informe anual 1998

ENRE

Ente Nacional Regulador de la Electricidad

ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

PRESIDENTE

Ing. Juan Antonio Legisa [1]

VICEPRESIDENTE

Lic. Alberto Enrique Devoto

DIRECTORES

Cdra. Ester Fandiño [2]

Ing. Juan Carlos Derobertis

Ing. Daniel Muguerza [3]

(1) Desde el 08/10/97. Hasta el 25/02/97 presidió el Ing. Carlos Mattausch y desde esa fecha hasta la asunción del Ing. Juan Antonio Legisa, se desempeñó en forma interina el Lic. Alberto Enrique Devoto.

(2) Desde el 09/04/97. Hasta el 06/04/96 ejerció esta función el Dr. Marcos Rebasa

(3) Desde el 24/01/99. Hasta el 23/01/99 ejerció esta función el Ing. Ricardo Martinez Leone

INFORME ANUAL 1998

ENRE
Ente Nacional Regulador de la Electricidad

INDICE

CAPITULOS

Introducción

1 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

2 El Sistema de Transporte

3 La revisión de la Tarifa de Transener

4 Los Precios del Servicio Eléctrico

5 Calidad del Servicio en la Distribución de Energía Eléctrica

6 Seguimiento y Control de las Transferencias Accionarias

7 Asesoría Jurídica

8 Las Audiencias Públicas y las Vinculaciones Institucionales

9 Atención de Reclamos de los Usuarios

10 La Gestión Ambiental

11 Presupuesto y Gestión Administrativa

12 El ENRE y los Organismos de Control

Conclusiones

Anexos

I Cuadros y Evolución Tarifaria

II Asesoría Jurídica - Texto de los Fallos analizados

III Resoluciones ENRE - año 1998

INTRODUCCION

INTRODUCCION

Conforme a lo establecido por la Ley N°24.065, el Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad debe presentar anualmente al Poder Ejecutivo Nacional y al Congreso de la Nación, un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo especialmente la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica.

En cumplimiento de dicha legislación, se eleva este Quinto Informe Anual que abarca el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 1998, referido al desenvolvimiento del mercado eléctrico argentino sujeto a la jurisdicción del ENRE, la producción y transporte de energía eléctrica de todo el país, y el segmento de la distribución en las áreas concesionadas a EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A. Debe mencionarse, además, que en el mayo de este año el ENRE presentó un trabajo de descripción y análisis de los resultados obtenidos al cabo del primer lustro de la re-estructuración del sector eléctrico: "El Informe Eléctrico - Cinco Años de Regulación y Control: 1993-Abril-1998".

El artículo 42 de la Constitución Nacional, introducido en la Reforma del año 1994, establece, entre otros, el derecho de los usuarios y consumidores a *una información adecuada y veraz* con relación a la calidad y eficiencia de los servicios públicos. Asimismo, la transformación y privatización del sector eléctrico argentino tuvo por objeto mejorar la calidad de vida de la población, así como también contribuir a aumentar la producción y la competitividad de la economía nacional. El ENRE fue creado, entre otros objetivos, para "proteger adecuadamente" los derechos de los usuarios. Por ello el interés del usuario constituye una perspectiva focal desde la cual el Directorio aborda la presentación de este Quinto Informe.

Entre los meses de marzo y mayo de 1998, el ENRE desarrolló el "Programa de Capacitación del Primer Semestre" destinado a fortalecer la participación de las Entidades y Organismos de Defensa del Consumidor en las instancias previas a la toma de decisiones, y a facilitar la canalización en forma adecuada de las consultas y reclamos de los usuarios. Durante el segundo semestre y a partir de sugerencias de las entidades participantes, el ENRE extendió el Programa de Capacitación a otros temas, tales como: Análisis de reclamos de usuarios: casos concretos; Tarifas Eléctricas; Transporte de Energía Eléctrica; y Audiencias Públicas.

Por otra parte, el ENRE realizó diversas actividades con los municipios de la Provincia de Buenos Aires y el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires entre las que se destacan las 3 "Jornadas de Cooperación Institucional". En la primera, funcionarios del ente expusieron acerca del Marco Regulatorio Eléctrico Nacional; los Objetivos, funciones y jurisdicción del ENRE; los Contratos de Concesión, el Reglamento de Suministro y los Cuadros Tarifarios. A su turno, los representantes de los Municipios informaron al ENRE sobre los problemas existentes en sus relaciones con las Distribuidoras y los que plantean los usuarios, presentando iniciativas para superarlos. En la segunda, se trataron entre otros temas, la Evaluación del impacto ambiental de nuevas obras y ampliaciones de electroductos y estaciones transformadoras, la Influencia de los campos electromagnéticos generados por las instalaciones eléctricas sobre las personas, y la Seguridad en obras e instalaciones eléctricas en la vía pública. En la tercera, el tema central fue "Normas de Seguridad en Obras Eléctricas en la Vía Pública" y los resultados del debate se tradujeron en una norma tipo consensuada por los organismos intervinientes que resultó finalmente aprobada mediante la Resolución ENRE N°1832/98. En el marco de la cooperación institucional, debe destacarse que durante 1998 se aprobó un acuerdo preliminar entre el ENRE y el ENARGAS para la implementación conjunta de una oficina destinada al funcionamiento de una Comisión Asesora de Usuarios y Consumidores.

En cuanto a la integración regional de los países del Mercosur, debe señalarse que el 5 de mayo de 1998 se celebró el primer contrato destinado a la exportación de energía eléctrica al Brasil, por 1.000MW de potencia firme con energía asociada proveniente del MEM. La integración energética a nivel regional, la fijación de las nuevas tarifas para el segmento del Transporte en Alta Tensión, y el avance desregulatorio en el sector de la Distribución, configuran actos que trascienden lo coyuntural y hacen a las reglas de funcionamiento permanente del mercado eléctrico, todos ellos enmarcados en un contexto institucional cuya vigencia y continuidad a partir de 1992 constituye el sustento de las importantes inversiones que hoy aseguran una mayor expansión del mercado.

Finalmente, resulta grato dejar constancia del reconocimiento del ente al señor Federico Brook, destacado escultor argentino que reside en Roma, Italia, por haber donado al ENRE dos paneles escultóricos -"El Hombre y la Energía" y "El Universo y su Energía", que fueron emplazados en la entrada de las oficinas del 10° piso de la institución y librados a la vista del público el día 4 de diciembre de 1998. Los paneles escultóricos, en bajo relieve curvo y realizados en bronce fundido a la cera perdida y patinados, representan la proyección del hombre en el futuro a través de la energía y a ésta como el principal protagonista físico y elemento base del progreso humano.

CAPITULO 1

EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

Evolución del Sector

Durante 1998 se incorporaron al mercado YPF–Pza. Huincul en carácter de autogenerador del MEM (s/DSSE 35/98) y Centrales Térmicas Mendoza–Cogenerador (s/DSSE 159/98), que afectó a tal fin dos unidades de generación que previamente estaban asignadas a la empresa generadora Centrales Térmicas Mendoza S.A..

En el segmento de distribución de energía eléctrica, la Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (Edemsa) tomó posesión en el mes de agosto de la unidad de negocio resultante de la privatización de la empresa distribuidora provincial.

AGENTES RECONOCIDOS EN EL MERCADO

TIPO DE AGENTE	Dic-98		
	MEM	MEMSP	TOTAL
Generador	42	4	46
Autogenerador	12	--	12
Cogenerador	3	--	3
Distribuidor	28	3	31
GUMA	373	19	392
GUME	1497	5	1502
Transportista AT/Distro	6	1	7
Transportista PAFTT	28	--	28
TOTAL	**1989**	**32**	**2021**
Prestadores PAFTT no agentes	31	2	33

Fuente: CAMMESA
Nota: Los Prestadores PAFTT no agentes son aquellas cooperativas que, sin ser Gran Usuario o Distribuidora del MEM, prestan sus instalaciones a algún agente reconocido del mercado.

Asimismo, ENRON Comercializadora S.A. (s/Disposición SSE 66/98) y la Comercializadora de Energía del Mercosur (CEMSA) –s/DSSE 113/98) ingresaron como comercializadores participantes del mercado mayorista.

Como consecuencia de la entrada en servicio de los dos últimos grupos del E. B. Yacyretá y de los incrementos de capacidad de las centrales Genelba S.A., Costanera S.A. y C.T. Mendoza S.A., la potencia instalada del país (MEM y MEMSP) aumentó un 6% durante 1998, alcanzando los 21.809 MW.

Evolución de la Potencia Instalada (MEM y MEMSP) - en MW

	TIPO DE GENERACION				VARIACION AÑO ANT.	VARIACION AÑO 92
	TERMICA	NUCLEAR	HIDRAULICA	TOTAL		
1992	7.049	1,005	6.023	14.077		
1993	7.334	1,005	6.723	15.062	7 %	7 %
1994	8.029	1,005	8.043	17.077	13 %	21 %
1995	8.191	1,005	8.818	18.015	5 %	28 %
1996	8.439	1,005	9.362	18.806	4 %	34 %
1997	9.244	1,005	10.322	20.571	9 %	46 %
1998	10.138	1,005	10.666	21.809	6 %	55 %

Nota: Generación térmica incluye autogeneración y cogeneración.
En Yacyreta se consideran 20 grupos con potencia nominal de 155 MW a máximo salto (cota 83)
Fuente: CAMMESA - prog. estacional e informe mensual

A partir del dinamismo registrado en el sector generador desde el comienzo de la reforma, resulta interesante observar cómo es la nueva composición del parque generador instalado desde el punto de vista del origen del capital. El proceso de reestructuración llevado a cabo posibilitó al sector privado participar activamente en este segmento, concentrando más del 65% de la capacidad instalada del país[1]. El "estado nacional generador" por su parte, tiene a su cargo las centrales nucleares y los emprendimientos hidroeléctricos binacionales. Las de origen provincial pertenecen a Córdoba (EPEC y GECOR), Buenos Aires (ESEBA) y San Juan (SES), y representan el 6% de la potencia instalada.

Potencia Instalada según origen del capital (en MW) - dic 98

UNIDADES DE NEGOCIO	TERMICA	NUCLEAR	HIDRAULICA	TOTAL
MEM				
PRIVATIZADAS	5,617	0	5,087	10,704
PRIVADAS - NUEVAS	3,227	0	0	3,227
PROVINCIALES	972	0	267	1,239
NACIONALES/BINACIONALES	0	1,005	4,795	5,800
TOTAL MEM	**9,816**	**1,005**	**10,148**	**20,970**
MEM - SP				
PRIVATIZADAS	244	0	518	762
PRIVADAS - NUEVAS	78	0	0	78
TOTAL MEM - SP	**322**	**0**	**518**	**840**
TOTAL MEM + MEMSP	**10,138**	**1,005**	**10,666**	**21,809**

FUENTE: CAMMESA - INFORME MENSUAL

[1] Un visión más amplia sobre este punto, puede encontrarse en el Anexo"Seguimiento y control de Tenencias Accionarias".

Potencia Instalada por Unidad de Negocio (en MW)

MEM

UNIDAD DE NEGOCIO	TV	TG	CC	DI	TERMICA	NUCLEAR	HIDRAULICA	TOTAL
PRIVATIZADAS								
ALTO VALLE		16	80		96			96
C.COSTANERA	1131	524			1,655			1,655
C.P. DE MENDOZA	33	34			67			67
C.PUERTO	979				979			979
C.DIQUE		29			29			29
C.T. DOCK SUD		72			72			72
C.T. SAN NICOLAS	650				650			650
C.T. SORRENTO	212				212			212
C.T.GUEMES	261				261			261
C.T.LITORAL	30	57			87			87
C.T.MENDOZA	120	14	374		508			508
C.T.NEA	25	142			167			167
C.T.NOA	0	180		4	184			184
C.T. PIEDRA BUENA	620				620			620
H.ALICURA					0		1,000	1,000
H.C.COLORADOS					0		450	450
H.CHOCON					0		1,410	1,410
H.P.DEL AGUILA					0		1,400	1,400
H.RIO HONDO					0		17	17
H.RIO JURAMENTO					0		111	111
H.T.SAN JUAN		30			30		42	72
H.TUCUMAN					0		52	52
HIDISA					0		388	388
HINISA					0		217	217
PRIVADAS - NUEVAS								
ARCOR			64		64			64
AVE FENIX		160			160			160
C.PUERTO (EX NEUQUEN)		375			375			375
C.T. BUENO AIRES			322		322			322
C.T.G.ROCA		124			124			124
C.TUCUMAN		288			288			288
CAPEX		358			358			358
FILO MORADO		63			63			63
GENELBA			674		674			674
S.M.TUCUMAN		110			110			110
COGENERADORES (3)		360			360			360
AUTOGENERADORES (12)					329			329
PROVINCIALES								
GECOR	195	94			289			289
EPEC	32	203			235		162	397
C.DE PIEDRA							60	60
SES-Generación							45	45
ESEBA-Generación	260	188			448			448
NACIONALES/BINACIONALES								
NUCLEOELECTRICA ARG. S A						1,005	750	1,755
C.T.M. SALTO GRANDE (lado Arg.)							945	945
E. B. YACYRETA (*)							3,100	3,100

(*): CORRESPONDE A 20 GRUPOS CON POTENCIA NOMINAL DE 155 MW A MAXIMO SALTO (COTA 83).

