se actualizan anualmente. Los costos propios de distribución se actualizan en forma semestral en línea con los precios combinados en los Estados Unidos. Estos dos conjuntos de variables se ven afectados por constantes que miden las pérdidas reconocidas y la participación de su cargo en cada categoría de consumo.

Los Contratos de Concesión contemplan los valores iniciales para cada una de las categorías tarifarias y las fórmulas y metodologías de ajuste de las mismas, siendo responsabilidad del E.N.R.E. la aprobación de los cuadros tarifarios. La tarifa de cada categoría se compone de dos términos aditivos: la compra de energía y potencia en el mercado mayorista por un lado y los costos propios de distribución, por el otro.

Las distribuidoras pueden comprar en el MEM en dos modalidades distintas: a término (contratos) y a precio estabilizado³. Los contratos a su vez se dividen en aquellos transferidos en la privatización, y los que las distribuidoras firmen por su propia cuenta con generadores.

Los contratos transferidos ligan a Central Costanera y Central Puerto con EDENOR y EDESUR y a Central San Nicolás con EDELAP. Partiendo de un valor inicial de U\$S 40 por MW el precio se reajusta anualmente en función de la evolución del precio de los combustibles (Fuel-oil y Gas), la participación de cada combustible en el consumo del generador y los precios combinados en los Estados Unidos. El

³ La Resolución N° S.E. 160/94 suspendió la posibilidad de compra a precio spot por parte de las distribuidoras.

precio pagado por estos contratos es transferido en forma directa a las tarifas de usuarios finales (Art. 40 inciso c - Decreto Reglamentario).

Para los nuevos contratos de abastecimiento que firmen las distribuidoras, se reconocerá sólo el precio estacional. Esto implica que las distribuidoras asumen una pérdida (o ganancia) al firmar nuevos contratos cuyo precio se encuentre por encima (o por debajo) del precio estacional⁴.

El precio de la energía que se transfiere a los usuarios surge como el promedio ponderado (por las respectivas cantidades) de las compras en el estacional y por contrato. El precio de la potencia por su parte, se corresponde con el precio de referencia de la potencia en el mercado mayorista.

El segundo tipo de variables que entra en el cálculo del cuadro tarifario son los costos propios de distribución. Estos costos toman una forma aditiva por lo que su valor no se ve afectado por las variaciones de los precios de compra de la energía y la potencia en el mercado mayorista. El valor inicial de los costos de distribución, calculado en base al costo de anticipación del costo incremental promedio de la red, se presentan en el Cuadro 2.

Cuadro 2
Costos Propios de Distribución

	R1	R2	G1	G2	G3	AP	T2
<i>CD Fijos</i>	2,860	9,540	4,530	33,020	88,320		4,900
<i>CD Variable</i>	0,040	0,004	0,061	0,033	0,010	0,020	0,020

Para las pequeñas y medianas demandas los costos propios de distribución se dividen en fijos y variables, con la excepción de alumbrado público que contiene sólo costos variables. Dado que para estos consumos no existe una contratación explícita de potencia, los costos de distribución deben ser recuperados en base a un cargo fijo y un cargo variable. Para las grandes demandas (T3), al existir una potencia contratada, el costo de distribución está asociado sólo al cargo por potencia puesta a disposición, dividido en horario de pico y fuera de pico.

La actualización de los costos propios de distribución se realiza en forma semestral en base a la evolución de un promedio de los precios mayoristas (ponderados con un 67%) y minoristas (ponderados con un 33%) de los Estados Unidos de Norte América.

Las empresas distribuidoras de electricidad fueron entregadas en concesión en

⁴ Esta limitación ha sido señalada por las distribuidoras como una de las restricciones que encuentran al momento de firmar nuevos contratos de abastecimiento.

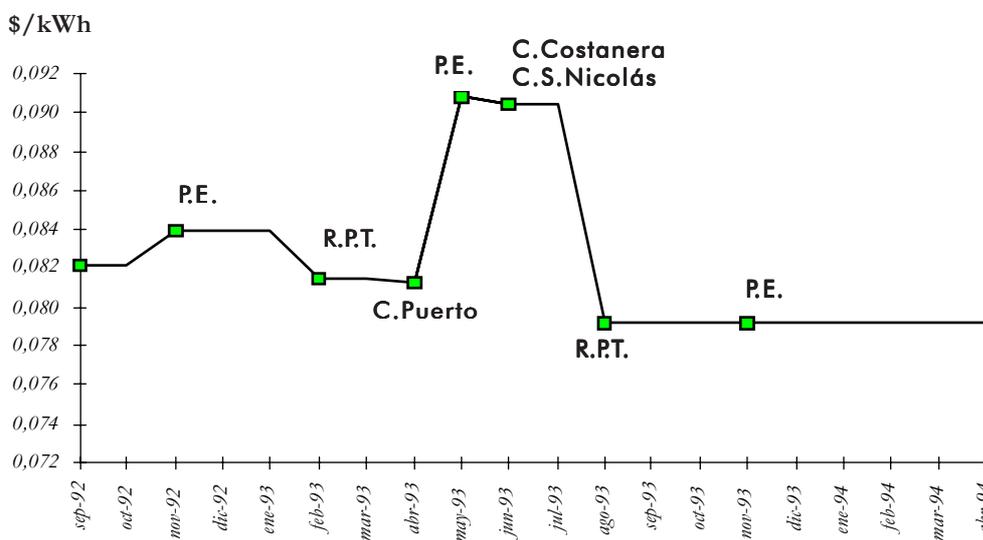
los meses de septiembre (EDENOR y EDESUR) y diciembre de 1992 (EDELAP). El cuadro tarifario inicial contenido en el Contrato de Concesión fue idéntico para las tres empresas (Cuadro 3). La tarifa media al momento de la privatización fue de 0,0824 \$/kWh con una variación entre 0,105 \$/kWh para la T1-G y 0,047 \$/kWh para la T3 en alta tensión.

Cuadro 3
Cuadro Tarifario Inicial
EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

TARIFA 1	Residencial 1	Cargo Fijo	\$/ bimestre	2,54	
	Residencial 1	Cargo Variable	\$/ kWh	0,061	
	Residencial 2	Cargo Fijo	\$/ bimestre	13,04	
	Residencial 2	Cargo Variable	\$/ kWh	0,056	
	Gerencial 1	Cargo Fijo	\$/ bimestre	6,35	
	Gerencial 1	Cargo Variable	\$/ kWh	0,108	
	Gerencial 2	Cargo Fijo	\$/ bimestre	47,14	
	Gerencial 2	Cargo Variable	\$/ kWh	0,083	
	Gerencial 3	Cargo Fijo	\$/ bimestre	127,91	
	Gerencial 3	Cargo Variable	\$/ kWh	0,063	
		Alumbrado Público		\$/ kWh	0,074
	TARIFA 2		Cargo por Potencia	\$/ kW-mes	6,69
			Cargo por Energía	\$/ kWh	0,067
	TARIFA 3	BT	Cargo por Potencia punta	\$/ kW-mes	7,09
BT		Cargo por Fuera de punta	\$/ kW-mes	4,81	
BT		Cargo por Energía punta	\$/ kWh	0,048	
BT		Cargo por Energía resto	\$/ kWh	0,048	
BT		Cargo por Energía valle	\$/ kWh	0,047	
MT		Cargo por Potencia punta	\$/ kW-mes	4,02	
MT		Cargo por Fuera de punta	\$/ kW-mes	2,66	
MT		Cargo por Energía punta	\$/ kWh	0,046	
MT		Cargo por Energía resto	\$/ kWh	0,046	
MT		Cargo por Energía valle	\$/ kWh	0,044	
AT		Cargo por Potencia punta	\$/ kW-mes	2,070	
AT		Cargo por Fuera de punta	\$/ kW-mes	0,400	
AT		Cargo por Energía punta	\$/ kWh	0,043	
AT		Cargo por Energía resto	\$/ kWh	0,043	
AT		Cargo por Energía valle	\$/ kWh	0,042	

Desde su traspaso al sector privado, las tarifas de las distribuidoras eléctricas se han modificado en siete oportunidades como resultado de las programaciones estacionales (P.E.); las reprogramaciones trimestrales (RPT) de CAMMESA y los cambios en los contratos de abastecimiento de energía transferidos. En el Gráfico siguiente se presenta la evolución media de la tarifa con indicadores que señalan la razón del cambio⁵

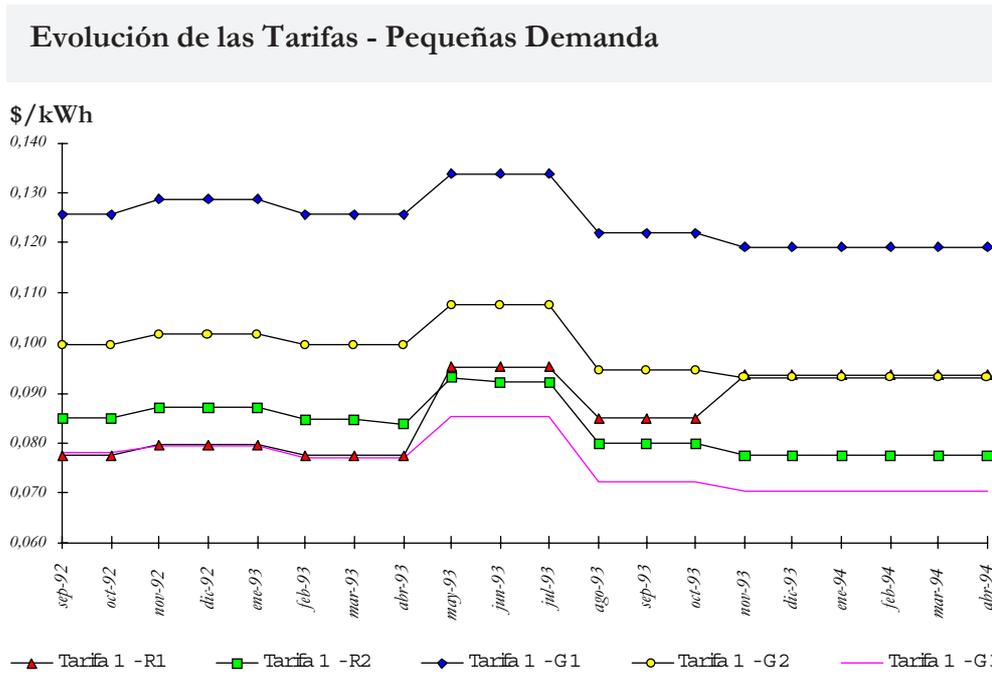
Tarifa Media desde la Privatización



La reprogramación de febrero de 1994 resultó en precios mayoristas estacionales similares a los obtenidos en la programación estacional de noviembre de 1993, por lo que la Secretaría de Energía resolvió mantenerlos sin variación.

Las modificaciones anuales de los contratos transferidos, al no coincidir entre sí ni en el tiempo con las programaciones estacionales, llevan a que las tarifas deban ser modificadas en tres oportunidades en el lapso de un trimestre (1° de abril - Contrato Puerto, 1° de mayo - Programación Estacional y 1° de junio - Contratos Costanera y San Nicolás). Esto resulta en una variabilidad indeseable de las tarifas, tanto desde el punto de vista de la empresa, que incurre en costos adicionales por recalcular y publicar sus nuevos cuadros tarifarios, como de los consumidores, quienes perciben fluctuaciones en los precios sin motivos aparentes. Por ello el E.N.R.E. ha emitido las Resoluciones N° 25/94 y 43/94 para la unificación de la actualización de los contratos al 1° de mayo, coincidiendo con la programación estacional. Este corrimiento incorporará un mecanismo de compensación para los usuarios por las diferencias resultantes de los cambios de fecha.

⁵ Al final del Capítulo se presenta la evolución de los cuadros tarifarios de cada una de las empresas distribuidoras desde la privatización de las mismas hasta el presente.



La tendencia de los precios mayoristas durante este año y medio ha sido en general a la baja, debido a la alta hidráulicidad y buena performance del parque térmico. Esta baja no se refleja en su totalidad en las tarifas minoristas, debido a la incidencia de los contratos transferidos que representan aproximadamente un 55% de las compras de las distribuidoras. También se debe tener en cuenta que el costo de la energía mayorista representa sólo una parte de la tarifa, estando el resto representado por los costos propios de distribución.

Uno de los factores que explica el aumento relativo que presentan las tarifas correspondientes a los consumidores residenciales de bajos consumos (T1-R1) es que en forma transitoria, hasta mayo de 1994, esta tarifa gozó de un subsidio decreciente que afectó tanto al cargo fijo como al variable. Este subsidio se instrumenta por medio de un factor de aplicación (KPAL) cuyo valor se presenta en el Cuadro 4, y que multiplica a los valores del cargo fijo y variable de la tarifa T1-R1.

Cuadro 4
Subsidio a Bajos Consumos Residenciales
Factor de Aplicación

desde	posesión	01/05/93	01/11/93	01/05/94
hasta	30/04/93	31/10/93	30/04/94	
KPAL	0,7	0,8	0,9	1,0

La incidencia del costo de distribución en el precio minorista de la electricidad, varía inversamente con el tamaño y tensión del suministro. Siguiendo los principios establecidos en la Ley, los usuarios de cada categoría pagan únicamente los costos de las etapas del proceso eléctrico en que están involucrados. Por ello los costos de distribución de los consumidores de media y alta tensión son sensiblemente inferiores a los de baja tensión.

La forma adoptada por la estructura de las tarifas (i.e. un término que representa las compras de energía y potencia y otro, aditivo, que representa los costos propios de distribución) hace que en principio las distribuidoras sean indiferentes al precio de compra en el MEM. Sin embargo, dada la existencia de pérdidas no técnicas, el resultado económico de las distribuidoras está inversamente relacionado con los precios en el MEM. Esto es así porque las distribuidoras son, a través de sus pérdidas no técnicas, los principales compradores de energía, por lo que un aumento del precio mayorista resulta en una mayor pérdida financiera mientras las pérdidas totales estén por encima de las reconocidas.

Finalmente, cabe una breve referencia sobre el comportamiento de las tarifas por tramo horario. La existencia de los contratos transferidos con un precio fijo y uniforme para los tres tramos horarios, junto con la caída del precio estacional a valores sensiblemente inferiores a los de estos contratos, ha provocado una distorsión en la estructura horaria de las tarifas.

Como puede observarse en los cuadros que siguen, desde agosto de 1993 en adelante, la tarifa en pico resulta inferior a la del tramo horario de resto, e incluso en algunos casos a la del valle. Esto es consecuencia de la forma y precio de los contratos transferidos. En éstos, la potencia comprometida y el precio, son constantes a través del día. Por ello, la participación de los contratos es mayor en el valle que en la punta. Al caer los precios del spot por debajo del de los contratos, el promedio - ponderado por las cantidades de energía - entre spot y contrato, resulta mayor en el valle que en el pico por el mayor peso relativo del contrato, donde la participación del spot es mayor.

Esta distorsión, tiene un efecto perverso al invertir la señal de precios, desplazando la demanda del momento económicamente más barato (valle) a otro en que los costos económicos son mayores (pico). Por ello, se encuentra al momento en estudio una propuesta tendiente a corregir esta distorsión.