TOTAL MEM					9,816	1,005	10,148	20,970

MEMSP

UNIDAD DE NEGOCIO	TV	TG	CC	DI	TERMICA	NUCLEAR	HIDRAULICA	TOTAL
PRIVATIZADAS								
C.T. PATAGONICAS		244			244			244
H. FUTALEUFU							472	472
H. F. AMEGHINO							46	46
PRIVADAS - NUEVAS								
ENERGIA DEL SUR					78			78
TOTAL MEM-SP					322		518	840
TOTAL MEM + MEMSP					10,138	1,005	10,666	21,809

FUENTE: CAMMESA - INFORME MENSUAL

Oferta

La energía neta generada durante el año 1998 ascendió a los 69.000 GWh, un 5% superior a la registrada durante 1997. Este aumento estuvo originado básicamente en el incremento observado en la generación térmica (7,5%) que alcanzó los 31.240 GWh, un 45% de la generación neta total. La de origen hidraúlico representó el 42%, mientras que la nuclear y las importaciones un 10% y 3%, respectivamente.

En cuanto al balance de divisas del sector, el significativo aumento de las importaciones acompañado por una reducción de las exportaciones redundó en un saldo negativo del orden de los 1.830 GWh, un 2,6% de la oferta neta de generación.

Balance de Energía Neto (en GWh)

	1998	1997	Variación %
Generación Térmica	31.243	29.067	7.5%
Generación Hidráulica	28.908	28.789	0.4%
Generación Nuclear	6.926	7.445	-7.0%
Importación	1.907	450	324.2%
Generación Neta Total	68.984	65.75	4.9%
Exportación	79	273	-71.3%
Bombeo	340	303	12.2%
Oferta Neta de Generación	68.566	65.174	5.2%

Si se observa la evolución mensual de la generación, se puede comprender las causas de los resultados arriba mencionados. En efecto, a lo largo del año se registró una marcada disminución de la generación de origen hidraúlico, que descendió un 39% entre puntas. Esta tendencia comenzó a profundizarse a partir del segundo semestre del año, pasando de representar el 42% del total neto generado en el mes de julio a apenas el 30% en diciembre.

Esta disminución relativa, se correspondió con las condiciones hidrológicas que se presentaron en las diferentes cuencas del país (específicamente en las regiones del Comahue y del Litoral) a lo largo del año.

Por otra parte, la generación proveniente de la región Comahue presentó a lo largo del año una tendencia declinante que se vió acentuada a partir del mes de junio. Por otro lado, las abundantes precipitaciones ocurridas en la primera mitad del año en el sur de Brasil y la región Litoral, redundaron en una mayor generación de energía eléctrica proveniente de las centrales de Yacyretá (que además incorporó durante 1998 las últimas dos turbinas, totalizando 20 unidades de 155 MW c/u a máximo salto) y Salto Grande respecto de los niveles generados en 1997. A pesar de ello, durante la segunda mitad del año puede apreciarse una disminución en la energía generada por estas centrales que acompañó la tendencia de la región Comahue antes mencionada.

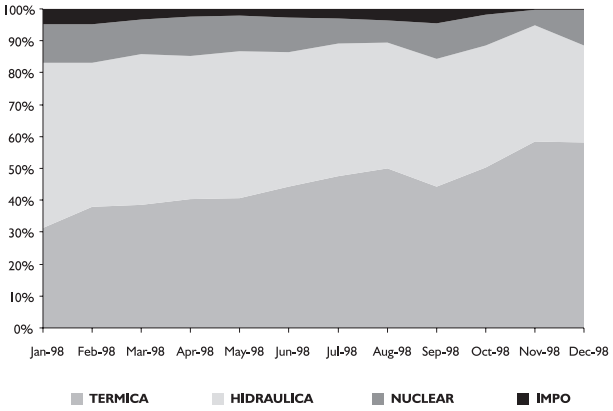
Así pues, la caída del 29% de la energía proveniente del Comahue (que pasó de 11.669 GWh en 1997 a 8.234 GWh en 1998) se vío compensada por los aumentos

registrados en Yacyretá (16%), Salto Grande (33%) y el resto hidráulico (21%). Todo ello redundó en un leve incremento (0,4%) de la generación de origen hidráulico durante el año 1998.

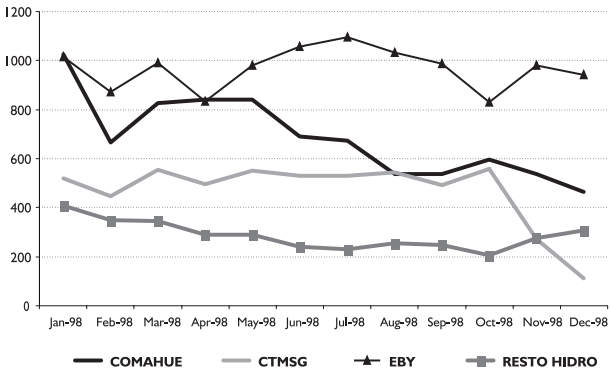
Generación Hidraúlica por Región

En GWh	1998	1997
Comhue	8.234	11.669
Salto Grande	5.606	4.207
Yacyreta	11.617	10.058
Resto hidro	3.450	2.855
Total	28.908	28.788

Generación Neta Total por Tipo

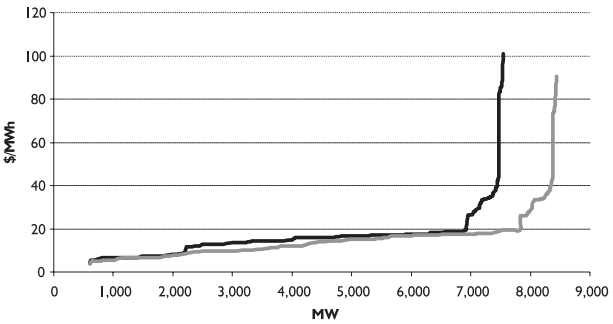


Generación Hidraúlica



De acuerdo con lo antes comentado, la generación de origen térmico fue el principal motor del aumento de la oferta de energía eléctrica durante 1998. Se analizará a continuación en qué condiciones operó el parque para arribar a ese resultado.

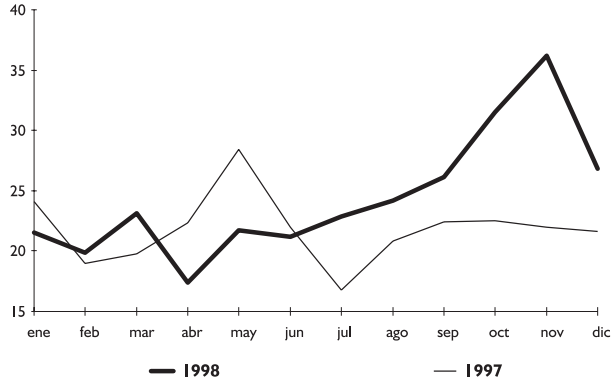
Oferta de Generación térmica invierno-verano 1998



Nótese que se produce un desplazamiento de la curva de oferta térmica[2] hacia el SE entre los períodos de invierno (mayo/octubre) y verano (noviembre/abril), de acuerdo con la menor restricción de combustible (gas) que enfrentan las generadoras durante los meses de estío, los índices de disponibilidad estacional del parque y a la declaración de ingresos de nuevos generadores

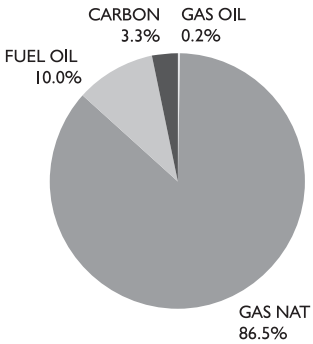
Si nos detenemos en el índice de indisponibilidad térmica se observa que en promedio resultó un 12% superior al registrado durante 1997. En especial a partir del mes de julio, es donde registra la mayor diferencia entre ambos años [3] . Este hecho responde a aumentos del índice de las unidades de menor eficiencia, al cronograma de salidas para mantenimiento de las máquinas y a la mayor indisponibilidad que presentan las nuevas unidades al momento de su entrada en servicio.

Indisponibilidad Térmica Total (%)



En cuanto a la composición de insumos utilizados por el sector, el 87% de la energía eléctrica fue generada con gas natural, una proporción menor que en 1997 (91%). En contraposición a esta disminución relativa, se observó un importante aumento en el uso del fuel oil (123%), que pasó a representar el 10% del total de combustible consumido.

Generación Térmica: Utilización de Combustible



[2] La construcción de la curva de oferta se realizó a partir de los costos brutos de generación declarados por los generadores en las programaciones estacionales. Se simuló un despacho térmico bajo el supuesto que, para aquellos equipos que utilizan más de un combustible, la generación se realiza con aquel que miniza el costo de generación. Los precios resultantes son en borne del generador, lo que implica suponer la inexistencia de restricciones o pérdidas en el sistema de transporte. En cuanto a la potencia de cada máquina, se la afectó por el factor de disponibilidad declarado en cada programación. Cabe resaltar que las curvas graficadas reflejan –a partir de los supuestos mencionados- una situación ex ante (esperada), de acuerdo con lo manifestado en las respectivas programaciones.

[3] La diferencia entre la indisponibilidad prevista (estacional) y la real (ex post) explica la mayor oferta total entre invierno y verano, que se aprecia comparando ambas curvas del Gráfico.

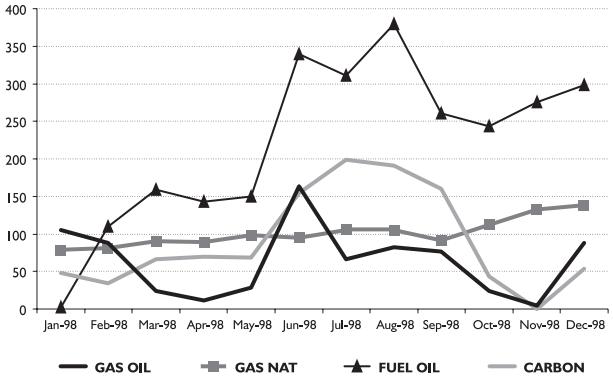
Por otra parte, el consumo de fuel oil a lo largo del año fue marcadamente superior al promedio del año 1997. La utilización de gas natural se mantuvo por debajo de los niveles del año anterior observándose un incremento durante la segunda mitad del año (62%, respecto de igual período del 1997), en especial en el último trimestre (80%)[4].

Cabe señalar que los mayores niveles de consumo de combustible registrados durante el segundo semestre del año, son consecuencia directa del aumento de generación térmica necesario para abastecer el crecimiento de la demanda[5] y compensar la disminución de energía de origen hidráulico.

Consumo de Combustible

En miles de Tn.ep	1998	1997	Variación
Gas Oil	11,5	18,1	-3,6 %
Gas Natural	6.417,3	6.326,2	1 %
Fuel Oil	745,8	335,2	123 %
Carbón	246,2	271,9	-9 %
Total	7.421,8	6.951,3	7 %

Evolución del Consumo de Combustible (promedio 97=100)



Así pues, durante 1998 se consumió un 7% más de combustible que en 1997 (alcanzando 7.422 miles de toneladas equivalentes de petróleo), generándose un 7,5% más de energía de origen térmico. Puede apreciarse un leve incremento de productividad (1%), medido como la relación producto/insumo.

Este hecho es compatible en términos cualitativos con la evolución de la Eficiencia Media Estacional (EME) del parque térmico[6], un indicador representativo de las condiciones tecnológicas existentes en el mercado.

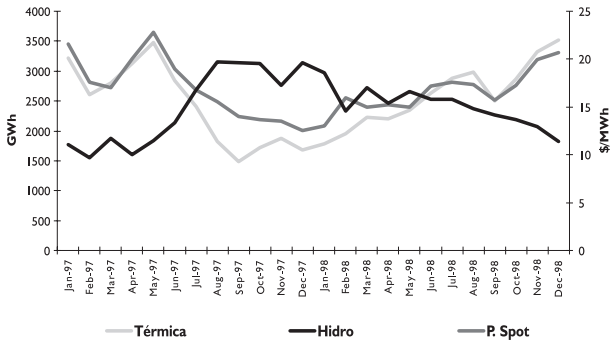
Eficiencia del parque térmico (en kCal/kWh)[7]

Mayo-97	Noviembre-97	Mayo-98	Noviembre-98
2.497	2.502	2.272	2.323

[4] Cabe destacar que las temperaturas registradas durante los meses mayo/octubre (período estacional de invierno) se ubicaron por encima de la media histórica. Esto puede explicar el aumento del consumo de gas, considerando la condición de usuarios interrumplibles que presentan las plantas generadoras térmicas.
[5] El menor consumo de combustible durante agosto/septiembre responde a los menores niveles de demanda que estacionalmente se registran en estos meses.
[6] Este indicador es calculado a partir del consumo específico bruto medio (Kcal/kWh) de cada una de las máquinas -como medida de su eficiencia calórica- ponderado por la potencia de cada máquina afectada por el índice de disponibilidad estacional, de acuerdo a los datos de las Programaciones Estacionales publicadas por CAMMESA.
[7] La pérdida de eficiencia que se observa entre los períodos de invierno y verano, responde a cuestiones termodinámicas propias de las unidades turbogas y en menor medida de las turbovapor.

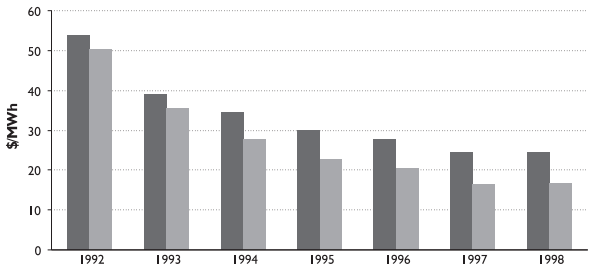
Todos los aspectos señalados tuvieron, obviamente, su impacto en la formación de precios en el mercado mayorista. La tendencia creciente del precio spot de la energía (con un aumento entre puntas del 58%, alcanzando en el mes de diciembre los 20,65 $/MWh) acompañó a las variaciones cíclicas de la generación térmica e hidráulica a lo largo del año.

Comparación Precio Spot y Generación de Energía



No obstante el crecimiento observado a lo largo del año, el precio mayorista de la energía aumentó en promedio (respecto de 1997) solo 1,2% en términos reales, mientras que el precio monómico tuvo un leve descenso (0,2%).

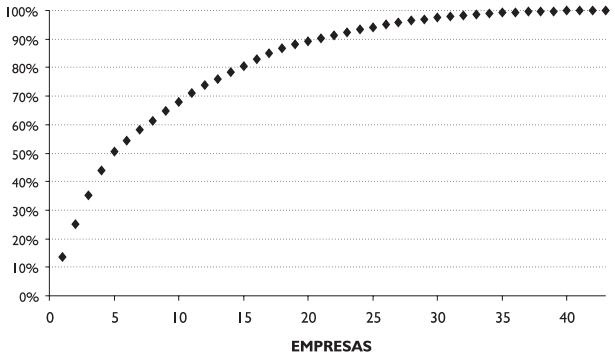
Evolución Precio Mayorista Promedio Anual (en valores constantes de 1998)



	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
MONO	53.90	39.04	34.50	29.82	27.66	24.43	24.38
ENERG	50.21	35.61	27.70	22.63	20.50	16.45	16.66

Con relación a las ventas de energía eléctrica de las empresas generadoras, se registró un incremento del 5%, alcanzando los 84.920 GWh[8]. Las realizadas en el mercado spot crecieron un 8%, mientras que las efectuadas en el mercado a término (a distribuidoras y GUMAs) solo un 1%, representado el 42% de las ventas totales del año.

Ventas de Energía Eléctrica - Concentración acumulada por empresas



[8] Cabe destacar que una generadora vendida a término que no salga despachada, debe cumplir con su contrato efectuando la correspondiente compra en el mercado spot, duplicándose la venta de energía eléctrica, es decir, 1 MWh vendido en el mercado spot es comprado por otra generadora para venderlo nuevamente en el mercado a término. Esto explica la diferencia entre la oferta de generación y las ventas de energía (obviamente si esta última no se encuentra neteada de la correspondiente compra).

Un aspecto interesante de observar es cómo se distribuyen las ventas entre las diferentes unidades de negocio. Las primeras cinco empresas concentran el 50% del total de ventas del sector, y las primeras diez el 68%. Si bien estos porcentajes resultan cuanto menos llamativos, cabe realizar una serie de consideraciones al respecto. En efecto, dentro de las seis primeras empresas vendedoras, se encuentran las binacionales (Yacyretá y Salto Grande) y Nucleoeléctrica Argentina (con las centrales de Atucha, Embalse y Río Grande) que suman el 29% de las ventas totales.

Las tres restantes: Central Puerto, Central Costanera y Central San Nicolás, concentran el 25%, siendo esto una consecuencia directa de los contratos transferidos al momento de la privatización de las centrales (con Edenor S.A. y Edesur S.A. las primeras y Edelap S.A. la última) y la importancia que éstos tienen en las respectivas estructuras de ventas.

Generación - Ventas de Energía (en MWh)

	Acumulado 1997			Acumulado 1998			
GENERADOR	MERCADO SPOT	MERCADO A TERMINO	TOTAL	MERCADO SPOT	MERCADO A TERMINO	TOTAL	PART
AyEE - ANDE	112.783		112.783	103.186		103.186	0,12%
Arcor	198.570	358.312	556.882	232.045	362.161	594.206	0,70%
Ave Fenix	1.033.851	67.011	1.100.862	789.921	27.151	817.072	0,96%
AyEE - BRAS	5.576		5.576	10.756		10.756	0,01%
CAPEX S.A.	1.275.822	1.415.246	2.691.068	1.311.753	1.430.542	2.742.295	3,23%
Ente Casa de Piedra	162.108		162.108	276.608		276.608	0,33%
Central Costanera S.A.	541.615	8.268.265	8.809.880	487.744	8.039.642	8.527.386	10,04%
Central Piedra Buena	441.509	437.550	879.059	2.026.837	779.020	2.805.857	3,30%
Central Puerto S.A.	2.451.916	6.314.593	8.766.509	3.458.614	6.213.719	9.672.333	11,39%
Central Térmica Alto Valle S.A.	172.079	268.253	440.332	193.209	267.349	460.558	0,54%
Central Térmica Buenos Aires	551.830	1.259.858	1.811.688	1.023.036	932.402	1.955.438	2,30%
Central Dique S.A.	353	410.669	411.022	294	143.031	143.325	0,17%
Central Dock Sud S.A.	80.490		80.490	27.979		27.979	0,03%
Central Térmica Guemes S.A.	640.955	1.068.260	1.709.215	751.455	1.203.925	1.955.380	2,30%
Centrales Térmicas del Litoral S.A.	1.773	87.593	89.366	2.257	87.599	89.856	0,11%
Centrales Térmicas Mendoza S.A.	217.952	1.432.526	1.650.478	555.035	2.134.192	2.689.227	3,17%
Comisión Técnica Mixta Salto Grande	4.205.107		4.205.107	5.606.516		5.606.516	6,60%
Centrales Térmicas del NEA S.A.	572	332.235	332.807	499	16.580	17.079	0,02%
Centrales Térmicas del NOA S.A.	77.929	638.600	716.529	32.608	417.598	450.206	0,53%
Central Pedro de Mendoza S.A.	1.152	54.837	55.989	0	0	0	0,00%
Central térmica S. Miguel de Tucumán	448.775	149.097	597.872	562.437	141.064	703.501	0,83%
Central Térmica San Nicolás S.A.	468.986	2.976.367	3.445.353	367.764	2.963.859	3.331.623	3,92%
Central Térmica Sorrento S.A.	230.017	1.354.373	1.584.390	400.461	801.719	1.202.180	1,42%
Empresa Prov. de Energía de Córdoba	540.664		540.664	797.439		797.439	0,94%
Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A.	2.393.278	593.648	2.986.926	768.575	1.488	770.063	0,91%
Central Térmica Filo Morado S.A.	214.363	237.120	451.483	123.511	311.973	435.484	0,51%
Generadora Córdoba SA	109.993	1.751.960	1.861.953	96.816	1.751.997	1.848.813	2,18%
Genelba S.A.	133.402	36.624	170.026	136.420	1.787.970	1.924.390	2,27%
Hidroeléctrica Alicura S.A.	1.938.489	496.254	2.434.743	811.614	830.242	1.641.856	1,93%
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	1.323.089	105.228	1.428.317	881.728	0	881.728	1,04%
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	1.227.177	2.753.154	3.980.331	1.749.813	1.471.797	3.221.610	3,79%
Hidroeléctrica Diamante S.A.	317.342	93.087	410.429	484.933	158.373	643.306	0,76%
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	637.179	151.374	788.553	527.290	362.251	889.541	1,05%
Hidroeléctrica Los Nihuiles IV .				0	46.354	46.354	0,05%
Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A.	3.858.551	668.606	4.527.157	1.721.629	1.170.586	2.892.215	3,41%
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	109.436		109.436	100.244	29.599	129.843	0,15%
Hidroeléctrica Río Juramento	278.457		278.457	83.197	81.152	164.349	0,19%
Hidrotérmica San Juan	185.365		185.365	279.388		279.388	0,33%
Hidroeléctrica Tucumán	161.261		161.261	168.615		168.615	0,20%
Nucleoeléctrica Argentina S.A.	7.830.040		7.830.040	7.347.755		7.347.755	8,65%
Pluspetrol Energy S.A.	815.380	788.598	1.603.978	1.289.018	874.030	2.163.048	2,55%
Servicios Eléctricos Sanjuaninos	118.403		118.403	241.086		241.086	0,28%
Central Témica Roca	133.838	564.291	698.129	249.612	591.376	840.988	0,99%
AyEE - UTE	330.888		330.888	1.793.539		1.793.539	2,11%
Ente Binacional Yacyreta	10.056.988		10.056.988	11.617.368		11.617.368	13,68%
TOTAL	46.035.303	35.133.589	81.168.892	49.490.604	35.430.741	84.921.345	100%

Continuando con esta línea de análisis, y con el objeto de conocer las características propias del sector a partir de un índice que sintetice su composición y el grado participación de las empresas que lo componen, se define la participación de la firma i-ésima en el mercado como

$$\alpha_i = q_i/Q \qquad (\text{para } i = 1,.....,n \text{ y } \sum \alpha_i = 1)$$

El Indice de Herfindahl (H) –uno de los tantos índices de concentración existentes en la literatura- se define como la suma del cuadrado de las participaciones,

$$H = \sum \alpha_i^2$$

Los valores que puede adoptar H se ubican en el intervalo (0,1]. En el caso extremo de un monopolio (i=1), la empresa abastece la totalidad del mercado y H adopta el máximo valor posible (1). En cuanto al límite inferior, dependerá del número de firmas existente en cada mercado. En efecto, la situación de mínima concentración viene dada por la existencia de empresas similares con igual participación ($\alpha_i = 1/n$); en la medida que la atomización del mercado aumenta ($n \to \infty$), $\alpha_i \to 0$.

Una forma alternativa de expresar este índice es a partir de la cantidad de empresas existente en el mercado (n) y de la desigualdad con que participan en el mismo. De esta forma,

$$H = 1/n + n\sigma^2$$

donde σ^2 representa la varianza de las participaciones relativas de las empresas en el mercado respecto de la situación de igualdad participativa ($\alpha_i = 1/n, \forall i$).

Así pues, H variará en forma inversa a medida que aumenta el número de firmas en el sector analizado y en forma directamente proporcional cuando la desigualdad (en términos de participación) sea mayor.

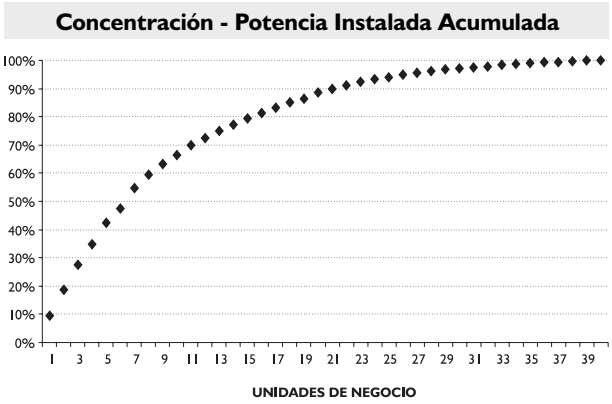
Para el sector de generación de energía eléctrica, se consideró como variables de análisis la potencia instalada por empresa para el año 1998 y las ventas de totales de energía [9]. Los resultados obtenidos son los siguientes:

(en %)	1/n	$n\sigma^2$	H
Potencia instalada (n=40)	2,50	2,99	5,49
Ventas de Energía (n=40)	2,50	4,36	6,86

Analizando los valores que adopta **H** se puede observar que el segmento de generación se encuentra más concentrado respecto al caso en que el mercado estuviera totalmente atomizado **(H=1/n)**. Esta diferencia es explicada por la dispersión existente en el tamaño relativo de las distintas unidades de negocio **($n\sigma^2$)**, que es más significativa aún si consideramos como variable de análisis las ventas de energía.

[9] Es preciso realizar una serie de aclaraciones sobre la información utilizada para el cálculo del índice. Con relación a la potencia instalada (Cuadro 4), se procedió a agregar las centrales Puerto y Neuquén (que se fusionaron a comienzos de 1996) y Pluspetrol (C.T. Tucumán) y C.T. San Miguel de Tucumán que se fusionaron en noviembre de 1998. En cuanto a Yacyretá, se consideró como potencia instalada la vigente según el nivel de cota reducida con que resulta operando (1.800 MW). Respecto a las ventas de energía (Cuadro 9), no se consideraron las correspondientes a interconexiones internacionales (UTE, Brasil y ANDE) ni las realizadas por la central hidroeléctrica Nihuil IV, que realiza sus operaciones exclusivamente en la provincia de Mendoza. También se agregaron las ventas de Pluspetrol (C.T. Tucumán) y C.T. San Miguel de Tucumán. De esta forma, se homogeneizó el número de empresas utilizado en el cálculo, difiriendo de la cantidad mencionada en el Cuadro 1 (42).

En efecto, mientras las primeras cinco empresas concentran el 42% de la capacidad instalada del MEM, las primeras 5 "vendedoras" participan del 50% del mercado. Estas diferencias disminuyen a medida que aumenta el número de empresas consideradas: las 10 primeras acumulan el 67% y 68%, respectivamente.



Existe, como es de suponer, una estrecho vínculo entre el tamaño de la unidad de negocio y el grado de participación comercial que tiene en el mercado. Utilizando el coeficiente de correlación de rangos Spearman[10], se puede comprobar que existe una alta correlación (0,88) entre ambas variables.

Los resultados hasta aquí expuestos merecen una serie de consideraciones adicionales. Si bien surge de los cálculos efectuados **(H>1/n)** que existe cierto grado de concentración en el sector [11], la presencia en el mercado de un importante número de generadores (térmicos e hidráulicos) es un dato significativo que es preciso tener en cuenta. Este hecho, en sí mismo, no garantiza la ausencia de "concentración" pero debe ser considerado dentro del contexto en que se desarrolla esta actividad. Como se comentó oportunamente, el 29% de las ventas son realizadas por empresas nacionales/binacionales, que representan el 24% de la potencia instalada del MEM.