EDENOR S.A. - EVOLUCION DE LAS TARIFAS

	INICIAL-Sept/Oct'92	Nov'92/Ene'93	Feb/Mar'93	Abril'93	Mayo'93	Jun/Jul'93	Ago/Oct'93	Nov'93/Abr'94
T1-R1 CF		2,56	2,53	2,53	2,94	2,94	2,92	3,33
T1-R1 CV	\$/bim	0,063	0,061	0,061	0,076	0,076	0,066	0,072
T1-R2 CF		13,14	13,01	13,01	13,18	13,18	13,16	13,33
T1-R2 CV	\$/bim	0,058	0,056	0,055	0,064	0,063	0,051	0,048
T1-G1 CF		6,41	6,33	6,33	6,43	6,49	6,43	6,39
T1-G1 CV	\$/bim	0,111	0,108	0,108	0,116	0,116	0,104	0,101
T1-G2 CF		47,51	47,00	47,01	47,60	47,60	47,55	48,24
T1- G2 CV	\$/bim	0,085	0,083	0,083	0,091	0,091	0,078	0,076
T1-G3 CF		128,96	127,76	127,72	129,34	129,36	129,24	130,82
T1-G3 CV	\$/bim	0,064	0,062	0,062	0,070	0,070	0,057	0,055
T1-AP	\$/kW/h	0,074	0,072	0,072	0,079	0,078	0,068	0,067
T2 CP	\$/bim	6,69	6,67	6,67	6,77	6,77	6,73	6,82
T2 CE	\$/kW/h	0,067	0,067	0,067	0,074	0,074	0,062	0,060
T3-BT CPP	\$/kW-mes	7,09	7,07	7,07	7,17	7,17	7,13	7,23
T3-BT CPF	\$/kW-mes	4,81	4,81	4,81	4,87	4,87	4,87	4,87
T3-BT CEP	\$/kW/h	0,048	0,047	0,047	0,056	0,056	0,042	0,039
T3-BT CER	\$/kW/h	0,048	0,047	0,047	0,055	0,055	0,042	0,040
T3-BT CEV	\$/kW/h	0,047	0,045	0,045	0,050	0,050	0,042	0,042
T3-MT CPP	\$/kW-mes	4,02	4,01	4,01	4,07	4,07	4,04	4,13
T3-MT CPF	\$/kW-mes	2,66	2,66	2,66	2,69	2,69	2,69	2,69
T3-MT CEP	\$/kW/h	0,046	0,045	0,045	0,054	0,053	0,040	0,037
T3-MT CER	\$/kW/h	0,046	0,045	0,045	0,052	0,052	0,040	0,038
T3-MT CEV	\$/kW/h	0,044	0,043	0,043	0,048	0,047	0,040	0,04
T3-AT CPP	\$/kW-mes	2,070	2,050	2,050	2,090	2,09	2,06	2,15
T3-AT CPF	\$/kW-mes	0,400	0,400	0,400	0,400	0,40	0,40	0,40
T3-AT CEP	\$/kW/h	0,043	0,043	0,043	0,051	0,051	0,038	0,036
T3-AT CER	\$/kW/h	0,043	0,043	0,043	0,050	0,050	0,038	0,036
T3-AT CEV	\$/kW/h	0,042	0,041	0,041	0,046	0,045	0,038	0,038

EDESUR S.A. - EVOLUCION DE LAS TARIFAS

		INICIAL-Sept/Oct'92	Nov'92/Ene'93	Feb/Mar'93	Abril'93	Mayo'93	Jun/Jul'93	Ago/Oct'93	Nov'93/Abr'94
T1-R1 CF	\$/ bim	2,54	3,00	3,00	2,55	2,95	2,95	2,93	3,34
T1-R1 CV	\$/ kW/h	0,061	0,063	0,061	0,061	0,076	0,075	0,066	0,072
T1-R2 CF	\$/ bim	13,04	13,20	13,08	13,08	13,24	13,24	13,20	13,4
T1-R2 CV	\$/ kW/h	0,056	0,057	0,055	0,055	0,062	0,062	0,051	0,048
T1-G1 CF	\$/ bim	6,35	6,46	6,37	6,37	6,46	6,46	6,41	6,53
T1-G1 CV	\$/ kW/h	0,108	0,110	0,107	0,108	0,116	0,115	0,104	0,101
T1-G2 CF	\$/ bim	47,14	47,81	47,28	47,29	47,84	47,85	47,70	48,54
T1-G2 CV	\$/ kW/h	0,083	0,085	0,082	0,082	0,090	0,089	0,079	0,075
T1-G3 CF	\$/ bim	127,91	129,73	128,35	128,4	129,98	130,00	129,61	131,48
T1-G3 CV	\$/ kW/h	0,063	0,064	0,061	0,062	0,069	0,069	0,058	0,054
T1-AP	\$/ kW/h	0,078	0,075	0,072	0,072	0,078	0,078	0,069	0,068
T2 CP	\$/ kW-mes	6,69	6,79	6,71	6,71	6,80	6,80	6,75	6,87
T2 CE	\$/ kW/h	0,067	0,069	0,066	0,067	0,074	0,073	0,063	0,060
T3-BT CPP	\$/ kW-mes	6,38	7,19	7,11	7,11	7,20	7,20	7,16	7,27
T3-BT CPF	\$/ kW-mes	4,33	4,81	4,81	4,81	4,87	4,87	4,87	4,87
T3-BT CEP	\$/ kW/h	0,043	0,047	0,047	0,047	0,056	0,055	0,042	0,04
T3-BT CER	\$/ kW/h	0,043	0,050	0,046	0,047	0,054	0,054	0,043	0,039
T3-BT CEV	\$/ kW/h	0,042	0,047	0,045	0,046	0,050	0,049	0,042	0,042
T3-MT CPP	\$/ kW-mes	3,62	4,12	4,04	4,04	4,11	4,11	4,06	4,17
T3-MT CPF	\$/ kW-mes	2,39	2,66	2,66	2,66	2,69	2,69	2,69	2,69
T3-MT CEP	\$/ kW/h	0,041	0,047	0,045	0,045	0,053	0,052	0,040	0,038
T3-MT CER	\$/ kW/h	0,041	0,047	0,044	0,045	0,051	0,051	0,040	0,038
T3-MT CEV	\$/ kW/h	0,04	0,045	0,043	0,043	0,047	0,047	0,040	0,040
T3-AT CPP	\$/ kW-mes	1,86	2,16	2,09	2,09	2,12	2,12	2,08	2,19
T3-AT CPF	\$/ kW-mes	0,36	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
T3-AT CEP	\$/ kW/h	0,039	0,045	0,043	0,043	0,051	0,050	0,038	0,036
T3-AT CER	\$/ kW/h	0,039	0,045	0,042	0,043	0,049	0,049	0,039	0,036
T3-AT CEV	\$/ kW/h	0,039	0,043	0,041	0,042	0,045	0,045	0,039	0,038

EDELAP S.A. - EVOLUCION DE LAS TARIFAS

	INICIAL-Dic'92/Ene'93	Feb/Abr'93	Mayo'93	Jun/Jul'93	Ago/Oct'93	Nov'93/Abr'94
T1-R1 CF	2,54		2,97	2,97	2,95	3,37
T1-R1 CV	0,061		0,076	0,076	0,066	0,071
T1-R2 CF	13,04		13,33	13,33	13,30	13,51
T1-R2 CV	0,056		0,063	0,063	0,050	0,046
T1-G1 CF	6,35		6,52	6,52	6,47	6,59
T1-G1 CV	0,108		0,116	0,116	0,104	0,100
T1-G2 CF	47,14		48,21	48,21	48,10	48,96
T1-G2 CV	0,083		0,090	0,090	0,078	0,074
T1-G3 CF	127,91		130,82	130,84	130,74	133,03
T1-G3 CV	0,063		0,069	0,069	0,057	0,053
T1-AP	0,074		0,080	0,079	0,068	0,065
T2 CP	6,69		6,85	6,85	6,81	6,93
T2 CE	0,067		0,074	0,074	0,062	0,059
T3-BT CPP	7,09		7,26	7,26	7,21	7,33
T3-BT CPF	4,81		4,87	4,87	4,87	4,87
T3-BT CEP	0,048		0,057	0,056	0,041	0,038
T3-BT CER	0,048		0,055	0,054	0,042	0,039
T3-BT CEV	0,047		0,051	0,051	0,041	0,038
T3-MT CPP	4,02		4,16	4,16	4,11	4,23
T3-MT CPF	2,66		2,69	2,69	2,69	2,69
T3-MT CEP	0,046		0,054	0,054	0,039	0,036
T3-MT CER	0,046		0,052	0,052	0,040	0,037
T3-MT CEV	0,044		0,048	0,048	0,039	0,036
T3-AT CPP	2,07		2,17	2,17	2,13	2,24
T3-AT CPF	0,40		0,40	0,40	0,40	0,40
T3-AT CEP	0,043		0,052	0,051	0,038	0,035
T3-AT CER	0,043		0,050	0,050	0,038	0,035
T3-AT CEV	0,042		0,046	0,046	0,037	0,034

Capítulo 4

LA CALIDAD DE LA PRESTACION

Capítulo 4

LA CALIDAD DE LA PRESTACION

1. Características

La primera referencia que debe realizarse al abordar el tema de la calidad del producto y/o servicio que se brinda, consiste en recordar que como contraparte de la concesión del monopolio y para reproducir en parte los efectos de la competencia, el Contrato de Concesión establece una regulación basada en el control de los resultados, en particular, la calidad de la prestación.

Así es que el criterio regulatorio fijado por el Legislador establece que la calidad es uno de los parámetros que ha de pautar el desempeño del concesionario distribuidor. Y esto no es arbitrario, porque, como ya se dijo, junto con la tarifa que es otro de los parámetros, la calidad constituye un elemento decisorio en la calificación que el público hace del servicio. Es necesario precisar desde este punto de vista, que las obligaciones más importantes que el concesionario de la distribución asume son: a) abastecer toda la demanda que se presente, b) prestar el servicio con un nivel de calidad adecuado, con tarifas justas y razonables y c) permitir el acceso de terceros a la capacidad de transporte del sistema, no comprometida por la demanda controlada.

Debe entenderse como «adecuado» el nivel de calidad sobre el que no existe penalización en la etapa bajo examen, ya que existe un régimen de penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones asumidas, que configura un mensaje económico al Distribuidor, destinado a inducirlo a:

- a) Asegurar el abastecimiento desde el mercado mayorista eléctrico.
- b) Lograr que dicho abastecimiento se cumpla en condiciones de calidad adecuadas.
- c) Mantener sus instalaciones en condiciones óptimas.
- d) Mejorar la calidad del gerenciamiento seleccionando sus inversiones en base a criterios que incluyan la calidad.
- e) Extremar sus esfuerzos para que la calidad de la atención comercial a los usuarios resulte satisfactoria.

De esta manera procura que, aún intentando maximizar sus beneficios, el Concesionario deba hacerlo de manera tal que sus gastos e inversiones compongan una ecuación económica que tenga en cuenta las eventuales penalizaciones por incumplimiento de las exigencias de calidad. Todo ello está destinado tanto a asegurar la confiabilidad del servicio como a beneficiar al usuario. Se debe tener en cuenta además, que las acciones que se toman en tal sentido inciden fuertemente en el resto de los eslabones de la cadena agregada de la industria eléctrica. De esta manera el Distribuidor Concesionario deberá:

- a) Impulsar la expansión de la oferta de generación y de transporte.
- b) Reasignar las máquinas generadoras menos eficientes en búsqueda de reserva fría.
- c) Requerir del sistema condiciones operativas que lo satisfagan.
- d) Planificar el mantenimiento de sus instalaciones priorizando la satisfacción del usuario.
- e) Priorizar los criterios de racionalidad en sus planes de inversión.

Esta enunciación de comportamientos inducidos, demuestra la importancia del correcto desempeño del Concesionario Distribuidor y la necesidad de una regulación inteligente y rigurosa en el sentido de obligarlo a que contribuya para la armonización y expansión del todo el sistema eléctrico.

2. El Control

Siguiendo este esquema se arriba a un aspecto interesante de la regulación que es necesario destacar, que es el del control, que se define como una regulación específica, puntual y preestablecida, destinada a asegurar el estricto cumplimiento de los compromisos asumidos por el Distribuidor al momento de hacerse cargo de un área de concesión monopólica.

En el Subanexo 4 de los Contratos de Concesión que relacionan al Estado con los Distribuidores, se explicitan las llamadas «Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones» (Ver Anexo I). Se advierten entonces dos circunstancias:

- a) Es el documento principal que vincula al Distribuidor con el servicio público de electricidad. Determina la íntima relación que guardan las normas de calidad con las sanciones que devienen de su incumplimiento.
- b) Todo el procedimiento, incluso en su modalidad de medición y normas de sanción, queda preestablecido como parte del contrato a cuyo cumplimiento las partes se obligan.

Las normas establecen que las exigencias, en cuanto al cumplimiento de los parámetros de calidad preestablecidos, se aplicarán de acuerdo a un determinado cronograma. Ello ha debido ser necesariamente así, porque el estado de las instalaciones del servicio público de electricidad privatizado, y en particular de las redes de distribución, no posibilitaban prestaciones de nivel internacional, como son las ambicionadas por el proceso transformador.

Se estableció entonces que los primeros doce meses desde la fecha efectiva de toma de posesión del servicio por parte de la Distribuidora, serían considerados una Etapa Preliminar, lapso en el que se completarían las metodologías de control de los indicadores de calidad que se controlarían en los siguientes treinta y seis meses.

Durante estos treinta y seis meses, que constituyen lo que se denomina Primera Etapa, se exigiría el cumplimiento de los indicadores y valores establecidos para este período. Su incumplimiento daría lugar a la aplicación de sanciones.

Desde el mes cuarenta y nueve, contado a partir de la fecha efectiva de toma de posesión - que comprende los doce primeros meses más los treinta y seis siguientes- se iniciará la Etapa Dos o definitiva, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro.

Debe señalarse que a partir del mes trece todos los incumplimientos y excesos en los valores registrados, obligan a la Distribuidora a reconocer al usuario un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias. Asimismo, en la Primera Etapa (desde el mes 13 al mes 48 inclusive) el control de la calidad técnica se efectuará mediante índices globales y aproximados. En ese lapso las Distribuidoras deberán adecuar sus instalaciones a las exigencias de controlar la prestación en cada suministro.

Como ya se señaló, el control que ejerce el E.N.R.E. está preestablecido, es específico y es puntual. Por ello no puede exigir a las Distribuidoras nada a lo que ellas no se hubieran obligado al hacerse cargo desde la concesión, como tampoco puede eximir las del cumplimiento de sus obligaciones. La modalidad regulatoria establecida por la Ley no permite al E.N.R.E. interferir la gestión empresarial, tampoco fijarle montos, lugar u oportunidad para efectuar sus inversiones, no existiendo ninguna prescripción referida a la tasa de retorno a la que se deban ajustar las empresas. En resumen, el Estado ha entregado en concesión un monopolio y exige a cambio, para evitar consecuencias desfavorables a los usuarios cautivos, el cumplimiento de condiciones preestablecidas de calidad y precio, que se orientan a restablecer aquellas garantías que la falta de competencia ha debilitado gravemente.

El E.N.R.E. actúa conforme a técnicas de medición y control ya fijadas que emplea, a través de las normas de calidad mencionadas, y con la información que las propias empresas deben suministrarle, en los lugares y en los tiempos que el Contrato de Concesión ha establecido. El E.N.R.E. cumple así con los criterios económicos que relacionan el monto de las multas con la ausencia de inversiones que las provocan y con la defectuosa calidad de la prestación. Observa, escrupulosamente, las reglas del debido proceso en el procedimiento a través del cual se formulan los cargos y luego se aplican las eventuales sanciones a los Distribuidores. En síntesis, cumple con la Ley y brinda la «seguridad jurídica» que los empresarios requieren como la regla de oro para sus inversiones.

3. Modalidades del Control

Se ha mencionado más arriba el Subanexo 4 del Contrato de Concesión, que es el que establece las Normas de Calidad que pautan el desempeño de la Distribuidora, y se ha dicho también que el no cumplimiento de las mismas da lugar a la aplicación de multas, basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias.

Resulta evidente que un efectivo control de la calidad con que el distribuidor presta su servicio, es el primer paso para que el sistema de penalizaciones cumpla su cometido.

Si bien el E.N.R.E. concibió un plan de acción destinado a monitorear los parámetros de interés en todos los puntos de la red de suministro del Distribuidor, para optimizar la posibilidad de detección de la infracción ha diseñado metodologías de control que facilitan la detección racional de las fallas de la:

- a) Calidad del producto técnico suministrado.
- b) Calidad del servicio técnico prestado.
- c) Calidad del servicio comercial.

La calidad del producto técnico se refiere a la tensión y las perturbaciones de la energía suministrada. Se miden las tensiones en: barras de media tensión de las Estaciones Transformadoras; centros de transformación media/baja tensión y puntos seleccionados por el E.N.R.E., correspondientes a niveles inferiores. Prioritariamente las mediciones se efectuaron en la totalidad de las Estaciones Transformadoras, debido a la importancia de las mismas como primer eslabón de la cadena de distribución.

Las mediciones en los Centros de Transformación serán completadas en un período de seis semestres que es el plazo previsto en el Contrato de Concesión de las Distribuidoras.

La medición de tensión en puntos seleccionados por el E.N.R.E. es un procedimiento que será perfeccionado e intensificado durante la Segunda Etapa del control de calidad que comenzará en el mes 49 a partir de la toma de posesión de las concesionarias, y que servirá para controlar la prestación del servicio en cada suministro individual. Representa el nivel de calidad de las medianas y pequeñas empresas.

La selección de los puntos se realiza tratando de optimizar el uso de los medios disponibles (cantidad de registradores) en la detección efectiva de los puntos en que pudiesen registrarse valores fuera de norma. La base de datos formada por los reclamos efectuados al E.N.R.E., permite identificar los puntos con problemas en la tensión y hacia allí se dirigen los registradores.

La calidad del servicio técnico prestado tiene en su control un elemento singular porque la información necesaria para el cómputo de los indicadores de frecuencia y duración de las interrupciones de suministro, debe ser provista por las propias Distribuidoras. El E.N.R.E. verifica dicha información mediante auditoría a los procedimientos utilizados por el Distribuidor para recolectar la información y recurre también a los «libros de guardia», que son documentos foliados donde se registran todas las maniobras eléctricas y de donde puede extraerse la o las zonas afectadas por cualquier irregularidad.

La Distribuidora deberá además extremar sus esfuerzos para brindar a sus usuarios una atención comercial satisfactoria. Ello implica el estricto cumplimiento del Reglamento de Suministro de Energía Eléctrica que integra el Contrato de Concesión, cuyos distintos aspectos serán constatados por indicadores prefijados que tienden a orientar los esfuerzos hacia:

- a) El conveniente acondicionamiento de los locales de atención al público para asegurar que la atención sea personalizada.
- b) Evitar la excesiva pérdida de tiempo del usuario, favoreciendo las consultas y reclamos telefónicos.
- c) Satisfacer rápidamente los pedidos y reclamos que presenten los usuarios.
- d) Emitir factura claras, correctas y basadas en lecturas reales.

A tal efecto se prevén los siguientes procedimientos:

En relación con las Conexiones: Los pedidos deben establecerse bajo normas y reglas claras para permitir la rápida satisfacción de los mismos. A tal efecto se fijan plazos máximos, según las potencias demandadas y características de la red de distribución existente, que deberán ser cumplimentados en las etapas correspondientes.

En relación con la Facturación Estimada: La facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando casos de probada fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8% de las lecturas emitidas en cada categoría.

En relación con la Reclamación por Errores de Facturación: El usuario que se presente a reclamar deberá encontrar resuelto el error en la primera factura posterior emitida.

Ante el requerimiento del usuario, la Distribuidora deberá estar en condiciones de informarle, dentro de los 15 días hábiles de presentado el reclamo, cuál ha sido la resolución con respecto al mismo.

En relación con la Suspensión del Suministro por falta de pago: La Distribuidora deberá comunicar previamente al usuario, antes de efectuar el corte de suministro motivado por la falta de pago a término de las facturas.

Si el usuario abona las facturas más los recargos que correspondieran, la Distribuidora deberá restablecer la prestación del servicio dentro de las 24 horas de haberse efectuado el pago.

En relación con las Quejas: Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, la Distribuidora pondrá a disposición del usuario en cada centro comercial un "libro de quejas", foliado y rubricado por el E.N.R.E. donde aquél podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio. Las quejas que los usuarios formulen deberán ser remitidas por la Distribuidora al E.N.R.E. con la información ampliatoria necesaria en los plazos y con las formalidades que se indican en el Reglamento de Suministro.

En relación con las Sanciones: El Contrato de Concesión establece el procedimiento mediante el cual se calcularán las multas que la Distribuidora deberá abonar al solicitante o usuario del servicio por incumplimiento de los plazos previstos y/u obligaciones impuestas para el caso de conexiones, facturaciones estimadas, reclamos por errores de facturación y/o suspensión del suministro de energía por falta de pago.

4. Una situación especial: las llamadas Pérdidas No Técnicas de la Red

Al momento de producirse las transferencias de las empresas distribuidoras EDENOR S.A. Y EDESUR S.A. a los consorcios privados adjudicatarios de las respectivas concesiones, quedó planteado como uno de los problemas más graves y urgentes a resolver, el de las importantes pérdidas que las compañías experimentaban por el hurto de energía y el fraude eléctrico. En ese momento se estimaba en un 27% la cantidad de energía ingresada a la red y no facturada. Cabe señalar que esa estimación era global, porque correspondía a toda el área de concesión explotada hasta ese momento - 1/9/92 - por SEGBA.

En este punto resulta necesario distinguir entre pérdidas técnicas, propias de la operación, y pérdidas no técnicas, resultado de la apropiación indebida de energía. Las pérdidas técnicas se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones y del manejo y conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema y su magnitud depende de las características de las redes y de la demanda.

Estas pérdidas se producen en todos los niveles, desde las barras de salida de las plantas de generación, hasta la llegada a los equipos de los usuarios, o sea en los transformadores, las líneas de transmisión, subtransmisión, de distribución, bajadas o acometidas a clientes y mediciones.

Las pérdidas no técnicas son aquellas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Con independencia del efecto sobre la economía global, esa energía utilizada por los usuarios y no facturada ni cobrada por la empresa prestadora del servicio de electricidad, representa para ésta una pérdida económica y financiera que afecta la ecuación de rentabilidad normal.

Existen distintos criterios para clasificar estas pérdidas y uno de ellos es hacerlo según el origen. De acuerdo con él, las pérdidas no técnicas se agrupan de la siguiente forma:

- a) Por hurto: la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por usuarios que no poseen medición.
- b) Por fraude: aquellos casos en que a pesar de tener medición, los usuarios manipulan la misma a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales.
- c) Por administración: la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa prestataria del servicio.

La apropiación indebida de energía es un problema específico e importante, conocido vulgarmente como el de «los colgados», e involucra a todos los que de una manera u otra y cualquiera sea su situación socio-económica, pueden ser calificados como «usuarios irregulares». Para tener una magnitud adecuada del problema, debe señalarse que la regularización del servicio de energía eléctrica en los Partidos del Gran Buenos Aires, comprende 25 Municipios que implican aproximadamente 834 barrios y 554.300 usuarios, con una población total de 2.217.500 habitantes.

Desde el momento en que se hicieron cargo de la concesión, EDENOR S.A. y EDESUR S.A. otorgaron a la «apropiación indebida de la energía» en cualquiera de sus modalidades, una importancia decisiva para su gestión tanto técnica como comercial, e iniciaron distintas vías de acción para eliminar esta onerosa irregularidad, de una manera urgente y drástica.

El E.N.R.E. ratificó en todo momento dos principios fundamentales de la concesión del servicio público de electricidad:

- a) La demanda debe ser satisfecha en su totalidad conforme a lo establecido en el Contrato.

- b) Las empresas no pueden ser obligadas a entregar gratuitamente su producto. Todo suministro debe ser pagado conforme a la tarifa correspondiente.

Se sucedieron algunos episodios que involucraron indistintamente a ambas empresas distribuidoras, todos resultantes tanto de una agresiva política empresarial destinada a recuperar ingresos genuinos, como de un comportamiento abusivo de algunas franjas de usuarios que, amparados en una histórica permisividad estatal, ignoraron sus obligaciones de consumidores.

El más importante de estos conflictos, por la notoriedad que adquirió, y donde quedaron evidenciados los contrapuestos intereses en juego, ocurrió en jurisdicción del Partido de La Matanza, Prov. de Buenos Aires, en mayo de 1993. En esa oportunidad el E.N.R.E. ratificó el criterio según el cual las distribuidoras tienen la obligación de no interrumpir el servicio sin causa justificada y deben abstenerse de todo acto u omisión que pudiera provocar directa o indirectamente la suspensión del suministro a usuarios legítimos fuera de las causales expresamente establecidas (Ver Anexo IV Acta del Directorio N° 8 del 1 de junio de 1993). En ese momento el E.N.R.E. ejerció la defensa de los derechos de los usuarios, la obligación de la Empresa de abastecer la demanda, y a la vez, se reconoció el derecho de desconectar a "los colgados" sin afectar masiva e indiscriminadamente a los usuarios legítimos.

La complejidad del problema de «los colgados» y su real contenido económico social en por los menos el 40% de los involucrados en esa situación, determinaron largas y difíciles negociaciones durante el año 1993, entre representantes del Estado Nacional, de la Provincia de Buenos Aires y de las Empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A., con la participación de funcionarios del E.N.R.E. en su tarea de asesoramiento técnico a los representantes de la Provincia y de los Municipios.

Como resultado de dichas negociaciones, con fecha 10 de enero de 1994 se suscribió un "Acuerdo Marco" (ver Anexo V) entre la Secretaría de Energía de la Nación, el Vicegobernador de la Pcia. de Buenos Aires y los Presidentes de EDENOR S.A. Y EDESUR S.A., ad referendum de los Poderes Ejecutivos de la Nación y de la Pcia. de Buenos Aires.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, de acuerdo a las atribuciones que le confieren los Arts. 2 y 56 de la Ley N° 24.065, por Resolución N° 6/94 del 20 de enero de 1994, homologó el Acuerdo Marco con respecto a los artículos que hacen a su competencia.

El Poder Ejecutivo Nacional, con fecha 22 de abril de 1994, dictó el Decreto N° 584 aprobando el Acuerdo Marco, habiendo hecho lo propio el Poder Ejecutivo de la Provincia de Buenos Aires, el 2 de junio de 1994, por Decreto N° 1445/94.

5. El Control Ambiental

Como toda actividad del hombre, la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, no podía estar exceptuada de producir modificaciones en el medio circundante, pudiendo generar un impacto ambiental mayor o menor según los diseños y operación realizadas.

Con las privatizaciones producidas en el sector, se incorporó a los pliegos de licitación un Anexo referido al Control Ambiental, donde se fijan las obligaciones que deben cumplir los nuevos operadores sobre este tema.

Como resumen de las mismas, se puede decir que las Centrales Térmicas Convencionales deben: a) como criterios: minimizar los impactos originados en su actividad y realizar un seguimiento de indicadores para verificar el cumplimiento de las normas existentes y b) como condiciones: cumplimentar la legislación existente sobre este tema; mantener los equipos e instalaciones en buenas condiciones para reducir impactos y llevar un registro de emisiones y descargas.

Los requerimientos pueden enunciarse como sigue:

- A los tres meses de la toma de posesión, identificar en un plano de la planta, todos los efluentes líquidos indicando caudales y características.
- A los seis meses de la toma de posesión presentar un relevamiento de las condiciones ambientales de la planta, y su elevación para su aprobación.
- En un plazo de seis meses, instalar en las chimeneas principales detectores continuos de dióxido de azufre (SO₂) óxidos de nitrógeno (NO_x) y Material Particulado (MP). Esto para unidades de 50 MW o mayores. Para el resto deben realizar mediciones periódicas.
- Instalar en la evacuación de efluentes de la planta de tratamiento de agua un registrador continuo de p.H.
- Las instalaciones deben ser operadas de modo tal que utilizando carbón o fuel-oil como combustible, los valores de emisión en chimenea de SO₂ no deben superar los 1.700 mg/Nm³, y para material particulado 120 y 140 mg/Nm³ respectivamente. En caso de utilizar gas natural como combustible, el material particulado no debe superar los 6 mg/Nm³.

Los operadores del Sistema de Transporte en Alta Tensión, en el plazo de un año a partir de la toma de posesión, deben elevar al E.N.R.E. un relevamiento de las condiciones ambientales siguiendo las directivas dadas en la Resolución de la Secretaría de Energía N° 15, Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión.

Para los operadores de Sistemas de Distribución, los compromisos son similares a los de los transportistas.

Los operadores de las Obras Hidráulicas con aprovechamiento energético también deben cumplimentar una serie de obligaciones entre las cuales se destacan las de tomar a su cargo las medidas necesarias para prevenir y evitar la degradación, contribuir a la preservación del patrimonio cultural, monitorear la calidad de las aguas y la evolución de la fauna de los embalses.

Es función del E.N.R.E. el control del cumplimiento de las obligaciones de los Generadores Térmicos, de los Transportistas y de los Distribuidores, mientras que las correspondientes a los Generadores Hidráulicos corresponde a la Autoridad de Cuenca.

En base a las obligaciones contraídas los operadores elevaron en su oportunidad, los respectivos informes sobre el Diagnóstico Ambiental de cada planta. Permitieron así una primera evaluación de las situaciones críticas. En cada una, en función de sus características particulares: potencia instalada, ubicación geográfica, proximidad a centros urbanos, calidad y cantidad del combustible consumido, consumo de agua para refrigeración ya sea ésta superficial o subterránea, planta de tratamiento de agua para alimentación de las calderas, etc.

En base a estas evaluaciones, cada operador elaboró un Plan de Gestión Ambiental, (P.G.A) donde desarrolló las acciones a llevar a cabo y el cronograma tentativo de las mismas.

Tanto el Diagnóstico como el P.G.A., fueron evaluados por el E.N.R.E., proponiendo ajustes, en acuerdo con los operadores.

Como la toma de posesión de cada Sistema se contrató a lo largo del tiempo, también la recepción de estos informes se fueron sucediendo en este año de existencia del E.N.R.E.. Para las instalaciones recientemente transferidas aún no se cuenta con toda la información mencionada.

Para normatizar y facilitar la realización de cada P.G.A., el E.N.R.E. por Resolución N° 32/94, estableció una Guía de Contenidos Mínimos para el Plan de Gestión Ambiental.

En las cuatro Centrales Térmicas más importantes: Central Puerto Nuevo, Central Nuevo Puerto, Central Costanera y Central San Nicolás, fueron instalados, en cada una de las chimeneas principales, detectores con registradores continuos de SO₂, NO_x y MP. En las dos primeras en dos chimeneas, en Central Costanera en cuatro y en San Nicolás en tres.

Esto ha permitido llevar una información con respecto a la contaminación en los gases de combustión y al cumplimiento de los límites de emisión establecidos.

Para las centrales de menor potencia se obtuvieron valores mensuales o trimestrales de los mismos contaminantes. En las Centrales de Generación con equipos turbogas, las mediciones también son periódicas.

Cabe destacar que en general, los valores obtenidos están dentro de los límites establecidos por la Secretaría de Energía, por Resolución N° 154/93.