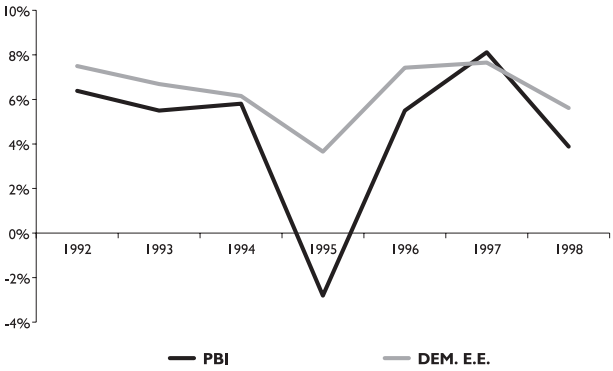
Un análisis complementario al aquí realizado, puede encontrarse en el Anexo "Seguimiento y control de Tenencias Accionarias".

Demanda

Continuando con el crecimiento observado desde el inicio de la reestructuración del sector, la demanda de energía eléctrica aumentó durante el año 1998 un 5,5% alcanzando los 66.178 GWh[12]. Como es sabido, la evolución de esta variable se encuentra estrechamente vinculada al comportamiento cíclico de la actividad económica del país.

[10] El coeficiente de Spearman se construye a partir de la comparación de los ordenamientos de las variables consideradas, en este caso potencia instalada y ventas totales de energía. Los valores que asume se encuentran en el intervalo [-1;1]: un coeficiente igual a 1 indicaría que ambos ordenamientos son exactamente iguales (es decir, que la unidad de negocio con más potencia instalada es la que realiza mayores ventas en el mercado y así sucesivamente), mientras que un valor de (-1) define una situación donde el orden de ambos rankings es totalmente opuesto.
[11] Los valores del índice de Herfindahl obtenidos, se ubican dentro del intervalo de "baja concentración" definidos por el Departamento de Justicia de EE.UU.. Para más datos, ver el Anexo "Seguimiento y control de Tenencias Accionarias".
[12] Este valor no incluye la demanda correspondiente a los autogeneradores y cogeneradores, que ascendió a 190 GWh y 113 GWh, respectivamente.

Comparación PBI y Demanda de Energía: Tasas de variación anual



Este crecimiento respondió a las características propias de los agentes involucrados y al desarrollo que experimentaron en el mercado. En este sentido, resulta interesante analizar el comportamiento de cada uno de ellos a fin de establecer los motivos que ocasionaron los cambios observados en la composición de la estructura de la demanda de energía eléctrica.

En efecto, las compras realizadas por las empresas distribuidoras en el mercado mayorista se incrementaron apenas un 1%, mientras que las efectuadas por los grandes usuarios mayores (GUMA) y menores (GUME) lo hicieron un 23% y 46%, respectivamente. Este hecho no es casual, sino que esta directamente relacionado con el importante aumento en el número de grandes usuarios que ingresaron en el mercado a lo largo del año [13]. La contrapartida del "éxodo" de usuarios cautivos al mercado mayorista es sin duda la menor tasa de crecimiento registrada para el sector distribuidor.

Demanda Bruta de Energía Eléctrica por Tipo de Agente - MEM

	DISTRIBUIDORES		GUMA		GUME	GUPA		VARIACION	VARIACION
	ESTACIONAL	TERMINO	SPOT	TERMINO	TERMINO	TERMINO	TOTAL	% (1)	% (2)
Ene-98	2.004.978	2.375.247	174.797	790.822	154.224		5.500.068	0,55	0,63
Feb-98	1.889.190	1.997.372	150.578	751.734	158.203		4.947.077	-10,05	6,31
Mar-98	2.167.069	2.219.130	186.759	798.134	174.842		5.545.934	12,11	6,53
Abr-98	2.149.833	1.967.034	202.370	773.710	165.025		5.257.972	-5,19	4,44
May-98	1.974.128	2.345.244	208.500	817.039	178.485		5.523.396	5,05	5,31
Jun-98	2.175.536	2.357.879	202.522	800.069	175.915		5.711.922	3,41	8,02
Jul-98	2.152.856	2.457.388	196.788	816.215	184.615		5.807.862	1,68	5,11
Ago-98	2.214.942	2.214.555	227.276	837.340	208.033		5.702.145	-1,82	6,61
Sep-98	2.017.938	2.170.341	189.278	829.271	207.230		5.414.058	-5,05	6,84
Oct-98	2.201.799	2.047.170	193.749	863.593	204.397		5.510.708	1,79	5,19
Nov-98	2.140.027	2.025.539	198.544	852.694	236.035		5.452.839	-1,05	5,63
Dic-98	2.362.504	2.187.469	200.128	818.307	235.981		5.804.390	6,45	6,11
1995	23.088.725	25.834.339	591.114	4.585.226	280.499		54.379.903		
1996	21.488.231	28.643.384	1.033.189	6.262.293	1.019.214		58.446.310		7,48
1997	24.111.800	27.170.931	1.652.101	8.203.579	1.566.732		62.705.143		7,29
1998	25.450.799	26.364.368	2.331.289	9.748.928	2.282.984		66.178.369		5,54

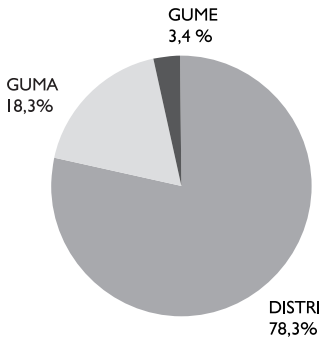
NOTAS:
(1) : VARIACION PORCENTUAL RESPECTO AL MES ANTERIOR.
(2): VARIACION PORCENTUAL RESPECTO MISMO PERIODO DEL AÑO ANTERIOR.
FUENTE: CAMMESA - DOCUMENTOS DE TRANSACCIONES ECONOMICAS.

[13] Obviamente no se descarta que parte del aumento registrado en la demanda de los Grandes Usuarios este originado en mayores consumos por parte de aquellos que ya participaban como agentes del MEM durante 1997.

Evolución de Grandes Usuarios - MEM

	GUMA	GUME	Total
Noviembre 97	331	794	1125
Mayo 98	347	1.052	1399
Noviembre 98	373	1.497	1870

Comparación Precio Spot y Generación de Energía



De esta forma, las compras de las empresas distribuidoras representaron el 78% del total de la demanda, mientras que los grandes usuarios adquirieron el 22%. Para el año 1997, estas participaciones fueron 81% y 19%, respectivamente.

Ahora bien, ¿cómo ha sido el comportamiento comercial del sector distribuidor con relación a sus transacciones en el mercado mayorista?, o en otras palabras, ¿cuál ha sido la política adoptada por las empresas para enfrentar su obligación de brindarle suministro a todos los usuarios que así lo requirieren?

Nótese la disímil evolución de las compras realizadas en el mercado spot y las efectuadas a través de contratos de abastecimiento. En efecto, mientras que las primeras tuvieron un crecimiento del orden del 6% alcanzando los 25.540 GWh, las segundas disminuyeron un 3% y representaron apenas el 51% del total de las compras de las distribuidoras en el mercado mayorista durante 1998.

Esto es aún más llamativo si se considera que el 58% de las compras en el mercado a término (15.197 GWh) son realizadas por las empresas distribuidoras de jurisdicción nacional (Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A.), especialmente a través de los contratos transferidos al momento de la privatización[14].

[14] Cabe señalar que en el transcurso del año, tanto Edenor S.A. como Edesur S.A. se abastecían en el mercado a término con otros contratos, además de los transferidos.

Distribución - Compras de Energía (en MWh)

DISTRIBUIDORA	Acumulado 1997 MERCADO SPOT	Acumulado 1997 MERCADO A TERMINO	Acumulado 1997 TOTAL	Acumulado 1998 MERCADO SPOT	Acumulado 1998 MERCADO A TERMINO	Acumulado 1998 TOTAL
Adm. Provincial de Energía de La Pampa	397.922		397.922	445.802		445.802
Cooperativa Eléctrica de Caucete Ltda.	24.239		24.239	26.354		26.354
Celta - Cooperativa de Tres Arroyos Ltda.	9.386		9.386	63.832		63.832
Dirección Provincial de Energía de Corrientes	882.003	0	882.003	908.418		908.418
EDEA S.A.	756.349	651.166	1.407.515	1.253.731	1.221.720	2.475.451
Energía de Catamarca S.A.	115.512	147.997	263.509	262.543	16.580	279.123
Empresa Distribuidora de Energía de Entre Ríos	1.045.857	183.597	1.229.454	1.005.048	254.398	1.259.446
Empresa Distribuidora de Energía de Formosa S.A.	214.588	184.239	398.827	398.316		398.316
EDELAP S.A.	626.851	525.592	1.152.443	657.567	525.599	1.183.166
Empresa de Energía de La Rioja S.A.	5.188	357.760	362.948	5.362	393.081	398.443
Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.				196.390	681.164	877.554
EDEN S.A.	1.533.895	654.327	2.188.222	2.459.441	1.128.992	3.588.433
EDENOR S.A.	2.225.657	8.273.406	10.499.063	2.716.437	7.960.140	10.676.577
Empresa de Energía de Río Negro S.A.	38.757	564.291	603.048	11.752	591.376	603.128
Empresa Distribuidora de Santiago del Estero S.A.	405.664		405.664	417.972		417.972
Empresa Distribuidora San Luis S.A. (EDESAL)	476.384		476.384	513.121		513.121
Empresa Distribuidora de Energía de Salta S.A.	171.912	516.524	688.436	218.346	516.203	734.549
EDES S.A.	253.450	204.478	457.928	443.094	327.360	770.454
EDESUR S.A.	3.425.639	6.844.073	10.269.712	3.487.307	6.711.303	10.198.610
Empresa de Dist. de Electricidad Tucumán S.A.	422.258	812.860	1.235.118	126.181	1.116.325	1.242.506
Empresa Jujeña de Energía S.A.	30.220	297.270	327.490	73.965	269.734	343.699
EMA - Agua y Energía Eléctrica S.E.(San Juan)	250.288		250.288	243.785		243.785
Energía de Mendoza S.E.	1.216.675	1.608.478	2.825.153	984.719	831.258	1.815.977
Empresa Eléctrica de Misiones S.A.	243.654		243.654	247.347		247.347
EPEC	1.228.346	3.182.736	4.411.082	1.964.580	2.635.581	4.600.161
Empresa Prov. de Energía del Neuquén	580.638	148.920	729.558	647.595	148.920	796.515
Empresa Prov. de Energía de Santa Fé	4.333.506	589.249	4.922.755	4.546.839	593.689	5.140.528
Energía de San Juan S.A.	651.049		651.049	646.211		646.211
Servicio Energía del Chaco	363.975	548.450	912.425	478.745	440.945	919.690
ESEBA	2.181.939	875.519	3.057.458			
TOTAL	24.111.800	27.170.932	51.282.732	25.450.799	26.364.368	51.815.167

Al respecto, cabe realizar una serie de consideraciones vinculadas con los incentivos que enfrentan las empresas distribuidoras para comprar mediante contratos. En efecto, la evolución registrada en el sector generador -tanto por la reconversión y reequipamiento de viejas unidades como por las nuevas inversiones realizadas desde el comienzo de la reestructuración del sector-, ha derivado en una situación de "holgura" en materia de abastecimiento. De hecho, la reserva excedente del mercado se ha ubicado en 1998 en el orden del 48% del total de la potencia instalada en el MEM. En tal sentido, si bien en un contexto donde los distribuidores se encuentran obligados a satisfacer todo requerimiento de demanda dentro de su área de concesión, la posibilidad de celebrar contratos de compra a término les permitiría disminuir el riesgo de las sanciones por incumplimiento en el suministro de energía eléctrica, esto parece aún más razonable ante una situación con restricciones en generación.

Por otro lado, el sistema de transferencia de los precios de compra en el mercado mayorista al usuario final (pass through), si bien parece inducir a las empresas distribuidoras a canalizar su operatoria hacia el mercado de contratos -toda vez que las posibles ganancias obtenidas a partir de "compras eficientes" en el mercado a término a un precio menor que el estacional, son absorbidas integramente por éstas[15]-, no parece reflejar una contrapartida desde el lado del generador. Es decir, ningún generador tendrá un marcado incentivo a vender por contrato a un precio menor que el estacional, dado que éste es el precio de oportunidad que enfrentan las distribuidoras en el mercado spot[16].

[15] Esto es así para las tres distribuidoras de jurisdicción nacional de acuerdo a lo establecido en los respectivos Contratos de Concesión, siendo el precio transferible a tarifas el estacional vigente (salvo, obviamente, para el caso de los contratos transferidos). Existen Contratos de Concesión de empresas distribuidoras provinciales privatizadas que incorporan un mecanismo de transferencia a los usuarios de los precios de compra en el mercado a término, permitiendo así absorber parcialmente las diferencias entre el precio estacional y el precio del contrato.

[16] En rigor, la empresa distribuidora estaría dispuesta a pagar en un contrato el precio estacional más el costo de no suministrar la energía (probabilidad de que ocurran faltantes por el costo de las sanciones).

Considérese la siguiente matriz de pagos, donde las columnas representan la utilidad que perciben las empresas distribuidoras por sus transacciones en el mercado a término, entendida como la diferencia del precio del contrato (p_c) respecto al precio estacional (p_e). En este sentido, una utilidad alta (10) refleja un precio de contrato inferior al estacional con la consecuente ganancia para la empresa. Por el contrario, una utilidad baja (-10) representa un precio de contrato superior al estacional que, por no ser trasladable a tarifas, representa una pérdida que es absorbida por la distribuidora.