Mediante un convenio firmado entre el E.N.R.E. y la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), ésta realiza mediciones de contaminantes en las emisiones gaseosas, para contrastar los valores dados por los operadores. Ya se realizaron auditorías sobre las mediciones en las Centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, Central Costanera, Central San Nicolás y Central Dock Sud. Las discrepancias entre los valores obtenidos por el operador y por la CNEA, detectadas en algunos casos, fueron comunicadas a los operadores para que se procediera a los ajustes correspondientes.

Personal del E.N.R.E. ha recorrido todas las unidades de negocio para tomar contacto personal con los operadores y enriquecer la información sobre las acciones que cada uno de ellos debe desarrollar. Esto permitió también tener una idea más clara de las características de cada emprendimiento y sus posibles problemas ambientales.

En este seguimiento, se contactó con los responsables de la calidad ambiental para informar sobre las acciones desarrolladas por el E.N.R.E., y se trató de hacerlas compatibles con las desarrolladas por la autoridad de aplicación correspondiente. También se visitaron nuevos emprendimientos de generación térmica, como Loma de la Lata y Agua del Cajón, ambos radicados en la Pcia. de Neuquén y equipados con turbinas a gas.

En base a un convenio con la Empresa de Medio Ambiente Sociedad Anónima (EMASA) se realizaron auditorías ambientales en dos Centrales Térmicas: Sorrento y San Nicolás, las que abarcaron todos los aspectos ambientales relacionados a la operación de las mismas. Asimismo, se prepararon los términos de referencia para contratar los servicios de consultoría que amplían esas auditorías al resto de las Centrales.

Capítulo 5

LA PROTECCION AL USUARIO Y LAS AUDIENCIAS PUBLICAS

Capítulo 5

LA PROTECCION AL USUARIO Y LAS AUDIENCIAS PUBLICAS

1. Consideraciones Generales

Resulta pertinente que el Ente Regulador, llamado a ser el órgano de aplicación de este novísimo Instituto del ordenamiento legal, tenga un enfoque jurídico de las disposiciones del Marco Regulatorio. Es indudable que constituye una novedad en el tema de la regulación el haber agrupado una serie de Institutos ya conocidos en el derecho administrativo en un solo plexo legal y haber establecido el criterio de una interpretación conjunta, coherente y armónica de los derechos y obligaciones de los actores del sector eléctrico, tal como ha quedado plasmado en la Ley N° 24.065. En efecto, el Marco Regulatorio ha dado forma legal a un modelo que es el resultado de la transformación del sector eléctrico argentino y la interpretación armónica del sistema viene a resultar la obligada respuesta del jurista a esta concepción. Cabe destacar que la guía orientativa del Ente al analizar el Marco Regulatorio, es la consecución del interés público, su defensa y su prevalencia por encima de cualquier interés sectorial, procurando que esta norma funcione en beneficio del conjunto social.

El sistema vigente en el sector eléctrico supone la optimización de los recursos en beneficio del usuario final, pero la realidad demuestra que el E.N.R.E. debe vigilar atentamente que la finalidad expresada por la Ley se cumpla en los hechos. Teniendo en cuenta que los usuarios finales se presentan como un conjunto amorfo e inorgánico, disperso en una geografía dilatada, se comprenderá cabalmente el primer precepto que el Legislador encomienda al E.N.R.E.: *Proteger adecuadamente los derechos del usuario.*

Resulta importante que se advierta una concepción integradora de los criterios expresados: por una parte el interés público y por la otra la protección al usuario, las que generalmente tienden a coincidir. No obstante, cuando las pretensiones del usuario, aún las legítimas, parecen no coincidir con el interés público comprometido, al E.N.R.E. le toca discernir - con una visión finalista y orientadora- y tomar las decisiones en función del interés público, que coincidirá con el interés último del usuario.

Defender adecuadamente los intereses del usuario enmarcándolos en el principio del interés público, constituye un muy difícil desafío si se lo considera desde el punto de vista del complejo tejido social a satisfacer. Pero se facilita si se recuerda que un buen servicio al usuario es el motor del sistema mismo, un estímulo al accionar eficiente de las empresas del sector.

Merece destacarse que la importancia de este tema ha sido reconocida en la reciente Reforma Constitucional aprobada el pasado 24 de agosto. En efecto, los derechos del consumidor y del usuario -reconocidos con anterioridad por la Ley N° 27.744 de Defensa del Consumidor- han sido incorporados al texto

constitucional asumiendo que “las autoridades proveerán a la protección de los derechos (...) a la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, al control de los monopolios naturales y legales, al de la calidad y eficiencia de los servicios públicos....” (Artículo 42).

Nada más decisivo que señalar, al evaluar el compromiso del E.N.R.E. con el interés público y la adecuada protección al usuario, que ésta ha sido la voluntad del Legislador expresada en la Ley, y que éste será el principio al que ajustará su conducta el Regulador.

El «servicio público» se puede definir como aquél destinado a satisfacer una necesidad colectiva de interés general. Los caracteres que permiten identificarlo son: la continuidad, la regularidad, la uniformidad o igualdad, la generalidad y la obligatoriedad. El Marco Regulatorio eléctrico ha caracterizado como servicio público al transporte y la distribución. Y ha preferido otorgarle a la generación un carácter más amplio, considerándola de interés general, aunque afectada a los mencionados servicios públicos.

Como se ha explicado a lo largo del Informe, el modelo estructurado en el sector eléctrico ha establecido segmentos diferenciados y la generación o producción ha sido abierta a la competitividad del mercado, considerándose que a mayor cantidad de actores, mayor será el grado de competencia. Esto es válido para la generación térmica a la que nuevos productores pueden ingresar con sólo cumplir requisitos de orden técnico. En cambio, para instalar centrales hidroeléctricas se requieren concesiones debido al impacto que producen sobre los cursos de agua y el medio ambiente y a consideraciones de orden legal respecto del uso del agua.

Sin embargo, aunque la generación eléctrica es una actividad de mercado con operadores que actúan en competencia, como se trata del costo básico de toda la cadena energética, la misma debe ser monitoreada atentamente por afectar directamente a los servicios públicos de transporte y distribución. Debe tenerse en cuenta que hay que preservar: a) la continuidad que debe ser absoluta, y está relacionada con la necesidad de evitar los cortes; b) la regularidad que está referida a la calidad técnica del producto suministrado; c) la uniformidad o igualdad que implica la no discriminación, prevista por la Ley, en el acceso a la red y d) la generalidad, que significa que todos tienen derecho a la prestación del servicio y se relaciona con la obligación que tienen las distribuidoras de abastecer toda la demanda.

2. Las Audiencias Públicas

En este punto la Ley plantea una profunda innovación en el sistema jurídico argentino, al introducir en la administración de la cosa pública el justificado sentimiento participativo de todos aquellos que no fueron escuchados, cuando las empresas públicas se desempeñaban más allá de las quejas, reclamos y frustraciones de los usuarios. Por lo tanto, parece oportuna la situación en la que el nuevo modelo comienza a funcionar, estando en condiciones de corregir errores, casi al momento de producirse. De la diversidad de los nuevos actores que gestionan en el sector eléctrico, más de 80 al momento, surge una pluralidad de situaciones distintas e inéditas, algunas de las cuales la Ley ha querido que se procesen bajo el régimen de las Audiencias Públicas. En todos los casos el interés público vuelve a ser el principal protagonista del escenario tan particular que lo pone en evidencia.

Por un lado se establece una metodología de esclarecimiento de ciertas cuestiones a través de la participación pública de los interesados o afectados. Se intenta, por otra parte, superar una administración del interés común que siempre se presentó alejada y extraña a los problemas cotidianos de los ciudadanos como es, por ejemplo, el servicio eléctrico. Se procura que la gente visualice el sistema como propio y creado con vistas a la adecuada satisfacción de sus legítimos intereses para generar confianza en este nuevo instrumento de concientización comunitaria.

El carácter público de las Audiencias permite que las controversias tengan transparencia en su tratamiento y conclusiones, con todo el significado que esto conlleva. De ello, y de lo expuesto en el párrafo anterior, surge que los principios esenciales del debido proceso, ganan en expresividad e intensidad para el público.

El Legislador ha previsto diversas circunstancias de aplicación de las Audiencias Públicas, como por ejemplo:

- a) la modificación de las tarifas a solicitud de transportistas y distribuidores;
- b) cuando los usuarios aleguen irrazonabilidad en las tarifas;
- c) para la expansión del transporte y obras en ampliación en la distribución, y para la fusión de empresas transportistas o distribuidoras y
- d) las conductas contrarias a la libre competencia o el abuso de una posición dominante, lo que vulgarmente se denomina monopolio. Al respecto, se adjunta el Reglamento en el Anexo VI y una descripción de las Audiencias llevadas a cabo desde la creación del Ente.

Es necesario destacar que el Decreto N° 1398, reglamentario de la Ley N° 24.065, al referirse al instituto de las Audiencias Públicas exige su aplicación en las

cuestiones que afecten al interés general, por ejemplo, a las modificaciones tarifarias o cuestiones vinculadas a la calidad de servicio. De por sí, esta interpretación promete escenarios apasionantes y el E.N.R.E. deberá discernir en cada caso el criterio que corresponde aplicar.

Capítulo 6

COMENTARIOS FINALES

Capítulo 6

COMENTARIOS FINALES

El título de este Capítulo resulta adecuado ya que la intención no es la de formular juicios definitivos sobre cuestiones y situaciones aún no suficientemente consolidadas, sino reflexionar desde una perspectiva que es la que resulta del exclusivo y excluyente compromiso con la Ley y el interés público.

A partir del 6 de abril de 1993 se inició, en el incipiente mercado eléctrico, una experiencia novedosa en muchos sentidos: regular lo que nunca fue sometido a regulación alguna, por lo menos en la acepción actualizada del término. Por otra parte, operar la regulación y el control en un sector sólo parcialmente privatizado, pero en vías de su total transformación, después de casi cinco décadas de propiedad estatal de las empresas.

Al momento de la constitución del E.N.R.E., los consorcios titulares de las áreas concesionadas de distribución llevaban casi siete meses de actividad y las centrales termoeléctricas, anteriormente operadas por SEGBA, estaban, desde hacía aproximadamente un año, en manos de la iniciativa privada. Desde el comienzo mismo de su gestión, el E.N.R.E. monitoreó en los términos contractuales previstos la calidad del servicio, porque unos meses después, el 1 de septiembre de 1993 comenzaron a registrarse los incumplimientos. Desde un comienzo el E.N.R.E. debió atender prioritariamente al cumplimiento del mandato legislativo que le imponía controlar las tarifas y la calidad del servicio. Simultáneamente, pero de una manera poco ostensible para el público, debió atender la regulación en los restantes segmentos del mercado eléctrico.

La conjunción de estos elementos y la necesidad de organizar el propio funcionamiento del E.N.R.E, determinó que el Directorio atendiera su puesta en marcha a partir de un Decreto de creación que no contemplaba su estructura ni su presupuesto. Un primer y provisorio agrupamiento de tareas debió realizarse a través de un diseño que concibió las responsabilidades técnicas, económicas y legales, como los principales compromisos del E.N.R.E. con la sociedad.

En esta primera etapa el E.N.R.E. fue visualizado externamente como un «obligado receptor de la insatisfacción de los usuarios finales» y un «pesado celador de las empresas distribuidoras», lo que implica una imagen por lo menos distorsionada de las verdaderas responsabilidades que la Ley y el sistema le asignaron. Esta imagen debe ser corregida, de hecho se corrige todos los días, con decisiones que tienen escasa trascendencia pública, pero que se vinculan con los ajustes que el comportamiento del mercado impone a la generación, al transporte y también a la distribución de energía.

Resulta muy importante destacar que desde un primer momento el E.N.R.E. controla los movimientos accionarios de todos los consorcios que operan en el

mercado eléctrico para evitar actos que impliquen competencia desleal y abusos de una posición dominante en el mercado; así como también exige a los transportistas y distribuidores que permitan el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada. Estas, entre otras, son tareas permanentes que sólo esporádicamente trascienden, aunque son muy importantes para el funcionamiento armónico del sistema.

Con estos comentarios se desea advertir al público interesado que el funcionamiento óptimo de un ENTE REGULADOR pasa mucho más por lo que no trasciende, que por lo que cobra notoriedad. Por ejemplo: en cuanto a las tarifas, cada día se profundiza más una investigación acerca de su estructura y su problemática, con vistas a la futura reformulación de los cuadros tarifarios (dentro de 8 años), además de verificar los valores aplicados por las empresas en las modificaciones resultantes de las programaciones estacionales.

Durante el primer año de gestión del E.N.R.E. se transfirió a la iniciativa privada el transporte en alta tensión y comenzaron a concretarse la transferencia de las distribuciones troncales. Se advierte una actitud interesante de los actores del sector para promover una mayor capacidad de transporte en los nodos del sistema. Como motivación de esta actitud, debe pensarse en las señales de precios y/o en las responsabilidades que asumen las concesionarias en razón de los contratos.

Una de las cuestiones más importantes que hoy preocupan no sólo al E.N.R.E. sino a todo el mercado eléctrico, es el acceso abierto a las redes de transporte y distribución en razón de su incidencia en las transacciones futuras. En particular a aquéllas originadas en contratos entre generadores y grandes usuarios, así como a la viabilidad de proyectos de cogeneración que faciliten la reducción de costos industriales en empresas que se esfuerzan por acceder a mercados competitivos.

Es necesario cerrar este Informe ratificando los criterios que identifican la gestión del Directorio del E.N.R.E.

En el Artículo N° 2 de la Ley N° 24.065 se establecen los objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad; y en su parte final se adelanta la creación del "Ente Nacional Regulador de la Electricidad, que sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que las actividades del sector se ajusten a los mismos".

Se considera que una interpretación correcta de la voluntad del Legislador se corresponde con el pensamiento económico que promovió la transformación del

servicio público de electricidad y su privatización. No se advierten contradicciones entre los objetivos fijados y la plena utilización de los instrumentos que la Ley puso en manos del Regulador para asegurar su cumplimiento.

En definitiva, la idea sustancial, la idea fuerza que movilizó la política del cambio, se basó en el precepto constitucional de «promover el bienestar general». Así lo entendió el Legislador cuando encomendó al E.N.R.E. «proteger adecuadamente los derechos de los usuarios». Este mandato no puede cumplirse sino en el marco de un sistema integrado y armónico cuyo equilibrio deber ser siempre preservado.

La transformación del sector eléctrico tuvo como propósito fundamental brindar un mejor servicio a la población. Todas y cada una de las situaciones que nos toca examinar deben ser evaluadas teniendo en cuenta lo manifestado.

Por ello el Directorio entiende «que la adecuada protección de los derechos de los usuarios» resume y engloba la intencionalidad de todas las acciones del mercado eléctrico. Que esa intencionalidad, querida por el Legislador, resulte explícita por el comportamiento de los actores, es la misión encomendada al E.N.R.E.

Apéndice

**Apruébase la Reglamentación de la Ley N° 24.065.
Apruébase la Reglamentación de los artículos 18 y 43 de la
Ley N° 15.336.**

Bs. As., 06/08/92

VISTO la sanción de la Ley N° 24.065 y el Expediente
N° 751.034/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA
ELECTRICA. y

CONSIDERANDO

Que resulta imprescindible reglamentar algunos de los preceptos
contenidos en dicha ley a los efectos de su inmediata aplicación.
Que, a su vez, dados los criterios de regulación contenidos en la
Ley N° 24.065 y el carácter complementario que la citada norma
tiene de la Ley N° 15.336, corresponde precisar los alcances de
su contenido, en particular, en lo referente a las características
de la concesión del servicio público de distribución así como a la
base de cálculo de la Regalía Hidroeléctrica reglada por el
Artículo 43 de la Ley N° 15.336, modificado por Ley N° 23.164,
dada la derogación que el Artículo 90 de la Ley N° 24.065
dispusiera del Artículo 39 de la Ley N° 15.336.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado
para el dictado del presente acto en virtud de las atribuciones
conferidas por el Artículo 67 de la Ley N° 23.696, por el Artículo
91 de la Ley N° 24.065 y por el Artículo 86 inciso 2) de la
CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA
DECRETA:

Artículo 1° - Apruébase la "Reglamentación de la
Ley N° 24.065", que como Anexo 1 forma parte integrante del
presente Decreto.