Mercado a Término - Matriz de Pagos

		Distribución	
		Ut. Alta (pe>pc)	Ut. Alta (pc>pe)
Generación	Ut. Alta (pc>pe)	(0,0)	(10,-10)
	Ut. Alta (pe>pc)	(-10,10)	(0,0)

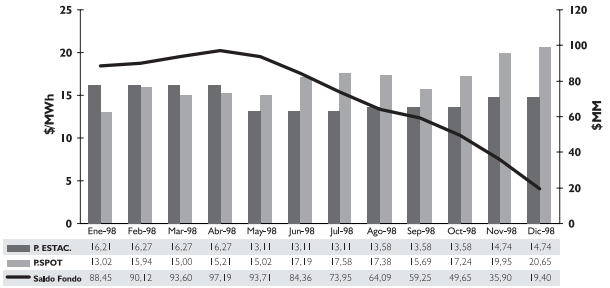
Desde el punto de vista del generador (filas) la alta utilidad (10) viene dada por ventas a término a precios superiores al estacional mientras que la baja utilidad (-10) refleja las transacciones realizadas a precios menores que el estacional (debe recordarse que este último representa precisamente un promedio esperado (ex ante) del precio spot para cada período estacional).

Supóngase que los agentes cuentan con perfecta información respecto de las condiciones del juego (es decir, cada jugador sabe, sabe que el otro sabe y cuenta con toda la información necesaria para realizar un contrato) y actúan racionalmente. En un juego estático (jugado simultáneamente) de estas características, claramente se observa que la existencia de intereses contrapuestos entre ambos jugadores redunda en una situación sin solución aparente. En el límite, el equilibrio se alcanza cuando el precio del contrato es igual al estacional ($p_c = p_e$), diluyéndose así los incentivos en materia de precios que pudieran tener los distribuidores (siempre que no existan restricciones en la generación de energía) y los generadores para canalizar sus transacciones en el mercado a término. Esta situación está reflejada por los pares de valores (0,0) del cuadro anterior.

En efecto, las empresas distribuidoras serán indiferentes toda vez que el precio estacional es el que de todas formas trasladarán a tarifas mediante el mecanismo de pass-through. Desde el punto de vista de los generadores, el atractivo de operar en el mercado a término reside en la seguridad de obtener un flujo de ingresos conocido durante el período de duración del contrato, enfrentando un incentivo adicional en la medida que el precio pactado sea superior al spot (ya que se verán beneficiados de acuerdo a dicha diferencia). En el caso planteado ($p_c = p_e$), en la medida que el precio estacional refleja la esperanza matemática del precio spot (futuro) para cada trimestre estacional, puede entenderse que resulte un precio de indiferencia para el generador. En este sentido, el hecho de no vender por contratos les permitiría obtener ganancias (o enfrentar pérdidas) de oportunidad, en aquellas horas en que el precio spot se ubique por encima (debajo) del precio estacional vigente.

Observando el gráfico siguiente, puede avanzarse aún más en este sentido. Durante el primer cuatrimestre del año el precio estacional sancionado fue superior al promedio spot resultante, acumulándose en el Fondo de Estabilización de precios $14 MM. Por el contrario, a partir del mes de mayo la relación de precios se revirtió, profundizándose en el último trimestre del año[17]. En esos 8 meses el Fondo transfirió $83 MM principalmente al sector generador . Desde este punto de vista, la compra en el mercado a término de la demanda no contratada de las distribuidoras a un precio equivalente al estacional (25.450 GWh a lo largo del año) habría privado al sector generador de $69 MM.

Comparación Precio Estacional y Spot de la Energía



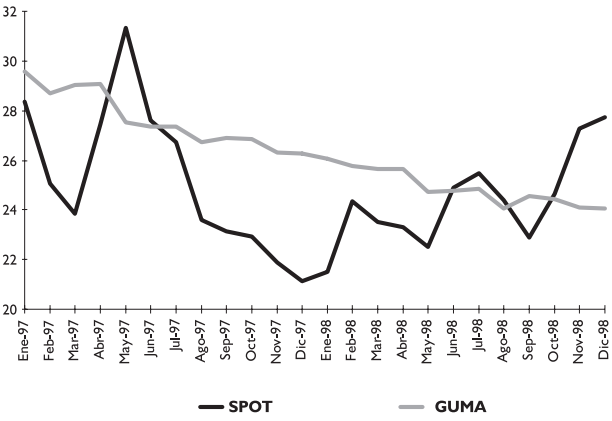
	Ene-98	Feb-98	Mar-98	Abr-98	May-98	Jun-98	Jul-98	Ago-98	Sep-98	Oct-98	Nov-98	Dic-98
P. ESTAC.	16,21	16,27	16,27	16,27	13,11	13,11	13,11	13,58	13,58	13,58	14,74	14,74
PSPOT	13,02	15,94	15,00	15,21	15,02	17,19	17,58	17,38	15,69	17,24	19,95	20,65
Saldo Fondo	88,45	90,12	93,60	97,19	93,71	84,36	73,95	64,09	59,25	49,65	35,90	19,40

Los Grandes Usuarios

De acuerdo a lo señalado, la demanda de los Grandes Usuarios registró un significativo crecimiento durante 1998[18], alcanzando los 14.362 GWh, un 26% más que en el año anterior.

Con relación a los GUMA, canalizaron en el mercado a término el 81% de sus compras totales. El precio medio de los contratos de abastecimineto de estos agentes continuó con su tendencia decreciente, convergiendo a los valores registrados en el mercado spot. En términos constantes, la disminución registrada entre 1995 y 1998 fue del 25%, ubicándose apenas 2% por encima del precio monómico promedio spot para este último año.

Precio Spot y Contratos GUMAs (en $/MWh)



[17] Las causas que motivaron el crecimiento del precio spot fueron comentadas oportunamente. Las diferencias respecto del precio estacional sancionado son explicadas –por lo menos en parte-, por el importante saldo acumulado en el Fondo de Estabilización, que amortiguó el aumento del precio spot en su traslado a las tarifas de los usuarios finales.

[18] En realidad, esto viene sucediendo desde la aparición misma de los Grandes Usuarios como agentes del MEM.

Evolución de Precios Monómicos Mayoristas (en $/MWh)

	PRECIO SPOT	MAT GUMA	DIFERENCIA ABSOLUTA	DIFERENCIA RELATIVA
PROM 95	29,82	33,09	3,26	11%
PROM 96	27,66	29,67	2,00	7%
PROM 97	24,43	26,75	2,31	9%
PROM 98	24,38	24,89	0,52	2%

En la zona correspondiente a las áreas de concesión de las empresas Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A. desarrollaron su actividad el 65% del total de GUMAs, concentrando el 40% de la demanda neta de energía.

Asimismo, resulta interesante observar las características sectoriales de los GUMA ubicados en aquellas provincias que concentran el 40% de la demanda total de estos agentes.

En este sentido, la Provincia de Santa Fe con solo el 6% del total de agentes (24) consumió el 15% del total de energía eléctrica. El 59% de este consumo correpondió a la planta de Acindar ubicada en Villa Constitución.

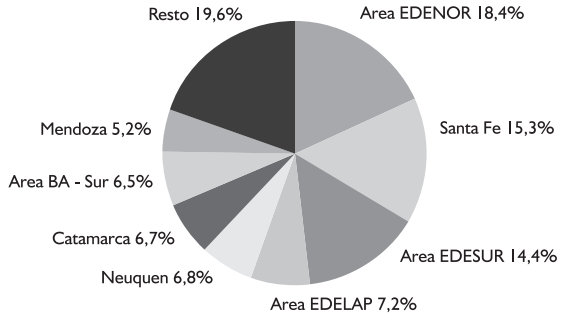
En la provincia de Neuquén, el 52% de la demanda correspondió a la Planta Industrial de Agua Pesada y un 40% a la Cooperativa CALF. El emprendimiento minero La Alumbrera, representó el 86% del consumo de los GUMA de la provincia de Catamarca, igual porcentaje que las actividades vinculadas con la extracción y refinación de petóleo en Mendoza y las de fabricación de sustancias químicas industriales en el área Buenos Aires Sur.

Grandes Usuarios - Demanda Neta Regional 1998 [19]

Area/Provincia	GUMA CANTIDAD	CONSUMO (GWh)	CONSUMO MEDIO	GUME CANTIDAD	CONSUMO (GWh)	CONSUMO MEDIO
Area BA - Atlántica	9	334,5	37,2	40	54,6	1,4
Area BA - Norte	16	371,3	23,2	39	65,4	1,7
Area BA - Sur	12	730,2	60,8	4	4,2	1,1
Area EDELAP	14	811,2	57,9	36	60,5	1,7
Area EDENOR	124	2079,3	16,8	576	950,9	1,7
Area EDESUR	112	1620,6	14,5	597	812,0	1,4
Catamarca	4	757,6	189,4	4	2,5	0,6
Chaco	2	11,3	5,6	4	5,9	1,5
Córdoba	8	308,3	38,5	9	13,5	1,5
Corrientes	3	100,9	33,6	5	10,9	2,2
Entre Ríos	3	236,9	79,0	7	5,1	0,7
Formosa	-	-	-	7	7,5	1,1
Jujuy	1	68,3	68,3	-	-	-
La Pampa	-	-	-	1	0,9	0,9
La Rioja	5	83,0	16,6	13	21,9	1,7
Mendoza	12	583,6	48,6	14	24,9	1,8
Neuquén	7	762,7	109,0	2	0,6	0,3
Río Negro	6	319,2	53,2	1	0,5	0,5
Salta	1	1,8	1,8	6	7,4	1,2
San Juan	4	69,0	17,2	17	36,8	2,2
San Luis	7	83,4	11,9	145	145,8	1,0
Santa Fe	24	1727,7	72,0	14	29,9	2,1
Santiago del Estero	2	18,0	9,0	4	6,5	1,6
Tucumán	9	211,3	23,5	6	14,7	2,5
TOTAL	385	11289,8	29,3	1551	2268,3	1,5

[19] Corresponde al total agentes que han participado en el mercado mayorista a lo largo del año 1998, es decir, incluye tanto las incorporaciones como las bajas ocurridas durante el año. Debido a esto, la cantidad total de GU difiere de la mencionada en el Cuadro 7. Asimismo, los valores demandados son netos de las ventas por excedentes de contratos, lo que explica la diferencia con los que figuran en el Cuadro 6.

Composición de la Demanda de los GUMA por provincia



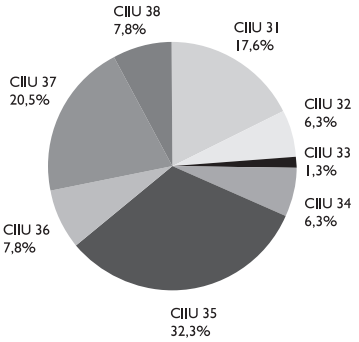
Composición Sectorial de la Demanda de los GUMA

	1998			1997		
CIIU	GUMA CANTIDAD	CONSUMO (GWh)	CONSUMO MEDIO	GUMA CANTIDAD	CONSUMO (GWh)	CONSUMO MEDIO
22	12	668,5	55,7	10	583,9	58,4
23	1	652,1	652,1	1	149,8	149,8
29	2	36,0	18,0	2	39,6	19,8
31	88	1.316,5	15,0	79	1.110,4	14,1
32	31	473,4	15,3	26	422,8	16,3
33	3	98,7	32,9	3	92,8	30,9
34	27	470,8	17,4	27	416,4	15,4
35	61	2.409,6	39,5	53	1.897,0	35,8
36	15	578,4	38,6	13	433,3	33,3
37	19	1.530,1	80,5	15	1.375,8	91,7
38	27	581,6	21,5	23	466,4	20,3
4	1	397,1	397,1	1	349,1	349,1
41	4	650,4	162,6	4	617,2	154,3
42	15	377,4	25,2	15	370,2	24,7
61	1	91,6	91,6	1	38,4	38,4
62	50	427,3	8,5	37	284,3	7,7
63	2	11,6	5,8	1	1,1	1,1
7	19	457,9	24,1	18	403,0	22,4
8	3	19,1	6,4	2	4,5	2,2
S/C	4	41,9	10,5	4	38,3	9,6
TOTAL	385	11.289,8	29,3	335	9.094,1	27,1

Descripción Código CIIU – Revisión 2.
CIIU 22: Producción de petróleo y gas natural.
CIIU 23:Extracción de minerales.
CIIU 29:Extracción de piedras, arcilla y arena.
CIIU 31: Productos Alimenticios, Bebidas y Tabaco.
CIIU 32: Textiles, Prendas de vestir e Industria del Cuero.
CIIU 33: Industria de la Madera y Productos de la Madera, incluído muebles.
CIIU 34: Fabricación de Papel y Productos de Papel, Imprentas e Editoriales.
CIIU 35: Fabricación de Sustancias y Productos Químicos derivados del Petróleo, Carbón, Caucho y Plástico.
CIIU 36: Fabricación de Productos Minerales no Metálicos, excepto derivados del Petróleo y Carbón.
CIIU 37: Industrias Metálicas Básicas.
CIIU 38: Fabricación de Productos Metálicos, Maquinaria y Equipos.
CIIU 4: Electricidad, gas y agua.
CIIU 41: Fabricación de gas, distribución de combustibles gaseosos por tuberias
CIIU 42: Captación, depuración y distribución de agua.
CIIU 6: Comercio, al por mayor (61), menor (62), restaurantes y hoteles (63).
CIIU 7: Transporte, Almacenamiento Y Comunicaciones.
CIIU 8: Servicios Financieros, De Seguros, Inmobiliarios y Empresarios.
S\C : Sin Clasificar.

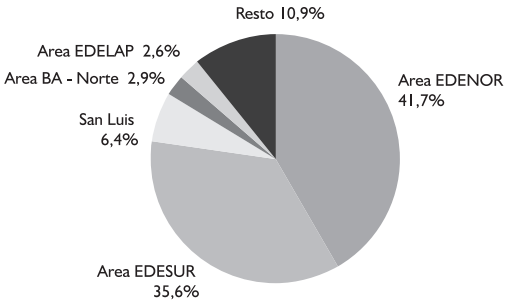
A partir de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU) revisión 2 – nivel de agregación 2 dígitos, es posible caracterizar las demanda de los GUMA de acuerdo al sector productivo en que desarrollan su actividad. Como se puede observar en el Cuadro 16, la industria manufacturera (CIIU 3) concentra el 66% del total consumido, especialmente los sectores vinculados a la Fabricación de Sustancias y Productos Químicos derivados del Petróleo, Carbón, Caucho y Plástico (CIIU 35), a las Industrias Metálicas Básicas (CIIU 37) y a la fabricación de Productos Alimenticios, Bebidas y Tabaco (CIIU 31).

Composición de la Demanda de los GUMA del Sector Manufacturero



Con relación a los GUME, el 78% de los agentes (1.209) se encuentra ubicado en las áreas de concesión de jurisdicción nacional concentrando el 80% de la demanda del sector.

Composición de la Demanda de los GUME por provincia



Conclusiones

El sector eléctrico presenta, por las características propias del bien involucrado ciertas peculiaridades que lo distinguen de otras industrias. La imposibilidad de almacenamiento (al menos a costos razonables) determinan la necesidad de que exista un equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda.

Así pues, para satisfacer las necesidades de una demanda creciente (téngase en cuenta que durante el período 1991/1998, la tasa de crecimiento alcanzó el 6,4% a.a.), sin duda alguna resultaba indispensable canalizar recursos hacia el segmento generador.

Esto es precisamente lo que ocurrió, como consecuencia de las posibilidades que surgieron a partir de la reforma estructural implementada a comienzos de los 90. Ello posibilitó la participación activa del sector privado que, como se vió, ascendió en 1998 al 65% de la capacidad instalada del país.

De esta forma, las inversiones en este segmento (tanto en la instalación de nuevas centrales como en mejoras del parque existente) redundaron en un importante aumento de la capacidad instalada, que alcanzó en el corriente año los 21,8 GW.

Este hecho tuvo un impacto directo en la formación de precios del mercado mayorista. Más allá de los aumentos registrados durante el año en el precio de la energía producto de la menor generación hidráulica, según se comentó oportunamente, el precio monómico mayorista disminuyó en promedio un 55% en términos reales desde 1992.

Asimismo, el dinamismo observado en el sector se vió reflejado en el notable incremento del número agentes participantes del mercado. En especial los Grandes Usuarios, que representaron el 22% de la demanda del MEM para el año 1998.

Esto tuvo aparejado, una menor tasa de crecimiento de la demanda de las empresas distribuidoras, destacándose la disminución de las compras que canalizan a través de los contratos de abastecimiento. Sin duda alguna, es preciso profundizar los mecanismos de incentivos existentes para desarrollar el mercado a término.

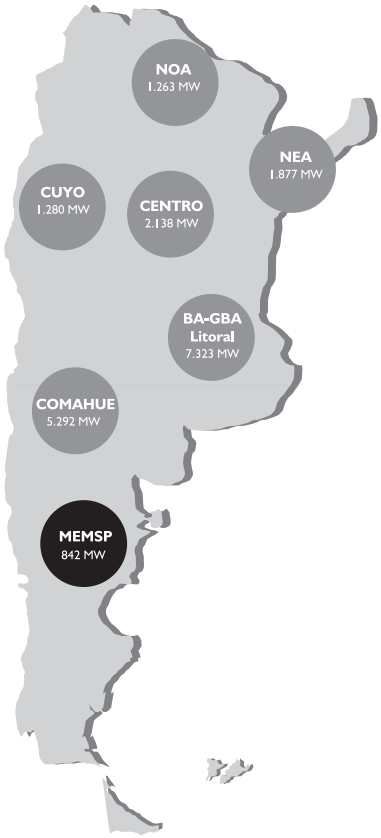
De esta forma, a seis años del inicio de la transformación estructural del sector eléctrico se puede sin duda afirmar que se ha alcanzado una base de desarrollo sostenible y estable, que permitirá hacer frente a los desafíos que se vislumbran:

- Un crecimiento esperado de la demanda para los próximos años que se ubicará entre el 4% y el 6% a.a..

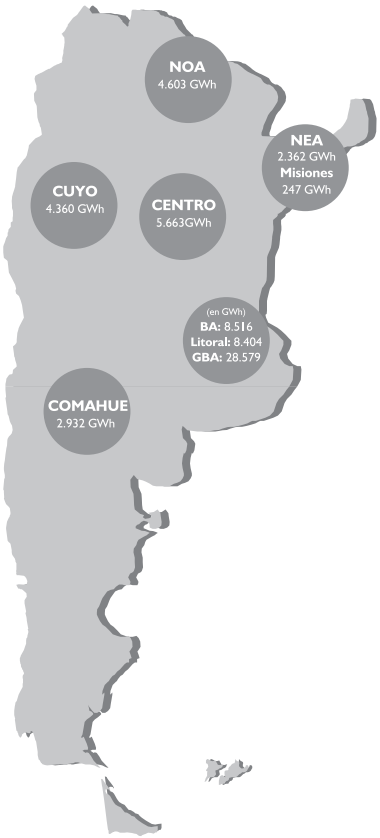
- Un proceso de integración eléctrico regional en una etapa de avanzado desarrollo donde se prevé exportaciones en el corto plazo a Brasil del orden de 2.000 MW (1.000 ya acordados a partir del año 2.000 y 1.000 adicionales previstos para el 2.001) y 1.000 MW con Chile, aproximadamente.

En este contexto, resulta indispensable avanzar en la utilización de tecnologías alternativas de generación que posibiliten el acceso al consumo de la población rural dispersa que se encuentra alejada de los centros urbanos, en la aplicación de medidas tendientes a minimizar el impacto ambiental que pudiera ocasionar el sector y en el desarrollo de campañas para fomentar el Uso Racional de la Energía.

POTENCIA INSTALADA POR REGION - 1998



DEMANDA NETA DE ENERGIA POR REGION - 1998



Sistema de transporte de energía electrica en Alta Tensión, por Distribución Troncal y PAFTT - Calidad de servicio

La reglamentación vigente establece que la prestación del servicio de transporte de energía, responsabilidad asumida por los concesionarios transportistas y/o por los prestadores de la función técnica del transporte debe efectuarse con un nivel de calidad satisfactorio.

Empresas que prestan el servicio de Transporte de Energía Eléctrica

Sistema de transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión
Instalaciones de tensiones iguales o mayores a 220 kV

Concesionaria	TRANSENER S.A.
Transportistas Independientes	*YACYLEC S.A.*
	L.I.T.S.A.
	ENECOR S.A.
	TIBA S.A.

Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal
Instalaciones de tensiones iguales o superiores a 132 kV y menores a 400 kV.

Concesionaria	TRANSNOA S.A.
Transportista independiente	*E.D.E.S.A.*

Concesionaria	DISTROCUYO S.A.

Concesionaria	TRANSNEA S.A.
Transportista independiente	*D.P.E.C.*
Transportista independiente	*ENECOR S.A.*

Concesionaria	TRANSPA S.A.
Transportistas independientes	*E.R.S.A.*
	S.P.S.E.
Concesionaria	TRANSCOMAHUE
Concesionaria	TRANSBA S.A.
[En proceso de privatización]	

Prestadoras de la Función técnica de Transporte

Instalaciones superiores (≥ 132 kV.) o inferiores (< 132 kV.) de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes del MEM no Transportistas (Generadores y/o Distribuidores) regulados por aplicación de la Res. ex-Sec. de Energía N° 159/94 y SE N° 406/96.

EDENOR S.A.
EDESUR S.A.
EDELAP S.A.
E.P.E.C.
E.P.E.N.
E.P.E. Santa Fe.
ENERGÍA SAN JUAN
EDESE

Medición de la Calidad del Servicio

El nivel de la calidad del servicio se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y capacidad asociada.

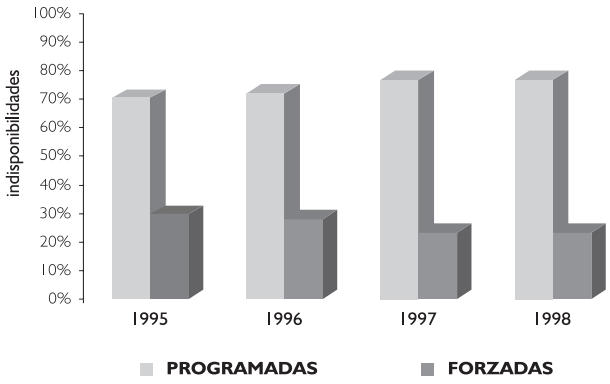
Queda en claro, entonces, que lo que se sanciona son las indisponibilidades del equipamiento en general.

En tal sentido, un equipo se considera indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección y maniobra.

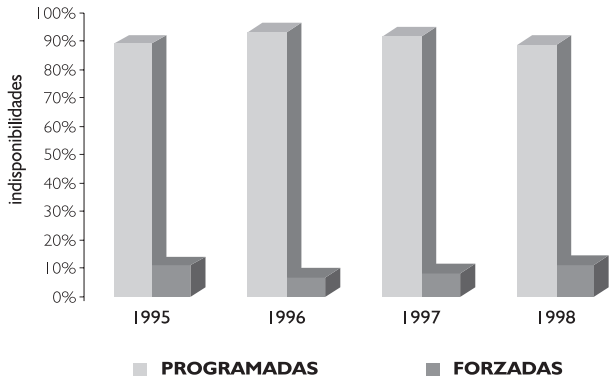
Es decir, que un equipo se considera indisponible cuando esté fuera de servicio ya sea porque se ha producido una falla en él o en sus equipos asociados, o por actuación de sus protecciones o como consecuencia de cualquier tipo de operación y maniobra.

A su vez todo, equipamiento que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados conforme a los procedimientos establecidos a tal efecto, será considerado en condición de indisponibilidad programada.