Artículo 2° - Apruébase la "Reglamentación del
Artículo 18 y del Artículo 43 de la Ley N° 15.336, modificada en
este último caso por la Ley N° 23.164", que como Anexo II forma
parte integrante del presente Decreto.

Artículo 3° - El presente decreto entrará en
vigencia a partir de la fecha de su publicación.

Artículo 4° - Comuníquese, publíquese, dése a la
Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. MENEM. -
Domingo F. Cavallo.

La actividad de generación de energía eléctrica por responder al
libre juego de la oferta y la demanda debe ser sólo regulada en
aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés
general.

ANEXO I

REGLAMENTACION DE LA LEY N° 24.065

CAPITULO I

Objeto

ARTICULO 1° - Caracterízase como servicio público al transporte y distribución de electricidad. La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

CAPITULO II

Política general y agentes

ARTICULO 2° - Fíjense los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;
- d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;
- f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Artículo 54 de la presente ley; sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

CAPITULO III

Transporte y distribución

ARTICULO 3° - El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones de conformidad con las disposiciones de las leyes 15.336, 23.696 y de la presente ley. El Estado por sí o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución en el caso en que, cumplidos los procedimientos de selección referidos en la presente ley, no existieron oferentes, a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos.

ARTICULO 1° - Caracterízase a la actividad de transporte como un servicio público por su naturaleza monopólica. No obstante lo cual, comparte las reglas propias del mercado por las particularidades que presenta en lo atinente a su expansión. Tales condiciones deberán ser tenidas en cuenta por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA al establecer la regulación específica de tal actividad y por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD al ejercer las funciones que le asigna la Ley N° 24.065.

ARTICULO 2° - Sin reglamentación,

ARTICULO 3° - El PODER EJECUTIVO NACIONAL deberá tomar los recaudos necesarios a los efectos de que se produzca en el menor plazo posible la transferencia al Sector Privado de la actividad de transporte y distribución de electricidad actualmente a cargo de las empresas AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELECTRICA NOR-PATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA y SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA, conforme a los términos de la Ley N° 23.696 y de la Ley N° 24.065.

La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberán implementar los mecanismos que fuere menester, a los efectos de asegurar que las actividades descriptas en el párrafo precedente permanezcan a cargo del Sector Privado.

CAPITULO IV
Generadores, transportistas, distribuidores
y grandes usuarios

ARTICULO 4° - Serán actores reconocidos del mercado eléctrico:

- a) Generadores o productores;
- b) Transportistas;
- c) Distribuidores;
- d) Grandes usuarios.

ARTICULO 5° - Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.

ARTICULO 6° - Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes.

ARTICULO 7° - Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario según sea el caso.

ARTICULO 8° - Quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios podrán comercializarla de igual manera que los generadores.

ARTICULO 9° - Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

ARTICULO 10. - Se considera gran usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

ARTICULO 4° - Sin reglamentación.

ARTICULO 5° - La actividad de generación de energía eléctrica de origen térmico no requiere autorización previa del PODER EJECUTIVO NACIONAL para su ejercicio, en cambio, la de origen hidroeléctrico estará sujeta a una concesión de explotación, en los términos del Artículo 14 de la ley N° 15.336.

ARTICULO 6° - Sin reglamentación.

ARTICULO 7° - Sin reglamentación.

ARTICULO 8° - Se tendrá como valor de referencia de la energía eléctrica que se reciba en concepto de pago por regalía hidroeléctrica u otro servicio, a los efectos de su comercialización mayorista en el Mercado Spot, el que le corresponda, en tal mercado, al concesionario de la central hidroeléctrica en la cual se origina tal pago.

ARTICULO 9° - El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación. De ser éste una forma societaria, sí pueden serlo sus accionistas, como personas físicas o constituyendo otra persona jurídica con ese objeto.

ARTICULO 10. - Considérase "gran usuario" a todo aquel usuario que por su característica de consumo pueda celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque con los generadores que define el inciso a) del Artículo 35 de la ley N° 24.065, estando sujetos a jurisdicción nacional cuando tales contratos se ejecuten a través del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION.

Delégase a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA la facultad de precisar los módulos de potencia y energía y demás parámetros técnicos que caracterizan al "gran usuario".

Asimílese a las Entidades Cooperativas prestadoras del servicio público de electricidad, "al gran usuario", a los efectos de determinar su forma de participación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

CAPITULO V
**Disposiciones comunes a transportistas
y distribuidores**

ARTICULO 11. - Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y/ u operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ente, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener de aquél un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

ARTICULO 12. - El inicio o la inminencia de inicio de una construcción y/u operación que carezca del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad pública, facultará a cualquier persona a acudir al ente para denunciar u oponerse a aquéllas. El ente ordenará la suspensión de dicha construcción y/u operación hasta tanto resuelva sobre el otorgamiento del referido certificado, sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder por la infracción.

ARTICULO 13. - La construcción o ampliación de las instalaciones de un transportista o distribuidor que interfiriere o amenazare interferir irrazonablemente el servicio o sistema correspondiente a otro transportista o distribuidor, facultará a estos últimos para acudir ante el ente, el que oyendo a los interesados autorizará o no la nueva obra, pudiendo convocar, previo a el a una audiencia pública.

ARTICULO 14. - Ningún transportista ni distribuidor podrá abandonar total ni parcialmente las instalaciones destinadas al transporte y distribución de electricidad, ni dejar de prestar los servicios a su cargo, sin contar con la aprobación del ente, quien sólo la otorgará después de comprobar que las instalaciones servicios a ser abandonados no resultan necesarios para el servicio público en el presente ni en un futuro previsible.

ARTICULO 15. - El ente resolverá en los procedimientos indicados en los artículos 11,12,13 y 14 y dentro del plazo de tres (3) meses contados a partir la fecha de iniciación de los mismos.

ARTICULO 16. - Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos resoluciones que el ente emita a tal efecto. Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisión y pruebas que periódicamente realizará el ente, el que tendrá, asimismo, facultades para ordenar la suspensión del servicio, la reparación o reemplazo de instalaciones y equipos o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.

ARTICULO 11. - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá establecer la magnitud de instalación cuya operación y/o construcción requiere su calificación de necesidad, debiendo difundir adecuadamente tal caracterización.

ARTICULO 12. - El particular que quiera manifestar su oposición a la construcción y/u operación de instalaciones de distribución o transporte de energía eléctrica que carezca del certificado reglado por el Artículo 11 de la Ley N° 24.065, deberá acreditar previamente, tener afectado un derecho subjetivo o un interés legítimo ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 13. - Sin reglamentación.

ARTICULO 14. - Sin reglamentación.

ARTICULO 15. - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá elevar, por intermedio de la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, dentro del término de los CIENTO VEINTE (120) DIAS de su puesta en funcionamiento, un proyecto de reglamento que establezca el procedimiento que aplicará para intervenir y resolver en las cuestiones regladas en este Capítulo.

ARTICULO 16. - Sin reglamentación.

ARTICULO 17. - La infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. asimismo deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro, el orden nacional por la Secretaría de Energía.

ARTICULO 18. - Los transportistas y los distribuidores gozarán de los derechos de servidumbre previstos en la ley 19.552.

ARTICULO 19. - Los generadores, transportista distribuidores, no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado. La configuración de situaciones descritas precedentemente, habilitará instancia judicial para el ejercicio de las acciones previstas por la ley 22.262, no siendo aplicable por ello lo dispuesto en el artículo 32 de dicha ley.

ARTICULO 20. - Los generadores, transportistas y distribuidores abonarán una tasa de inspección y control que será fijada por el ente de conformidad con lo dispuesto por los artículos 67 y 68 de la presente ley.

CAPITULO VI

Provisión de servicios

ARTICULO 21. - Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión.

ARTICULO 17. - La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA deberá determinar las normas de protección de cuencas hídricas y ecosistemas asociados, a las cuales deberán sujetarse los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica, en lo referente a la infraestructura física, las instalaciones y la operación de sus equipos.

ARTICULO 18. - Sin reglamentación.

ARTICULO 19. - Facúltase al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD a caracterizar, en cada caso en particular, si una situación configura o no un acto de competencia desleal o de abuso de una posición dominante en el mercado.

ARTICULO 20. - Sin reglamentación.

ARTICULO 21. - El PODER EJECUTIVO NACIONAL sólo autorizará concesiones de distribución de energía eléctrica cuya regulación se funde en los criterios contenidos en el Artículo 1° de la presente reglamentación y prevean sanciones por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que afecten la continuidad de la prestación del servicio.

Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de provisión de servicio de electricidad durante el término de la concesión que se le otorgue. Serán responsables de atender el incremento de demanda en su zona de concesión, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere conveniente. No podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su contrato de concesión.

El Estado Nacional no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura del concesionario de distribución.

Dichos contratos de concesión deberán respetar, en particular, las previsiones en materia tarifaria contenidas en la reglamentación de los incisos a), b) y c) del Artículo 40, del Artículo 41 y de los incisos c) y d) del Artículo 42 de la Ley N° 24.065, los lineamientos básicos que se definen en la reglamentación de los incisos b), d) y f) del Artículo 56 de la citada ley, así como aplicarse los procedimientos establecidos en la reglamentación de los Artículos 51 y 52 de la ley antes mencionada.

ARTICULO 22. - Los transportistas y los distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo a los términos de esta ley.

A los fines de esta ley la capacidad de transporte incluye la de transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que el ente determine.

ARTICULO 23. - Ningún transportista ni distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine el ente.

ARTICULO 24. - Los transportistas y los distribuidores responderán a toda solicitud de servicio dentro de los treinta (30) días corridos, contados a partir de su recepción.

ARTICULO 25. - Quien requiera un servicio de suministro eléctrico de un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ente el que, escuchando también a la otra parte, resolverá el diferendo, debiendo tener, a tales efectos, como objetivo fundamental el asegurar el abastecimiento.

ARTICULO 26. - Los transportistas y los distribuidores deberán fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas. Dichas especificaciones serán publicadas en los respectivos cuadros tarifarios.

ARTICULO 27. - Los transportistas y los distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios.

ARTICULO 28. - Los contratos de concesión podrán obligar a los transportistas y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los concesionarios podrán recuperar el monto de sus inversiones conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley.

ARTICULO 29. - La concesión de transporte sujeta a jurisdicción nacional se otorgará por plazo fijo, en los términos del artículo 18 de la ley 15.336, no siéndole aplicables los incisos 3°, 11, 12, 16, 17 y 18. A su vez, deberá también especificarse la capacidad, características y el plan de obras e instalaciones a efectuarse así como el régimen de precios del peaje.

ARTICULO 22. - EL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá precisar los criterios para el ejercicio del derecho de libre acceso a la capacidad de transporte de los sistemas del transportista y/o del distribuidor.

ARTICULO 23. - Sin reglamentación.

ARTICULO 24. - Sin reglamentación.

ARTICULO 25. - Sin reglamentación.

ARTICULO 26. - Los criterios para determinar las especificaciones mínimas de calidad de la electricidad que se coloque en el sistema de transporte y/o de distribución deberán ajustarse a las normas técnicas, que a tales fines, establezca el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 27. - Considerase servicio adecuado a los usuarios el que sea prestado en un todo de acuerdo a las normas de calidad de servicio que se definan en el contrato de concesión específico y a las que a tales efectos establezca el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 28. Sin reglamentación.

ARTICULO 29. Sin reglamentación.

CAPITULO VII

Limitaciones

ARTICULO 30. - Los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte), no podrán comprar ni vender energía eléctrica.

ARTICULO 31. - Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.

ARTICULO 32. - Sólo mediante, la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores, podrán consolidarse con un mismo grupo empresario o fusionarse. También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente. El pedido de autorización deberá ser formulado al ente, indicando las partes involucradas, una descripción del acuerdo cuya aprobación se solicita, el motivo del mismo y toda otra información que para resolver pueda requerir el ente. El ente dispondrá la realización de audiencias para conocer la opinión de todos los interesados y otras investigaciones que considere necesarias y otorgará la autorización siempre que no se vulneren las disposiciones de la presente ley ni se resientan el servicio ni el interés público.

ARTICULO 33. - A los fines de este título, si las sociedades que se dediquen al transporte y distribución de energía eléctrica fueran sociedades por acciones, su capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables.

CAPITULO VIII

Exportación e importación

ARTICULO 34. - La exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

ARTICULO 30. - Sin reglamentación.

ARTICULO 31. - La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA deberá controlar que, como resultado de la modalidad de privatización dispuesta por los Artículos 93, 94 y 95 de la Ley N° 24.065, la división de la actividad eléctrica actualmente a cargo de las empresas AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELECTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA y SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA en generación, distribución y transporte, se efectúe de modo tal que impida que el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA se transforme en un monopolio o en un oligopolio. La citada Secretaria controlará, a su vez, que se mantenga, en dicho ámbito, la condición de libre competencia, debiendo dictar, con tal fin, las normas necesarias tendientes a evitar que el control de las empresas que desarrollen dichas actividades se concentre en un único grupo económico.

Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a autorizar la construcción de una línea de transporte de uso particular, a exclusivo costo del distribuidor, generador y/o gran usuario que lo solicite, la que deberá establecer, en dicho acto, las normas que regirán las modalidades y forma de operación de la línea de transporte. Dicha concesión de transporte de uso particular no reviste la condición de servicio público.

ARTICULO 32. - Sin reglamentación.

ARTICULO 33. - Determinase que sólo deberá reunir la condición de no endosable, en los términos del Artículo 33 de la ley N° 24.065, el porcentaje del capital accionario que determine el control societario de una sociedad distribuidora o transportista.

ARTICULO 34. - Sin reglamentación.

CAPITULO IX

Despacho de cargas

ARTICULO 35. - El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC), órgano que se constituirá bajo la forma de una sociedad anónima cuyo capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables y cuya mayoría accionaria estará inicialmente, en la cabeza de la Secretaría de Energía y en el que podrán tener participación accionaria los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La participación estatal, inicialmente mayoritaria, podrá ser reducida por el Poder Ejecutivo hasta el diez por ciento (10%) del capital social, no obstante este porcentaje deberá asegurarle la participación y poder de veto en el directorio.

La Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará el DNDC para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar la transparencia y equidad de las decisiones, atendiendo a los siguientes principios:

a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores

(con excepción de aquellos comprendidos en el artículo 1* de la ley N° 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores (mercado a término);

b) Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecen en el artículo siguiente, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar los actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes.

ARTICULO 36. - La Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia contempladas en el inciso b) del artículo precedente que aplicará el DNDC. La norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el DNDC, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada.

Asimismo, determinará que los demandantes (distribuidores) paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada noventa (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben los generadores por los conceptos señalados en el párrafo precedente y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.

ARTICULO 35. - La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA deberá, al dictar las normas a las que ajustará su accionar el DESPACHO NACIONAL DE CARGAS, definir los conceptos "SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION" y "MERCADO ELECTRICO MAYORISTA".

ARTICULO 36. - Sin reglamentación.