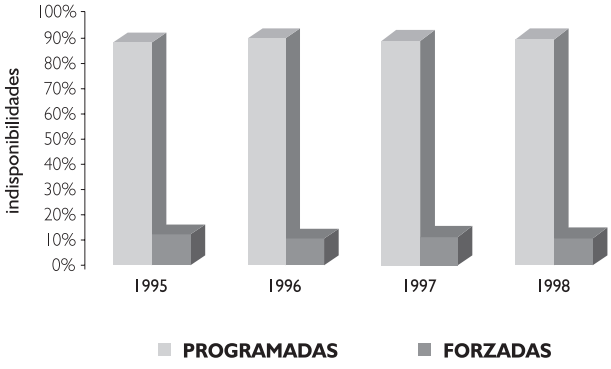
DISTROCUYO



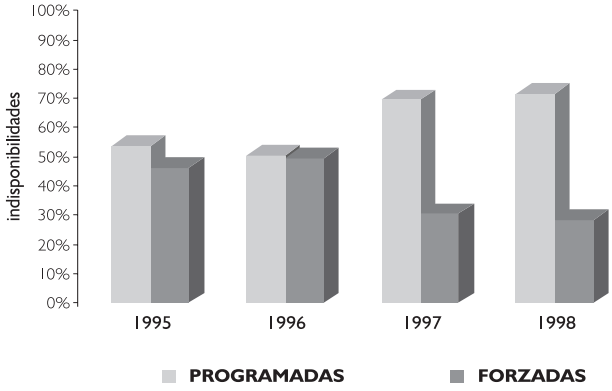
EDENOR



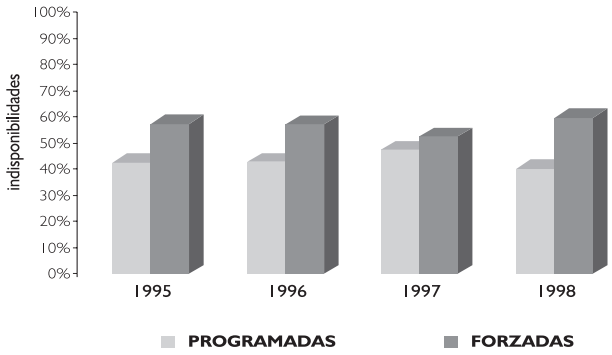
EDESUR



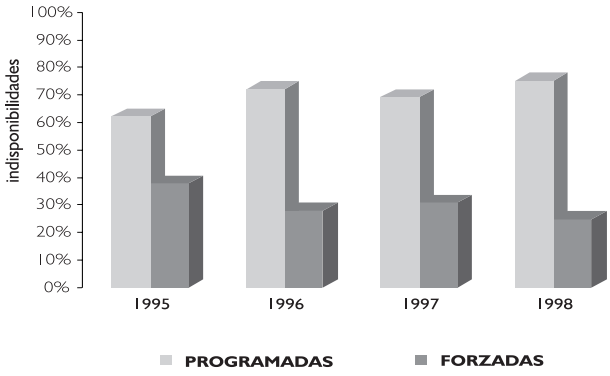
EPE SANTA FE



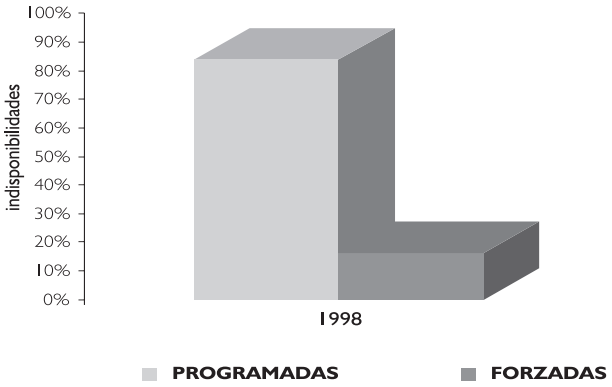
EPEC



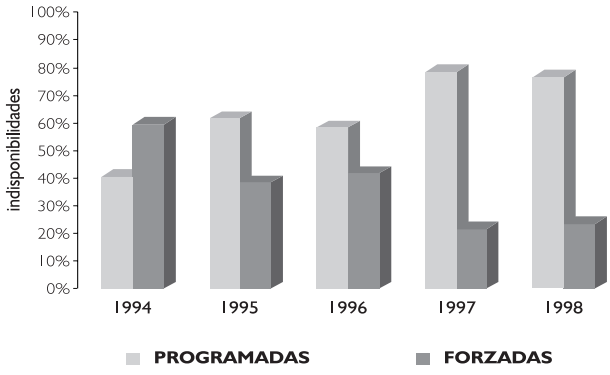
EPEN



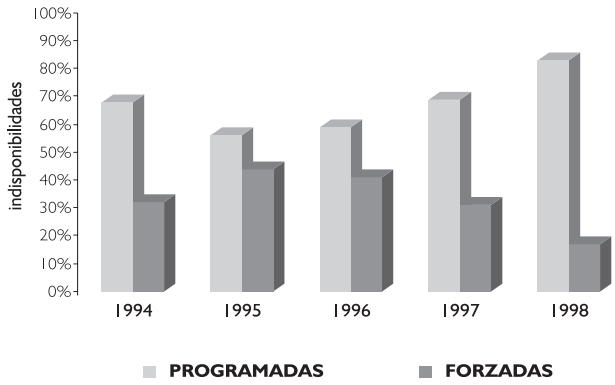
TRANSBA



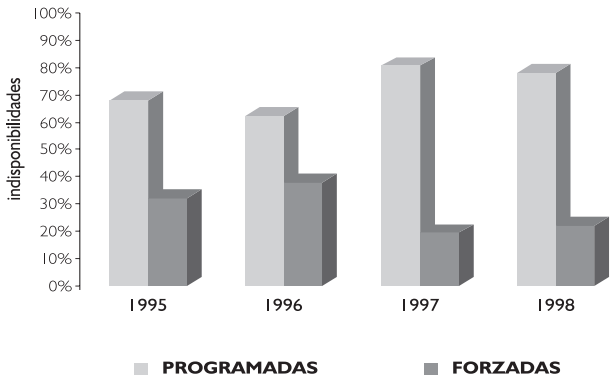
TRANSCOMAHUE



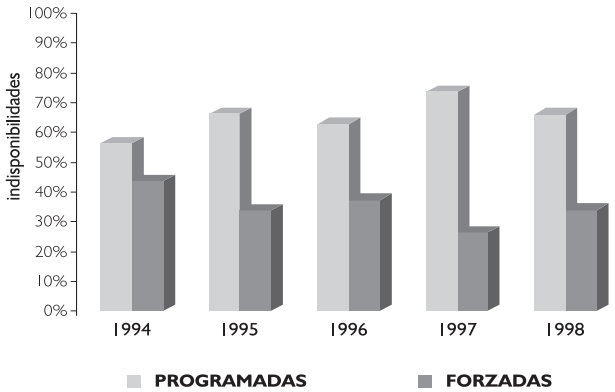
TRANSENER



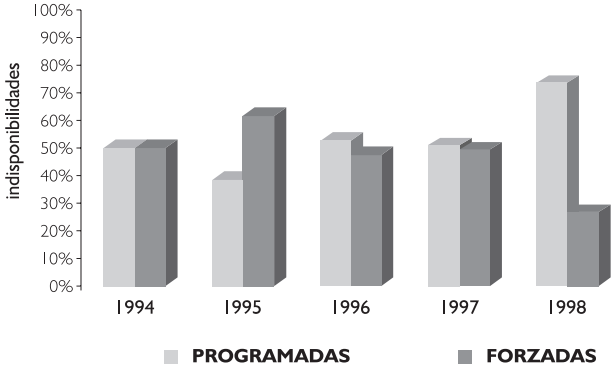
TRANSNEA



TRANSNOA



TRANSPA



Por último, el equipamiento fuera de servicio sin que tal situación provenga de órdenes de operación impartidas por CAMMESA o por indisponibilidad programada será considerado en condiciones de indisponibilidad forzada.

Evaluación de las sanciones

El valor de las sanciones a aplicar por indisponibilidad forzada será proporcional a los montos que se abonan en concepto de conexión y capacidad de transporte del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad
b) El número de las salidas de servicio forzadas
c) Los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico

A su vez, la sanción a aplicar por indisponibilidad programada será igual al diez por ciento (10%) de la correspondiente a indisponibilidad forzada.

En general, los contratos de concesión del transporte prevén distintas modalidades para la aplicación de sanciones, pudiendo identificarse los siguientes grupos:

TRANSENER S.A., TRANSNOA S.A., TRANSCOMAHUE, DISTROCUYO S.A., TRANSPA S.A., TRANSBA S.A.

a) durante los seis primeros meses no se aplicarían sanciones
b) Entre los SEIS (6) y DOCE(12) meses las penalidades se verían reducidas a 1/3 de su valor
c) Entre los DOCE(12) y DIECIOCHO (18) meses las penalidades se verían reducidas a 2/3 de su valor.
d) A partir de los DIECIOCHO (18) meses las penalidades se aplicaran sin reducciones.

TRANSNEA S.A.

a) Durante los seis primeros meses no se aplicarían sanciones
b) Entre los SEIS (6) y DOCE(12) meses las penalidades se verían reducidas a 1/6 de su valor
c) Entre los DOCE(12) y DIECIOCHO (18) meses las penalidades se verían reducidas a 1/3 de su valor.
d) Entre los DIECIOCHO (18) y VEINTICUATRO (24) meses las penalidades se verían reducidas a 1/2 de su valor.
e) Entre los VEINTICUATRO (24) y TREINTA (30) meses las penalidades se verían reducidas a 2/3 de su valor.
f) Entre los TREINTA (30) y TREINTA Y SEIS (36) meses las penalidades se verían reducidas a 5/6 de su valor.
g) A partir de los TREINTA Y SEIS (36) meses las penalidades se aplicaran sin reducciones.

Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) EDENOR, EDESUR, EDELAP, E.P.E. Santa Fe, E.P.E.C., ENERGÍA SAN JUAN, EDESE y E.P.E.N.

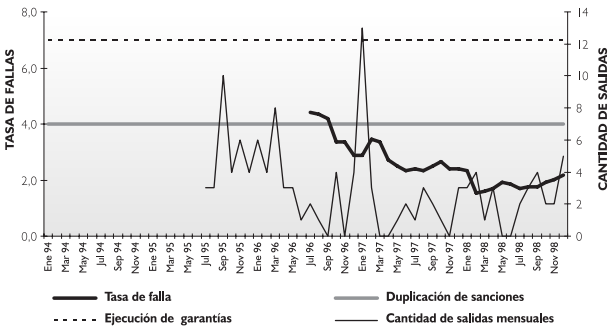
No se previeron períodos sancionatorios con reducciones diferenciadas según las responsabilidades del concesionario.

Tasa de Falla

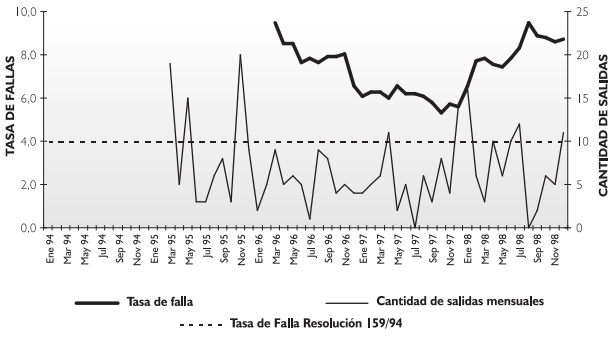
Este indicador proporciona una idea de la calidad del gerenciamiento de cada una de las empresas, según su eficiencia en la Operación y Mantenimiento de sus respectivos equipamientos.

La tasa de falla se determina por la cantidad de salidas forzadas de líneas por CIEN (100) km. y por año. En los gráficos siguientes se aprecia la evolución del indicador correspondiente a cada empresa.

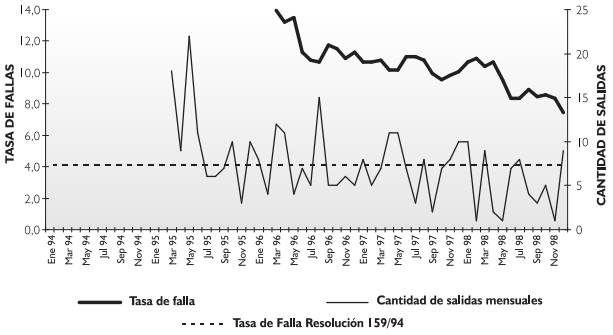
DISTROCUYO



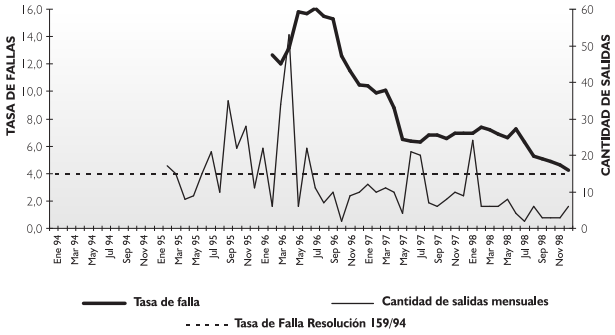
EDENOR



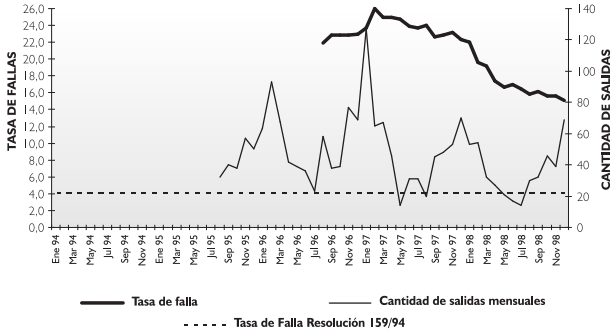
EDESUR



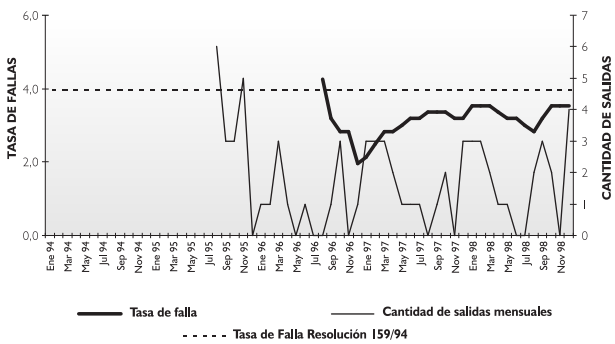
EPE SANTA FE



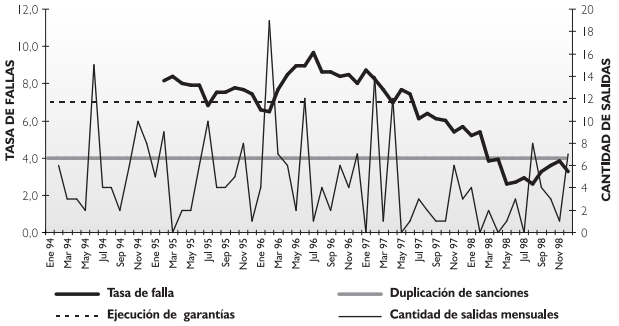
EPEC



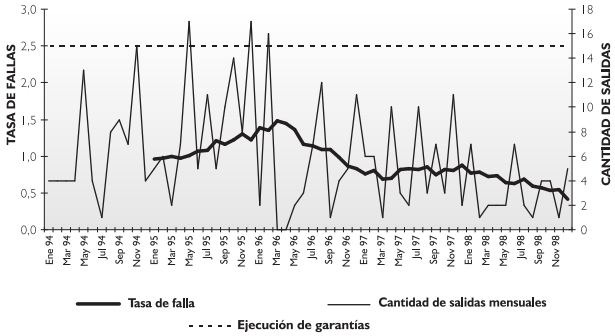
EPEN



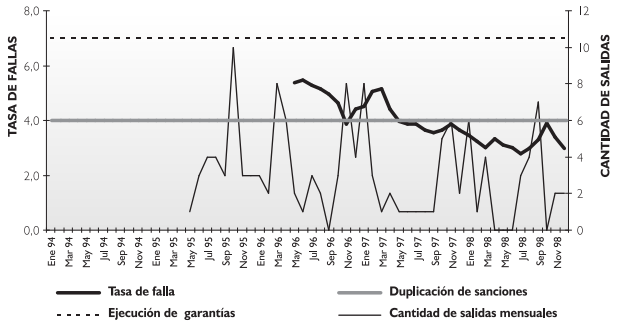
TRANSCOMAHUE



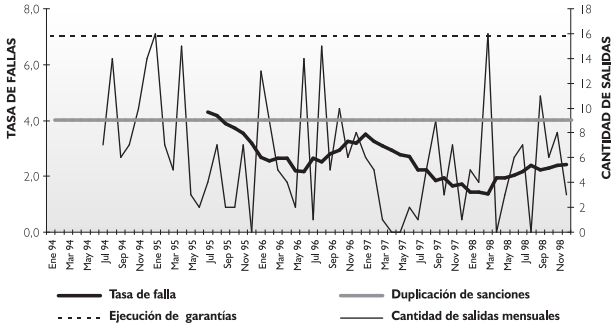
TRANSENER



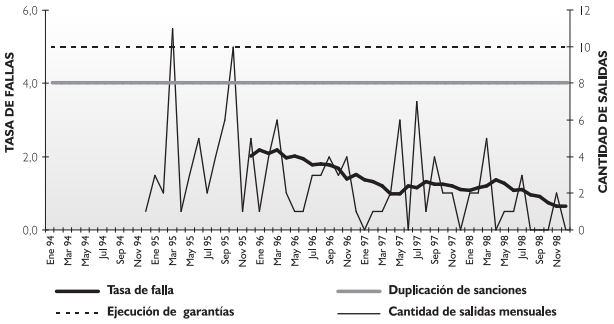
TRANSNEA



TRANSNOA



TRANSPA



Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión

En el caso de TRANSENER S.A. cuando en un período de DOCE (12) meses corridos las salidas de servicio por CIEN (100) km. y por año (considerando todas las líneas del Sistema incluidas las correspondientes a sus Transportistas Independientes) supera el valor de DOS CON CINCUENTA (2,5) Sal. x año/100 km., autoriza a LA CONCEDENTE (Estado Nacional) a ejecutar las garantías otorgadas por los Garantes.