ARTICULO 37. - Las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la Secretaría de Energía. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de venta de la energía generada conforme al artículo precedente, así como los que resulten entre este último y el precio de venta de la energía generada por los entes binacionales conforme sus respectivos convenios, o resultantes de interconexiones internacionales, integrarán un fondo unificado, cuyo presupuesto será aprobado anualmente por el Congreso de la Nación y será administrado por la Secretaría de Energía, la que deberá atender con el mismo los compromisos emergentes de deudas contraídas hasta el presente y las inversiones en las obras que se encuentren en ejecución a la fecha de vigencia de esta ley que determine la Secretaría de Energía. El fondo unificado se destinará también, para estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme el artículo 36 de esta ley

La citada secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del fondo, conforme su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas.

ARTICULO 38. - La Secretaría de Energía preparará y publicitará entre los interesados planes orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del SADI, que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas de despacho.

ARTICULO 39. - El DNDC no impondrá restricciones a los autogeneradores que suministren energía a través de contratos libremente pactados con los demandantes, salvo que existieran razones técnicas fundadas, y canalizará ventas de saldos de este tipo de generación, en la medida que resulte económico para el sistema.

ARTICULO 37. - LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA fijará el presupuesto del Fondo Unificado emergente del Artículo 37 de la Ley N° 24.065 correspondiente al ejercicio 1992 y determinará, en forma mensual, los criterios de distribución. A partir del ejercicio 1993, facúltase a la citada Secretaria a establecer, mensualmente, los criterios de distribución de dicho fondo conforme los destinos determinados en el citado artículo.

ARTICULO 38. - Sin reglamentación.

ARTICULO 39. - Sin reglamentación.

CAPITULO X

Tarifas

ARTICULO 40. - Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley; b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el ente califique como relevante; c) En el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM; d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

ARTICULO 41. - Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

ARTICULO 40. -

Inciso a) El costo propio de distribución para cada nivel de tensión, que integrará la tarifa de la concesión estará constituido por:

1.- el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión;

2.- los costos de operación y mantenimiento, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los usuarios; y

3.- los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención al usuario.

Inciso b) Los costos de distribución se asignarán a las distintas categorías tarifarias teniendo en cuenta:

1.- la tensión en que se efectúe el suministro; y

2.- la modalidad de consumo de cada tipo de usuarios, teniendo en cuenta su participación en los picos de carga de las redes de distribución.

Inciso c) Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra en bloque en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, tomando como referencia el correspondiente al "Mercado Spot". Dicho precio de compra deberá multiplicarse por un factor que represente las pérdidas técnicas asociadas a su sistema de distribución, según el nivel de tensión del suministro.

En caso de comprar el distribuidor toda o parte de la energía eléctrica en bloque, a través de contratos libremente pactados, el precio a trasladar a la tarifa a usuarios finales será el que corresponda al "Mercado Spot".

Los precios de los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque, que se transfieran a los adjudicatarios del proceso licitatorio que se lleve a cabo a los efectos de la privatización de la actividad de distribución a cargo de SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA, se trasladarán íntegramente a la tarifa a usuario final. De acordarse modificaciones en dichos contratos, con posterioridad a tal transferencia, se los asimilará, a los efectos reglados en el presente inciso, a los contratos libremente pactados.

Cada distribuidor trasladará a la tarifa a usuario final el precio correspondiente al Mercado Spot (ya sea que la compra se efectúe en tal ámbito o a través de contratos libremente pactados), y/o el de los contratos transferidos en los procesos de privatización, a que hacen referencia los párrafos precedentes, ponderando la proporción que cada uno de éstos represente en su compra total.

inciso d) Sin reglamentación.

ARTICULO 41. - Considérase como tasa de rentabilidad a la tasa de actualización que determine el ENTE NACIONAL REGULADOR para el cálculo de los costos propios de distribución. El Ente, a tales efectos, deberá respetar los principios definidos en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065.

ARTICULO 42. - Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios: a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la presente ley. b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios. c) El precio máximo será determinado por el ente de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones; d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar; e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

ARTICULO 43. - Finalizado el periodo inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.

ARTICULO 44. - Ningún transportista ni distribuidor podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto excepto que aquéllas resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro distinguo equivalente que razonablemente apruebe el ente.

ARTICULO 45.- Los transportistas y distribuidores, dentro del último año del período indicado en el artículo 43 de esta ley, y con sujeción a la reglamentación que dicte el ente, deberán solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que respondan a lo establecido en el artículo 42 que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios, luego de su aprobación; deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios.

ARTICULO 42. - El Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario que se establezcan en los contratos de concesión de distribución y comercialización de energía eléctrica, que se otorguen como resultado de la privatización de tal actividad en los términos del Artículo 95 de la Ley N°24.065, podrá ser aplicable por un período inicial de DIEZ (10) años, a los efectos de otorgar un marco de referencia adecuado a la prestación del servicio público. Inciso a) Sólo podrán mantenerse vigentes las reducciones de tarifas en favor de usuarios del Sector Pasivo, cuyo ingreso no exceda el haber que a tales efectos determine el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, de entidades de bien público sin fines de lucro debidamente registradas como tales y/o de sectores industriales electrointensivos, si se prevé una partida presupuestaria específica destinada a cubrir al concesionario la diferencia de ingresos que tal subsidio representa. En tales casos, el citado Ente deberá gestionar la habilitación de las respectivas partidas presupuestarias con cargo al área de gobierno a la que corresponda velar por el sector social subsidiado y deberá controlar la correcta aplicación del régimen tarifado diferencial por parte del distribuidor.

Inciso b) Sin reglamentación.

Inciso c) El ENTE NACIONAL REGULADOR deberá considerar, en principio, los siguientes factores destinados a estimular la eficiencia y las inversiones en construcción y mantenimiento de instalaciones.

1.- la fijación de los cuadros tarifarios teniendo en cuenta niveles normales de pérdidas técnicas; y

2.- la aplicación de descuentos sobre la facturación a usuarios finales en caso que el distribuidor no dé cumplimiento a las normas de calidad de servicio establecidas en el contrato de concesión

Inciso d) Los ajustes de tarifas a que hace referencia el Inciso d) del Artículo 42 de la Ley N° 24.065; permitirán reflejar las variaciones en el precio de compra de la energía eléctrica en bloque, según el concepto que se define en la reglamentación del Inciso c) del Artículo 40 de la citada ley y mantener constantes los costos propios de distribución determinados según lo establecen los Incisos a) y b) de la reglamentación del artículo precedentemente mencionado.

Inciso e) Sin reglamentación.

ARTICULO 43. - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, una vez vencido el período inicial a que hace referencia la reglamentación del Artículo 42 de la Ley N° 24.065 fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de CINCO (5) años.

ARTICULO 44. - Sin reglamentación.

ARTICULO 45. - El distribuidor adjuntará a su presentación tarifaria toda la información en la que funda su propuesta, debiendo, a su vez, suministrar toda la que, adicionalmente, solicite el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

Para realizar el estudio de la propuesta tarifaria presentada por el distribuidor, el Ente contratará los servicios de un grupo consultor independiente de reconocida experiencia en el Sector, que efectuará una propuesta alternativa. En base a ésta y a la propuesta del concesionario, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD establecerá el cuadro tarifario para los próximos CINCO (5) años.

ARTICULO 46. - Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. Recibida la solicitud de modificación, el ente dará inmediata difusión pública a la misma por un plazo de treinta (30) días y convocará a una audiencia pública para el siguiente día hábil a fin de determinar si el cambio solicitado se ajusta a las disposiciones de esta ley y al interés público.

ARTICULO 47. - El ente deberá resolver dentro de los ciento veinte (120) días corridos contados a partir de la fecha del pedido de modificación, si así no lo hiciera el concesionario podrá ajustar sus tarifas a los cambios solicitados como si éstos hubieran sido efectivamente aprobados, debiendo, sin embargo, reintegrar a los usuarios cualquier diferencia que pueda resultar a favor de estos últimos si las modificaciones no fueran finalmente aprobadas por el ente o si la aprobación fuera solamente parcial.

ARTICULO 48. - Cuando, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia de particulares, el ente considere que existen motivos razonables para alegar que la tarifa de un transportista o distribuidor es injusta, irrazonable, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al transportista o distribuidor, la dará publicidad, y convocará a una audiencia pública con no menos de treinta (30) días de anticipación. Celebrada la misma dictará resolución dentro del plazo indicado en el artículo precedente.

ARTICULO 49. - Las tarifas por transporte y distribución estarán sujetas a topes anualmente decrecientes en términos reales a partir de fórmulas de ajuste automático que fijará y controlará el ente.

CAPITULO XI

Adjudicaciones

ARTICULO 50. - El transporte y la distribución de electricidad sólo podrán ser realizados por empresas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado una concesión de conformidad con lo dispuesto por la ley 15.336 y la presente ley. Las concesiones serán adjudicadas de conformidad con procedimientos de selección preestablecidos por la Secretaría de Energía.

ARTICULO 51. - Con una anterioridad no menor de dieciocho (18) meses a la fecha de finalización de una concesión, los transportistas y distribuidores tendrán derecho a requerir del ente la prórroga por un periodo de diez (10) años, o el otorgamiento de una nueva concesión. Dentro de los sesenta (60) días de requerido el ente resolverá fundadamente, sobre el otorgamiento o no de la prórroga o la negociación de una nueva concesión.

ARTICULO 46. - Sin reglamentación.

ARTICULO 47. - Sin reglamentación.

ARTICULO 48.- De ser calificada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD como injusta e irrazonable la tarifa que aplica de oficio el distribuidor como consecuencia de lo dispuesto por el Artículo 47 de la Ley N 24.065, éste deberá aplicar los valores tarifarios anteriores, desde el momento en que el Ente le notifique tal calificación hasta el vencimiento del plazo que el citado artículo define para su pronunciamiento.

ARTICULO 49. - Sin reglamentación.

ARTICULO 50. - Sin reglamentación.

ARTICULO 51. - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá someter al PODER EJECUTIVO NACIONAL, por intermedio de la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, su propuesta de prórroga o renegociación de una nueva concesión. La citada Secretaría deberá resolver, sobre el particular, dentro del término de TREINTA (30) días hábiles, estando facultada para denegar fundadamente tal petición, en cuyo caso deberá instruir al mencionado Ente a iniciar un procedimiento de selección del nuevo concesionario, según los términos y condiciones que especifique dicha Secretaria. De resolver la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dar curso favorable a lo propuesto por el Ente, elevará las actuaciones al PODER EJECUTIVO NACIONAL para su aprobación respectiva.

ARTICULO 52. - Si el ente decidiera no otorgar la prórroga o una nueva concesión al concesionario existente, iniciará un nuevo procedimiento de selección dentro del plazo de treinta (30) días para adjudicar los servicios de transporte o distribución en cuestión.

ARTICULO 53. - En el caso del artículo precedente, si la nueva concesión no pudiese ser otorgada antes de la finalización de la anterior concesión, el ente podrá requerir al titular de esta última la continuación del servicio por un plazo no mayor a doce (12) meses contados a partir de la fecha original de finalización de la concesión anterior.

CAPITULO XII

Ente Nacional Regulador

ARTICULO 54. - Créase en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el que deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en el artículo 2° de esta ley. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad deberá estar constituido y en condiciones de cumplir sus funciones dentro de los sesenta (60) días de la puesta en vigencia de la presente ley.

ARTICULO 55. - El ente gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, y su patrimonio estará constituido por los bienes que se le transfieran y por los que adquiriera en el futuro por cualquier título. Tendrá su sede en la ciudad de Buenos Aires. El ente aprobará su estructura orgánica.

ARTICULO 52.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá someter a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, su denegatoria de prórroga o de otorgamiento de una nueva concesión.

Sólo podrá iniciar el procedimiento de selección de un nuevo concesionario, dentro de las pautas y procedimientos que, a tales efectos, determine la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, una vez que le haya sido notificado el acto de dicha Secretaria que ratifique su propuesta.

El citado Ente deberá someter la propuesta de adjudicación resultante del nuevo proceso de selección a que se refiere el párrafo precedente, a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, la que, de mediar conformidad, deberá elevarla al PODER EJECUTIVO NACIONAL para el dictado del acto pertinente.

ARTICULO 53. - Sin reglamentación.

ARTICULO 54. - Sin reglamentación.

ARTICULO 55. - Facúltase al MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS a determinar y transferir al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, los bienes muebles e inmuebles de propiedad del ESTADO NACIONAL o de las empresas del Sector Eléctrico Nacional de las que éste es único propietario.

ARTICULO 56. El ente tendrá las siguientes funciones y facultades:

a) Hacer cumplir la presente ley, su reglamentación y disposición complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión;

b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores; de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios. prestados;

c) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios

d) Establecer las bases para el cálculo de tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y disposiciones de esta ley;

e) Publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores, en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios;

f) Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución de electricidad mediante procedimientos públicos o privados cuando razones especiales debidamente acreditadas así lo justifiquen

g) Llamará a participar en procedimientos de selección y efectuará las adjudicaciones correspondientes, firmando el contrato de concesión ad referendum del Poder Ejecutivo el que podrá delegar tal función en el órgano o funcionario que considere conveniente;

h) Propiciar ante el Poder Ejecutivo, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de concesiones;

i) Autorizar las servidumbres de electroducto mediante los procedimientos aplicables de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 18 de esta ley y otorgar toda otra autorización prevista en la presente;

j) Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en esta ley;

ARTICULO 56.

Inciso a) Sin reglamentación.

Inciso b) El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá:

b.1. Concentrar su función de contralor del concesionario de distribución de energía eléctrica sobre la calidad de servicio prestado, debiendo considerar, para ello, los siguientes lineamientos:

b.1.1. Defínese como calidad de servicio al conjunto de normas que especifiquen la calidad de la energía eléctrica a suministrar (producto) y del servicio a prestar, desde el punto de vista técnico y comercial.

La calidad del producto suministrado se relacionará con el nivel de tensión en el punto de alimentación y con sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas).

La calidad del servicio técnico prestado tendrá en cuenta la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

La calidad del servicio desde el punto de vista comercial se medirá teniendo en cuenta el plazo empleado por el concesionario para dar respuesta a las solicitudes de conexión de servicio, los errores en la facturación y la frecuencia de facturación estimada.

b.1.2. El contrato de concesión de distribución deberá establecer, claramente, las normas de calidad de servicio que regirán las condiciones de su prestación. Asimismo fijará los límites de lo que se considera un servicio prestado satisfactoriamente, nivel a partir del cual se reglamentarán las penalidades por incumplimiento de tales normas.

b.1.3. El concesionario determinará, a su criterio, los trabajos e inversiones que estime necesario llevar a cabo a los efectos de dar cumplimiento al nivel de calidad preestablecido.

b.1.4. El Régimen de Penalidades se establecerá en función del perjuicio económico que ocasione al usuario la prestación del servicio en condiciones no satisfactorias.

En consecuencia, la multa por incumplimiento de las normas de calidad de servicio técnico satisfactorio, consistirá en la aplicación de bonificaciones sobre las facturaciones a los usuarios que hayan sido afectados, los que se calcularán en función del costo que representa, para cada grupo de usuarios la energía no suministrada.

b.1.5. EL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá implementar los mecanismos para el contralor del fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas. A tales efectos, el Ente instruirá al concesionario que:

k) Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, transportistas, distribuidores y usuario, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad y conveniencia públicas en la medida que no obste la aplicación de normas específicas;

l) Promover, ante los Tribunales competentes, acciones civiles o penales, incluyendo medidas cautelares para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley, su reglamentación y los contratos de concesión;

m) Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan, por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso;

n) Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesaria para verificar el cumplimiento de esta ley; su reglamentación y los respectivos contratos de concesión, realizando las inspecciones que, al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder;

ñ) Publicar la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para generadores transportistas y usuarios, siempre que ello no perjudique injustificadamente derechos de terceros;

o) Aplicar las sanciones previstas en la presente ley, en sus reglamentaciones y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;

p) Asegurar la publicidad de las decisiones, que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas;

q) Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso de la Nación un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica;

r) Delegar en sus funcionarios las atribuciones que considere adecuadas para una eficiente y económica aplicación de la presente ley;

s) En general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley y su reglamentación.

b.1.5.1. Lleve a cabo campañas de medición y relevamientos de curvas de carga y tensión,

b.1.5.2. Organice una base de datos con información de contingencias, la que será relacionable con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición, sobre cuyo diseño instruirá el Ente.

b.2. El Reglamento de Suministro contendrá básicamente las condiciones para el suministro; los derechos y obligaciones del usuario, los derechos y obligaciones del concesionario; disposiciones relativas a los casos en que el concesionario estará facultado a cortar o suspender el suministro estableciendo, a tales efectos, el procedimiento a seguir; forma y plazos para la rehabilitación del servicio y sanciones por incumplimiento de las obligaciones que éste defina.

inciso c) Sin reglamentación.

inciso d) El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, con anterioridad suficiente al vencimiento del cuarto año de cada período de vigencia del cuadro tarifario del distribuidor, a que hace referencia el Artículo 43 de la ley N° 24.065, deberá definir las bases para el cálculo de las tarifas de distribución, conforme los siguientes principios generales:

d.1. Los costos propios de distribución, según se define en la reglamentación del Inciso a) del Artículo 40 de la ley N° 24.065, deberán reflejar los costos marginales o económicos del desarrollo de la red.

d.2. Al valor resultante de concepto definido en el punto precedente, se le adicionará el precio de compra de la energía eléctrica en bloque en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, concepto que se entiende con el alcance definido en la reglamentación del Inciso c) del Artículo 40 de la ley N° 24.065.

d.3. Las tarifas deberán diferenciarse por modalidad de uso y por nivel de tensión en que se efectúe el suministro.

Inciso e) Sin reglamentación.

Inciso f) Las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de distribución de electricidad deberán fundarse en los principios generales contenidos en el Pliego de Bases y Condiciones que se utilice para transferir al Sector Privado la actividad de distribución a cargo de SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA y, en particular, el Anexo correspondiente al Contrato de Concesión deberá respetar el principio de división del plazo de concesión en períodos de gestión, así como mecanismos que aseguren la no readquisición, a título oneroso, por el ESTADO NACIONAL, de los activos afectados al servicio y su transferencia sucesiva a nuevos prestadores del servicio.

Inciso g) Sin reglamentación.

Inciso h) Sin reglamentación.

Inciso i) Sin reglamentación.

Inciso j) Para el proceso de audiencia pública el ENTE NACIONAL REGULADOR instrumentará una mecánica de representación orgánica de los usuarios, que será aplicable en todos aquellos casos en que las decisiones del Ente afecten su interés general, en particular, al tratarse los cuadros tarifarios o cuestiones vinculadas a la calidad de servicio.

Inciso k) Considerase como "normas específicas" en el sentido a que hace referencia el Inciso k) del Artículo 56 de la ley N° 24.065, a las leyes que especifican reglas técnicas de seguridad vinculadas al objeto reglado por dicho inciso, las que deberán ser aplicadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

Inciso l) Sin reglamentación.

Inciso m) Sin reglamentación.

Inciso n) Sin reglamentación.

Inciso ñ) Sin reglamentación.

Inciso o) Sin reglamentación.

Inciso p) Sin reglamentación.

Inciso q) Sin reglamentación.

Inciso r) Sin reglamentación.

Inciso s) Sin reglamentación.

ARTICULO 57. - El ente será dirigido y administrado por un directorio integrado por cinco (5) miembros, de los cuales uno será su presidente, otro su Vicepresidente y los restantes vocales.

ARTICULO 57. - La remuneración de los miembros del Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR será fijada por decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

ARTICULO 58. - Los miembros del directorio serán seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo, dos (2) de ellos a propuesta del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Su mandato durará cinco (5) años y podrá ser renovado en forma indefinida. Cesarán en sus mandatos en forma escalonada cada año. Al designar el primer directorio, el Poder Ejecutivo establecerá la fecha de finalización del mandato del presidente, vicepresidente y de cada vocal para permitir tal escalonamiento.

ARTICULO 58. - A los efectos de la designación de los integrantes del Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA deberá definir el perfil de cada integrante del Directorio, conducirá un proceso de selección y determinará, en cada oportunidad, cuáles de los cargos a cubrir corresponde sean propuestos por el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA entre los postulantes a dichos cargos que hayan sido previamente seleccionados como "Candidato Elegible".

El procedimiento de selección antes mencionado se iniciará mediante una convocatoria abierta que deberá difundirse en diarios de circulación masiva, siéndole aplicable las normas que se establecieron para el Régimen de Cargos con Funciones Ejecutivas aprobado por Decreto N° 994 del 27 de mayo de 1991.

Los antecedentes de los postulantes serán evaluados por medio de los currículos vitae presentados y de entrevistas personales efectuadas por especialistas a los efectos de determinar aquellos que reúnen los requisitos mínimos definidos en el llamado para el cubrimiento del puesto. El resultado de tal evaluación deberá elevarse a un Comité de Selección integrado por personas representativas, que por sus condiciones garanticen ecuanimidad e independencia de criterio en su pronunciamiento. De esta forma serán seleccionados el número mínimo de postulantes que defina la Secretaría por cada cargo a cubrir. los que revestirán la condición de "Candidato Elegible".

Si no hubiera ningún Candidato Elegible para cubrir un determinado cargo, se repetirá el procedimiento descrito precedentemente, solamente para tal cargo. También se repetirá el procedimiento, si la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA lo considerase necesario. para aquellos cargos en que hubiera sólo un Candidato Elegible. Tal circunstancia, no obstaculizará la continuación del procedimiento de designación de los restantes miembros del Directorio del Ente.

La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA y el CONSEJO FEDERAL DE ENERGIA ELECTRICA propondrán al PODER EJECUTIVO NACIONAL, la nómina de integrantes del Directorio del Ente que les correspondiere, entre los Candidatos Elegibles.

ARTICULO 59. - Los miembros del directorio tendrán dedicación exclusiva en su función, alcanzándoles las incompatibilidades fijadas por ley para los funcionarios públicos y sólo podrán ser removidos de sus cargos por acto fundado del Poder Ejecutivo.

Previa a la designación y/o a la remoción el Poder Ejecutivo deberá comunicar los fundamentos de tal decisión a una comisión del Congreso de la Nación integrada por dieciséis (16) miembros que serán los presidentes y vicepresidentes de las comisiones que cada una de las Cámaras determinen en función de su incumbencia, garantizando una representación igualitaria de senadores y diputados. Esta comisión podrá emitir opinión dentro del plazo de treinta (30) días corridos de recibidas las actuaciones. Emitida la misma o transcurrido el plazo establecido para ello, el Poder Ejecutivo Nacional quedará habilitado para el dictado del acto respectivo.

ARTICULO 60. - Los miembros del directorio no podrán ser propietarios ni tener interés alguno, directo ni indirecto, en empresas reconocidas como actores del mercado eléctrico por el artículo 4 de esta ley, ni en sus controladas o controlantes.

ARTICULO 61. El presidente durará cinco (5) años en sus funciones y podrá ser reelegido. Ejercerá la representación legal del ente y en caso de impedimento o ausencia transitorios será reemplazado por el vicepresidente.

ARTICULO 59. - En forma previa a la designación, el PODER EJECUTIVO NACIONAL comunicará a la Comisión del PODER LEGISLATIVO NACIONAL a que hace referencia el Artículo 59 de la Ley N° 24.065, la nómina de los que serán designados como Directores del Ente y los motivos en que se fundamenta.

Al finalizar el plazo de TREINTA (30) días corridos que establece el artículo mencionado en el párrafo precedente para que la citada Comisión emita opinión, el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictará, en forma inmediata, el acto de designación respectivo.

ARTICULO 60. - Sin reglamentación.

ARTICULO 61. - Sin reglamentación.

ARTICULO 62. El directorio formará quórum con la presencia de tres (3) de sus miembros; uno de los cuales será el presidente o quien lo reemplace y sus resoluciones se adoptarán por mayoría simple. El presidente, o quien lo reemplace, tendrá doble voto en caso de empate.

ARTICULO 63. - Serán funciones del directorio, entre otras:

- a) Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del ente;
- b) Dictar el reglamento interno del cuerpo;
- c) Asesorar al Poder Ejecutivo en todas las materias de competencia del ente;
- d) Contratar y remover al personal del ente, fiscalizar sus funciones y condiciones de empleo;
- e) Formular el presupuesto anual de gastos y cálculo de recursos, que el ente elevará por intermedio del Poder Ejecutivo Nacional para su aprobación legislativa mediante la ley Nacional de Presupuesto del ejercicio correspondiente;
- f) Confeccionar anualmente su memoria y balance;
- g) En general, realizar todos los demás actos que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del ente y los objetivos de la presente ley.

ARTICULO 64. - El ente se registrará en su gestión financiera, patrimonial y contable, por las disposiciones de la presente ley y los reglamentos que a tal fin se dicten. Quedará sujeto al control externo que establece el régimen de contralor público. Las relaciones con su personal se regirán por la ley de Contrato de Trabajo, no siéndoles de aplicación el régimen jurídico básico de la función pública.

ARTICULO 65. - El ente confeccionará anualmente su presupuesto, estimando razonablemente los gastos e inversiones correspondientes al próximo ejercicio. Un proyecto de presupuesto será previamente publicado, dando oportunidad a los transportistas, distribuidores y usuarios a objetarlos fundadamente.

ARTICULO 66. - Los recursos del ente se formarán con los siguientes ingresos:

- a) La tasa de inspección y control que se crea por el artículo siguiente;
- b) Los subsidios, herencias, legados, donaciones o transferencias bajo cualquier título que reciba;
- c) Los demás fondos, bienes o recursos que puedan serle asignados en virtud de las leyes y reglamentaciones aplicables;
- d) El producido de las multas y decomisos;
- e) Los intereses y beneficios resultantes de la gestión de sus propios fondos.

ARTICULO 62. - Sin reglamentación.

ARTICULO 63. - Sin reglamentación.

ARTICULO 64. - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, dentro del plazo de TREINTA (30) días hábiles, a contar a partir del dictado del acto de designación de los integrantes de su Directorio, deberá elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a los efectos de su aprobación una norma de índole general que reglamente su gestión financiera patrimonial y contable.

ARTICULO 65. - Sin reglamentación.

ARTICULO 66. - Sin reglamentación.

ARTICULO 67. - Productores, transportistas y distribuidores abonarán anualmente y por adelantado una tasa de fiscalización y control a ser fijada por el ente en su presupuesto.

Esta tasa será fijada en forma singular para cada productor, transportista o distribuidor en particular y será igual a la suma total de gastos e inversiones previstos por el ente en dicho presupuesto, multiplicada por una fracción en la cual el numerador, serán los ingresos brutos por la operación correspondiente al año calendario anterior, y el denominador, el total de los ingresos brutos por operación de la totalidad de los productores transportistas y distribuidores del país, durante igual período.

ARTICULO 68. - Si durante la ejecución de un presupuesto los recursos estimados para el ejercicio resultaren insuficientes por hechos imprevisibles a la fecha de confección del referido presupuesto, el ente podrá requerir el pago de una tasa complementaria, sujeta a la aprobación del Poder Ejecutivo, hasta satisfacer las necesidades presupuestarias.

ARTICULO 69. - La mora por falta de pago de la tasa se producirá de pleno derecho y devengará los intereses punitivos que fije la reglamentación. El certificado de deuda por falta de pago de la tasa expedido por el ente habilitará el procedimiento ejecutivo ante los tribunales federales en lo civil y comercial.

CAPITULO XIII

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica

ARTICULO 70. - Sustitúyense los incisos e) y g) del artículo 30 y el artículo 31 de la ley 15.336, por los siguientes:

a) El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituirá por un recargo de treinta australes por kilovatio hora (A 30 KW/h) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20%) en mas o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley;

b) El Fondo será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará a:

El sesenta por ciento (60 %) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a usuarios finales, que asignará anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta ley.

El cuarenta por ciento (40 %) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, el CFEE distribuirá los fondos en función a los índices repartidores vigentes a los que dicho Consejo determine en él.

ARTICULO 67. - Sin reglamentación.

ARTICULO 68. - Sin reglamentación.

ARTICULO 69. - Sin reglamentación.

ARTICULO 70. - Caracterízase como MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, exclusivamente a los efectos de determinar el hecho imponible gravado por el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, a toda operación de compra de energía eléctrica en bloque que, ya sea dentro del territorio de la REPUBLICA ARGENTINA o como resultado de una importación, realicen los Grandes Usuarios y los Distribuidores, que contraten directamente con un Generador y/o a través de un SISTEMA DE INTERCONEXION REGIONAL o del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION.

Serán agentes de retención del impuesto creado por el Artículo 70 de la Ley N° 24.065, el generador que venda su energía a través de contratos libremente pactados o de SISTEMAS REGIONALES DE INTERCONEXION, el DESPACHO NACIONAL DE CARGAS cuando las operaciones se efectúen a través del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION o el propio Distribuidor o Gran Usuario cuando realice operaciones de importación de energía eléctrica.

La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA deberá controlar que la asignación de FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES. que se crea por el Artículo 70 inciso b) de la Ley N° 24.065, se distribuya entre las Provincias que se hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en la citada norma. La citada Secretaría deberá verificar también que las Provincias que hayan adherido a tales principios tarifarios, los apliquen efectivamente al determinar las tarifas a usuarios finales dentro de su jurisdicción.

CAPITULO XIV

Procedimientos y control jurisdiccional

ARTICULO 71. - En sus relaciones con los particulares y con la administración pública el ente se regirá por los procedimientos establecidos en la ley de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias, con excepción de las materias contempladas expresamente en la presente ley.

ARTICULO 72. - Toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, con motivo del suministro del servicio público de transporte y distribución de electricidad, deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente.

Es facultativo para los usuarios, así como para todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas por iguales motivos que los enunciados en este artículo, el someterse a la Jurisdicción previa y obligatoria del ente.

ARTICULO 73. - Cuando, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia, el ente considerase que cualquier acto de un generador, transportista, distribuidor o usuario es violatorio de la presente ley, de su reglamentación, de las resoluciones dictadas por el ente o de un contrato de Concesión, el ente notificará de ello a todas las partes interesadas y convocará a una audiencia pública, estando facultado para, previo a resolver sobre la existencia de dicha violación, disponer, según el acto de que se trate, todas aquellas medidas de índole preventivo que fueran necesarias.

ARTICULO 74. - El ente convocará a las partes y realizará una audiencia pública antes de dictar resolución en las siguientes materias:

- a) la conveniencia, necesidad y utilidad general de los servicios de transporte y distribución de electricidad;
- b) las conductas contrarias a los principios de libre competencia o el abuso de situaciones derivadas de un monopolio natural o de una posición dominante en el mercado.

ARTICULO 75. - Cuando el ente o los miembros de su directorio incurrieran en actos que impliquen un exceso en el ejercicio de las atribuciones conferidas por la presente ley y por su reglamentación, o no cumplieren con las funciones y obligaciones inherentes a su cargo, cualquier persona cuyos derechos se vean afectados por dichos actos u omisiones podrá interponer ante el ente ó ante la justicia federal, según corresponda, las acciones legales tendientes a lograr que el ente y/o los miembros de su directorio cumplan con las obligaciones que les impone la presente ley.

ARTICULO 76. - Las resoluciones del ente podrán recurrirse por vía de alzada, en los términos de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias. Agotada la vía administrativa procederá el recurso en sede Judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

ARTICULO 71. - Sin reglamentación.

ARTICULO 72. - Los actos que emita el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, como consecuencia de las facultades otorgadas en el Artículo 72 de la Ley N° 24.065, serán de índole jurisdiccional.

ARTICULO 73. - Sin reglamentación.

ARTICULO 74.

Inciso a) Se considera vinculado a la conveniencia, necesidad y utilidad general del servicio de distribución de electricidad la aprobación por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR del cuadro tarifario a que hace referencia el Artículo 45 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación.

Inciso b) Sin reglamentación.

ARTICULO 75. - Sin reglamentación.

ARTICULO 76. - Los Recursos de Alzada que se interpongan contra las resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD serán resueltos, en forma definitiva, por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, quedando agotada con su pronunciamiento la vía administrativa.

A los efectos de determinar los alcances del contralor de la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, con respecto a cada uno de los actos del citado Ente que fueren recurridos, aquélla deberá, previamente, caracterizar el acto, según sea o no de naturaleza jurisdiccional.

CAPITULO XV

Contravenciones y sanciones

ARTICULO 77. - Las violaciones o incumplimientos de la presente ley y sus normas reglamentarias cometidos por terceros no concesionarios serán sancionados con:

- a) Multa entre australes un millón (A 1.000.000) y australes mil millones (A 1.000.000.000);
- b) Inhabilitación especial de uno (1) a cinco (5) años;
- c) Suspensión de hasta noventa (90) días en la prestación de servicios y actividades autorizados por el ente;
- d) Decomiso de los elementos utilizados para cometer la contravención, ó de los bienes, artefactos e instalaciones construidas o ubicadas en contravención. Esta sanción podrá aplicarse como accesoria de las anteriores o independientemente de las mismas.

ARTICULO 78. - Las violaciones o incumplimientos de los contratos de concesión de servicios de transporte o distribución de electricidad serán sancionados con las penalidades previstas en los respectivos contratos de concesión.

ARTICULO 79. - El ente podrá disponer el secuestro de bienes como medida precautoria. a no ser que dichos bienes pertenezcan a un tercero no responsable.

ARTICULO 80. - En las acciones de prevención y constatación de contravenciones; así como para lograr el cumplimiento de las medidas de secuestro y otras que pudieren corresponder, el ente estará facultado para requerir el auxilio de la fuerza pública con jurisdicción en el lugar del hecho. A tal fin bastará con que el funcionario competente para la instrucción de las correspondientes actuaciones administrativas expida un requerimiento escrito a la autoridad que corresponda. Si el hecho objeto de prevención o comprobación constituyera un delito de orden público, deberá dar inmediata intervención a la justicia federal con jurisdicción en el lugar.

ARTICULO 81. - El ente dictará las normas de procedimiento con sujeción a las cuales se realizarán las audiencias públicas y se aplicarán las sanciones previstas en este capítulo debiéndose asegurar, en todos los casos el cumplimiento de los principios del debido proceso. Las sanciones aplicadas por el ente podrán impugnarse ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal mediante un recurso directo a interponerse dentro de los treinta (30) días hábiles judiciales posteriores a su notificación.

CAPITULO XVI

Disposiciones varias

ARTICULO 82. - Déjase sin efecto el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas creado por la ley 19.287 y el Fondo Chocón - Cerros Colorados - Alicopá establecido por la ley 17.574 y la ley 20.954.

ARTICULO 77. - Sin reglamentación.

ARTICULO 78. - Sin reglamentación.

ARTICULO 79. - Sin reglamentación.

ARTICULO 80. - Sin reglamentación.

ARTICULO 81. - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, para su conocimiento y dentro del término de los CIENTO VEINTE (120) días de su puesta en funcionamiento, un proyecto de reglamento que establezca el procedimiento que aplicará para intervenir y resolver mediante el Régimen de Audiencias Públicas.

ARTICULO 82. - Sin reglamentación.

ARTICULO 83. - Sustituyense los artículos 1°, 9°, 10 y 11 de la ley 19.552 por los siguientes textos:

Artículo 1*: Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto que se crea por la presente ley, la que se constituirá en favor del concesionario de subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica, distribuidores de energía eléctrica que estén sujetos a jurisdicción nacional.

Artículo 9*: El propietario del predio afectado por la servidumbre tendrá derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta:

a) El valor de la tierra en condiciones óptimas en la zona donde se encuentre el inmueble gravado:

b) la aplicación de un coeficiente de restricción que atienda al grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije la autoridad competente.

En ningún caso se abonará indemnización por lucro cesante.

Artículo 10: En caso de no llegar a acuerdo en cuanto al monto de la indemnización, por la limitación al derecho de propiedad, entre el propietario del predio afectado y el titular de la servidumbre, el propietario podrá ejercer las acciones a que se considere con derecho, en el mismo expediente en que se haya iniciado conforme lo previsto en el artículo 8Q, o de no existir tal expediente, ante el juez federal competente en el lugar en que esté ubicado el inmueble.

Artículo 11: Las acciones judiciales referidas en la presente ley tramitarán por juicio sumario.

ARTICULO 84. - La falta de pago del suministro de energía eléctrica a usuarios finales y/ o del precio de venta de dicha energía en bloque será sancionado con la interrupción y/o desconexión de dicho suministro.

Para la percepción de los importes correspondientes, a los precios de compraventa en bloque y/o de tarifas de suministros de usuarios finales, se aplicará el procedimiento ejecutivo, siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

ARTICULO 83. - Sin reglamentación.

ARTICULO 84. - Determinase como título hábil, a los efectos de la aplicación del procedimiento ejecutivo previsto en el Segundo Párrafo del Artículo 84 de la Ley N° 24.065, a la constancia de deuda que sea emitida por los Generadores, Transportistas y/o Distribuidores, que reúna los requisitos, que, a tales efectos, determine la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

CAPITULO XVII

Ambito de aplicación

ARTICULO 85. - La presente ley es complementaria de la ley 15.336 y tiene su mismo ámbito y autoridad de aplicación.

ARTICULO 85. - Sin reglamentación.

CAPITULO XVIII

Disposiciones Transitorias

ARTICULO 86. - Las disposiciones de esta ley serán plenamente aplicables a quienes resulten adjudicatarios de concesiones de transporte o distribución, como consecuencia del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Soc. Anónima, Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado, e Hidroeléctrica Norpatagónica Soc. Anónima.

ARTICULO 86. - Sin reglamentación.

ARTICULO 87. - Por excepción, el presupuesto correspondiente al año 1992 del ente, será aprobado exclusivamente por el Poder Ejecutivo nacional.

ARTICULO 87. - Sin reglamentación.

ARTICULO 88. - Los usuarios de los servicios prestados por Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, y Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado, que estén vinculados a éstas por medio de contratos de suministro sujetos a cláusulas especiales a la fecha de entrada en vigencia de una concesión que se otorgue de conformidad con la ley 15.336 y de la presente ley, tendrán derecho a ingresar a las redes de transporte y/o distribución que utilizarán a tales efectos las empresas precedentemente citadas. En esos casos los transportistas o distribuidores estarán obligados a continuar prestando servicios a dichos usuarios en las mismas condiciones resultantes de los contratos existentes durante un período de dos años contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta ley o cualquier otro período menor que las partes puedan convenir. las tarifas que se apliquen a tales servicios serán determinadas de acuerdo con las disposiciones de la presente ley.

ARTICULO 88. - Sin reglamentación.

CAPITULO XIX

Modificaciones a la ley 15.336

ARTICULO 89. - Sustitúyanse los artículos 4°, 11 primer párrafo, 14, 18 inciso 8 y 28 último párrafo de la ley 15.336 por los siguientes textos:

Artículo 4*: Las operaciones de compra o venta de la electricidad de una central con el ente administrativo o con el concesionario que en su caso presta el servicio público, se reputarán actos comerciales de carácter privado en cuanto no comporten desmedro a las disposiciones de la presente ley.

Artículo 11 primer párrafo: En el ámbito de la jurisdicción nacional a que se refiere el artículo 6* y a los fines de esta ley, el Poder Ejecutivo nacional otorgará las concesiones y ejercerá las funciones de policía y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional.

Artículo 14: El ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía utilizada, requiere concesión del Poder Ejecutivo en los siguientes casos:

a) Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda, exceda de 500 kilovatios;

b) Para el ejercicio de actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad.

Artículo 18 Inciso 8: Las condiciones en que se transferirán al Estado o al nuevo concesionario, según corresponda, los bienes afectados a la concesión, en el caso de caducidad, revocación o falencia.

Artículo 28 último párrafo: El Consejo Federal de la Energía Eléctrica será reglamentado sobre la base de reconocer y atribuir a los comités zonales una intervención Informativa en todo problema de la competencia del Consejo Federal que se refiera a la respectiva zona, la aplicación del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior y las soluciones energéticas que juzguen de interés para la zona respectiva.

ARTICULO 90. - Derogase los artículos 17; 20; 22; 23; los incisos a), b), c), d) y f) del 30; los incisos e) al h) inclusive del 37; 38; 39; 40; 41; 42 y 44 de la ley 15.336.

ARTICULO 91. - Facúltase al Poder Ejecutivo a delegar en el órgano que éste determine, las misiones y funciones que esta ley y la ley 15.336 le atribuyen.

ARTICULO 92. - Facúltase al Poder Ejecutivo a elaborar el texto ordenado del marco regulatorio eléctrico que se encuentra conformado por la ley 15.336 y la presente ley.

ARTICULO 89. - Sin reglamentación.

ARTICULO 90. - Sin reglamentación.

ARTICULO 91. - Sin reglamentación.

ARTICULO 92. - Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a elaborar el Texto Ordenado del Marco Regulatorio Eléctrico que se encuentra conformado por la Ley N° 15.336 y por la Ley N° 24.065.

CAPITULO XX

Privatización

ARTICULO 93. - Declárase sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de las empresas Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado e Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima, las que se registrarán por la ley 23.696.

Las actividades a privatizar serán asumidas por cuenta y riesgo del particular adquirente.

La Comisión Bicameral de Seguimiento de las Privatizaciones deberá expedirse mediante dictamen previo de naturaleza vinculante dentro de los treinta días de notificada respecto de:

a) Pliegos de bases y condiciones y sus modificaciones;

b) Evaluación y adjudicación de ofertas;

c) Contrato definitivo de privatización, con

todos sus anexos y documentación complementaria.

El plazo de treinta días corridos se contará a partir de la recepción del expediente acreditada en forma fehaciente. La Comisión Bicameral tratará preferentemente los asuntos indicados en los incisos precedentes, dentro de las cuarenta y ocho horas de entrados y desplazando cualquier otro tema incluido en el orden del día.

ARTICULO 94. - En el caso de la generación hidráulica de Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado el Estado Nacional deberá acordar previamente con las provincias involucradas los procedimientos para su destino final.

ARTICULO 95. - Sustitúyese el punto IV del anexo 1 de la ley 23.696, exclusivamente en relación a la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, por el siguiente texto:

IV. Concesión de la distribución y comercialización .

Privatización

Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima.

ARTICULO 96. - A los fines de la aplicación del artículo 19 de la ley 23.696 la tasación previa se basará en el criterio de valuación que resulte del valor actual del flujo neto de fondos descontado, generado por la actividad o activo que se privatiza.

ARTICULO 97. - Quedan derogadas las leyes 17.574 y sus modificatorias 17.803 y 19.955, 20.050, 23.411, 17.866, 19.199, 19.287 y su modificatoria 20.954, 21.937 y 22.938, en todos sus aspectos, incluso los vinculados a las concesiones aprobadas mediante éstas, en cuanto obstan a los objetivos de la privatización o impidan la desmonopolización o desregulación de la actividad actualmente a cargo de Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima. El Poder Ejecutivo reglamentará los alcances y entrada en vigencia de lo dispuesto en el presente artículo.

ARTICULO 93. - Sin reglamentación.

Los párrafos: "**La Comisión Bicameral de Seguimiento de las Privatizaciones deberá**" y "**El plazo de treinta días corridos se contará ...**" fueron vetados por el Decreto N° 13/92.

ARTICULO 94. - Sin reglamentación.

ARTICULO 95. - Sin reglamentación.

ARTICULO 96. - Sin reglamentación.

ARTICULO 97. - Sin reglamentación.

CAPITULO XXI

Adhesión

ARTICULO 98. - Sin perjuicio de la aplicación, según su régimen propio, de las normas de naturaleza federal contenidas en la presente ley, invítase a las provincias a adherir al régimen de la presente ley.

ARTICULO 99. - Esta ley entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 100. - Comuníquese al Poder Ejecutivo. ALBERTO R. PIERRI. - EDUARDO MENEM. - Juan Estrada. - Edqardo Piuzzí.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS DIECINUEVE DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y UNO.

ARTICULO 98. - La adhesión reglada en el Artículo 98 de la Ley N° 24.065, a diferencia de la de índole restringida establecida en el Artículo 70, Inciso b), Apartado Primero, de la citada ley, es amplia e implica que la Generación, el Transporte y la Distribución que se encuentre sujeta a jurisdicción provincial, así como la organización y ejercicio de la actividad de contralor se sujetarán a las disposiciones de la norma mencionada precedentemente, sin que ello implique otorgar jurisdicción al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD sobre las actividades que no se encuentren sujetas a jurisdicción federal.

ARTICULO 99. - Sin reglamentación.

ARTICULO 100. - Sin reglamentación.

ANEXO II

REGLAMENTACION DEL ART. 18 Y DEL ART. 43 DE LA LEY N° 15.336, MODIFICADO POR LA LEY N° 23.164.

ARTICULO 18.

Inciso 1) Sin reglamentación.

Inciso 2) Sin reglamentación.

Inciso 3) Sin reglamentación.

Inciso 4) La obligación del distribuidor de atender el incremento de demanda en su zona de concesión, atribuyéndole la responsabilidad exclusiva de determinar las inversiones necesarias a tales efectos.

Inciso 5) La facultad del distribuidor de determinar el plazo de iniciación y terminación de las obras e instalaciones que, en los términos del inciso precedente, considere necesarias para atender el abastecimiento e incremento de la demanda en su zona.

Inciso 6) Sin reglamentación.

Inciso 7) Sin reglamentación.

Inciso 8) modificado por Artículo 89 de la Ley N° 24.065). Las condiciones en que el Estado asegurará la sucesiva transferencia de los bienes afectados a la prestación del servicio público de distribución y comercialización a nuevos concesionarios privados en los casos de caducidad, revocación o falencia.

Inciso 9) Sin reglamentación.

Inciso 10) Sin reglamentación.

Inciso 11) La obligación del distribuidor de asumir todos los costos de expansión de sus redes de distribución .

Inciso 12) El criterio de valuación del capital de la sociedad distribuidora.

Inciso 13) Sin reglamentación.

Inciso 14) Sin reglamentación.

Inciso 15) Sin reglamentación.

Inciso 16) Sin reglamentación.

Inciso 17) Sin reglamentación.

Inciso 18) Sin reglamentación.

inciso 19) Sin reglamentación.

ARTICULO 43. El cálculo de la Regalía Hidroeléctrica reglada por el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, modificada por la Ley N° 23.164, se efectuará sobre el importe que resulte de valorizar la energía generada por la fuente hidroeléctrica al precio que corresponda al concesionario de tal fuente de generación en el Mercado Spot.