Transportistas de Energía Eléctrica por Distribución Troncal

En los casos de los Transportistas por Distribución Troncal (TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSPA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSBA S.A. y TRANSCOMAHUE) cuando se superan los valores de tasa de falla establecidos en sus respectivos Contratos de Concesión se activan dos consecuencias:

La primera, similar a la mencionada respecto de la Transportista en Alta Tensión y tal como está especificado en los respectivos Contratos de Concesión como incumplimiento, permite ejecutar las Garantías ofrecidas.

La segunda emite una señal económica de advertencia a las Transportistas Troncales para que se esfuercen en mejorar la calidad de la Operación y Mantenimiento y consiste en duplicar las sanciones aplicadas.

Los valores a que se refieren los párrafos precedentes son los siguientes:

EMPRESA	Valor para Duplicar Sanciones Sal.x año/100 km.	Ejecución de las Garantías Sal.x año/100 km.
TRANSNOA S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)
TRANSNEA S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)
TRANSCOMAHUE	CUATRO (4)	SIETE(7)
DISTROCUYO S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)
TRANSPA S.A.	CUATRO (4)	CINCO(5)
TRANSBA S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)

Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT).

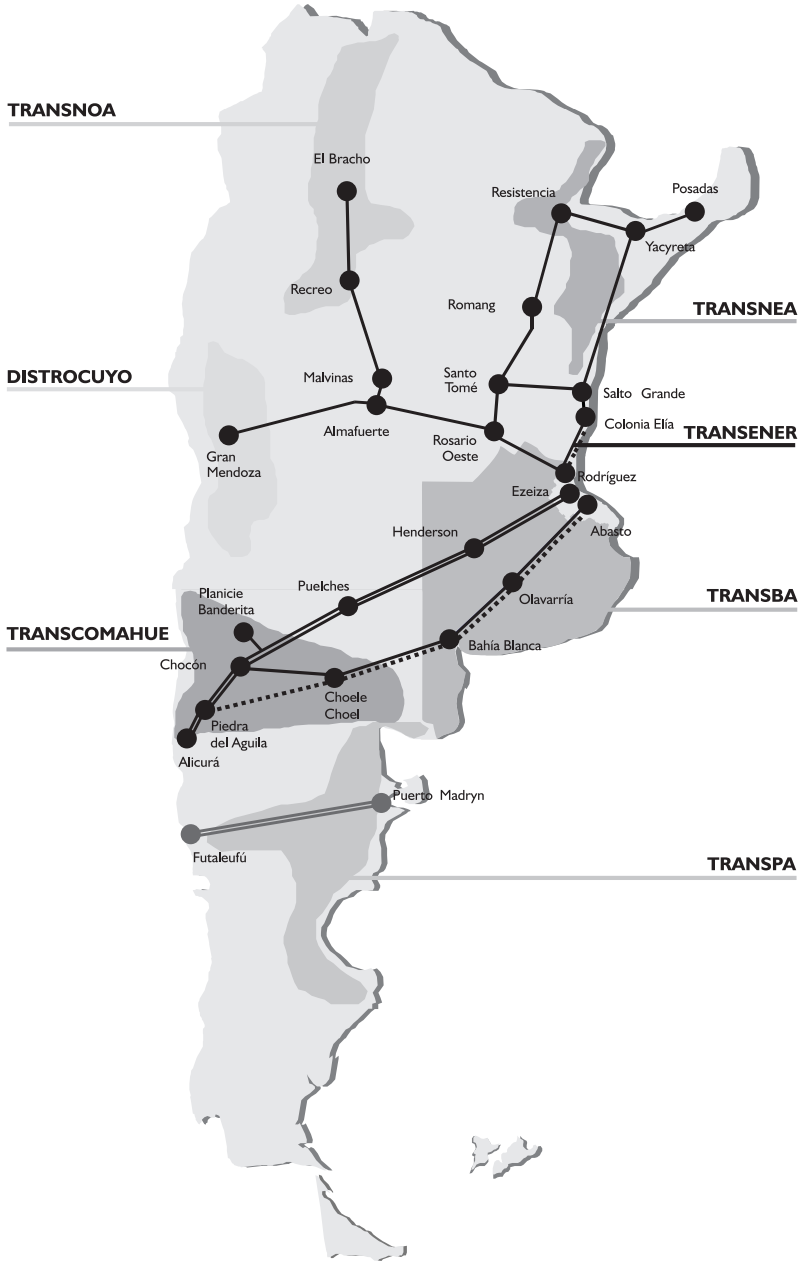
En el caso de los Agentes del MEM no Transportistas (Generadores y/o Distribuidores), el índice de la tasa de falla sólo se utiliza con la finalidad de emitir la señal económica para que mejoren la calidad de la Operación y Mantenimiento. En este caso cuando la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas supera el valor de CUATRO (4) Sal. x año/100 km., las sanciones aplicadas se duplican.

Sanciones Determinadas - 1994 a 1998

A partir de enero de 1994, se comenzó a aplicar sanciones a las diferentes transportistas. El cuadro siguiente ofrece un resumen de las sanciones aplicadas a cada empresa hasta la fecha:

AÑO	1994	1995	1996	1997	1998	TOTAL ACUMULADO
TRANSENER S.A.	$ 2.498.380,18	$ 8.098.147,97	$ 2.147.532,77	$ 4.066.970,90	$ 4.468.379,00	$ 21.279.410,82
TRANSNOA S.A.	$ 58.586,37	$ 225.214,11	$ 338.503,98	$ 303.928,93	$ 224.049,19	$ 1.150.282,58
TRANSCOMAHUE	$ 47.950,52	$ 201.985,27	$ 264.731,20	$ 250.276,89	$ 343.188,81	$ 1.108.132,69
TRANSPA S.A.	$ 637,92	$ 135.289,96	$ 201.441,85	$ 331.758,28	$ 268.921,60	$ 938.049,61
TRANSNEA S.A.	--	$ 33.249,48	$ 324.706,34	$ 193.242,12	$ 202.077,17	$ 753.275,11
DISTROCUYO S.A.	--	$ 22.172,95	$ 118.392,17	$ 142.466,92	$ 122.868,14	$ 405.900,18
TRANSBA S.A.	--	--	--	--	$ 277.923,14	$ 277.923,14
E.P.E. SANTA FE (PAFTT)	--	$ 250.482,31	$ 409.585,71	$ 311.716,34	$ 258.587,07	$ 1.230.371,43
EDENOR S.A. (PAFTT)	--	$ 485.579,58	$ 516.834,79	$ 596.753,16	$ 558.404,80	$ 2.157.572,33
EDESUR S.A. (PAFTT)	--	$ 290.444,16	$ 821.052,84	$ 634.897,66	$ 635.340,29	$ 2.381.734,95
EDELAP S.A. (PAFTT)	--	--	--	--	$ 21.505,72	$ 21.505,72
E.P.E.N. (PAFTT)	--	$ 46.802,56	$ 10.930,59	$ 24.459,06	$ 28.932,04	$ 111.124,25
E.P.E.C. (PAFTT)	--	$ 963.887,34	$ 868.980,68	$ 1.284.831,46	$ 823.255,57	$ 3.940.955,05
ENERGÍA SAN JUAN (PAFTT)	--	--	--	--	$ 0,00	$ 0,00
EDESE (PAFTT)	--	--	--	--	$ 3.394,67	$ 3.394,67
TOTALES	**$ 2.605.554,99**	**$ 10.753.255,69**	**$ 6.022.692,92**	**$ 8.141.301,72**	**$ 8.236.827,21**	**$ 35.756.237,86**

RED DE TRANSPORTE



3 LA REVISION DE LA TARIFA DE TRANSENER

CAPITULO

A principios de 1998, el ENRE inició las tareas relacionadas con la revisión tarifaria para determinar la nueva remuneración de TRANSENER, correspondiente al segundo período tarifario comprendido entre julio de 1998 y junio del 2003.

De acuerdo con el Contrato de Concesión, la remuneración de TRANSENER se compone de un Cargo Fijo por Conexión, un Cargo Fijo por Capacidad de Transporte, y la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVT), asociada a precios de nodo y a la cantidad de energía transportada. Por lo tanto, ciñéndose a las estipulaciones del artículo 2° del Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, Subanexo II-A del Contrato de Concesión de TRANSENER, el ENRE encargó a CAMMESA la realización del cálculo de la RVT.

Con posterioridad y según lo establecido, el ENRE convocó a Audiencia Pública -mediante la Resolución ENRE N°644/98-, con el objeto de someter a la consideración de las partes interesadas los cálculos realizados y los resultados obtenidos por CAMMESA respecto de la RVT. Asimismo, se incluyó en el temario a tratar en la referida Audiencia Pública -que tuvo lugar los días 29 de mayo y 2 de junio de 1998-, la implementación de un sistema de premios, la recategorización de las líneas de transmisión y el establecimiento del factor de estímulo a la eficiencia, cuestiones todas ellas previstas en el Contrato de Concesión.

Durante la Audiencia, TRANSENER realizó una presentación que puso en evidencia un verdadero dilema regulatorio no previsto hasta ese momento: de fijarse la remuneración para el segundo período tarifario según lo dispuesto por el Contrato de Concesión, es decir, en estricta correspondencia con los cuatro puntos a tratarse en la Audiencia y en particular con el valor de la RVT calculado por CAMMESA, se estaría al mismo tiempo dejando de lado los principios tarifarios contenidos en la Ley N°24065. Aún en la hipótesis de máxima, el valor estimado de la RVT no haría posible la sostenibilidad del monopolio ni el logro de la eficiencia asignativa, debido a que el precio de la energía en el mercado mayorista se redujo casi en un 50% como consecuencia de la reestructuración del sector eléctrico.

A lo largo de este capítulo, se ofrecerá una síntesis de los argumentos presentados por las diferentes partes interesadas, que forman parte integrante del Expediente ENRE N°4689/98, y en especial de la posición sustentada por el ENRE en su Resolución N°1650/98 que se ha convertido en un hito de la regulación sectorial.

Marco regulatorio y tarifas

A modo de introducción al referido debate, es necesario recordar que el marco legal del sector eléctrico está conformado por la Ley N°24.065, su Decreto Reglamentario Nº 1398/92, el Contrato de Concesión de quien se trate, en este caso de TRANSENER, y las normas dictadas por la Secretaría de Energía y el ENRE.

La Ley N°24.065, que entre otras cosas fija objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, es la norma de mayor jerarquía en materia regulatoria y establece, en el inciso d) del artículo 2º, que las actividades de transporte y distribución serán reguladas asegurándoles tarifas justas y razonables. Por su parte, los artículos 40 y 41 de la referida Ley disponen, entre otras cosas, que las tarifas 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 razonable que guardará relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y habrá de ser similar, como promedio de la industria, a la de las otras actividades de riesgo, similar o comparable nacional o internacionalmente.

Esto significa que en los segmentos monopólicos la tarifa justa y razonable no surge espontáneamente como resultado de mecanismos de mercado ni necesariamente, como en este caso, es garantizada por mecanismos contractuales, sino que es determinada mediante la regulación.

La responsabilidad del ENRE en materia de tarifas de transporte

De acuerdo con la Ley N°24.065, el ENRE debe establecer las bases para el cálculo de las tarifas de transporte y controlar que sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de la referida Ley.

Por otra parte, durante el proceso de cálculo debe llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en los incisos d) y e) del artículo 2° de la Ley N°24.065, a saber:

- 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.

Además de actuar según lo establecido por los principios rectores en materia tarifaria contenidos en la Ley, el ENRE debe naturalmente ocuparse de los aspectos instrumentales. Al respecto, el artículo 43 dispone que una vez *"finalizado el período*

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".

Finalmente, el ENRE está obligado a efectuar ajustes a las tarifas vigentes a solicitud del transportista (o distribuidor) si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas, y si al cabo de la Audiencia Pública correspondiente queda claro que la modificación solicitada se ajusta a las disposiciones de la Ley y al interés público (artículos 46, 47 y 48 de la Ley N°24.065).

La remuneración de TRANSENER según el Contrato de Concesión

Como ya fue mencionado anteriormente, la remuneración de TRANSENER se compone de un Cargo Fijo por Conexión, un Cargo Fijo por Capacidad de Transporte, y la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVT), asociada a precios de nodo y a la cantidad de energía transportada. La fórmula se completa con un factor de nodo, que constituye la medida del costo marginal de las pérdidas entre el nodo y el centro de cargas, y un factor de adaptación nodal, que representa los sobreprecios y la energía no suministrada por las restricciones de transporte.

Según el artículo 2° del Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, Subanexo II-A del Contrato de Concesión de TRANSENER "la remuneración por energía eléctrica transportada se fijará para cada período tarifario y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período", y "los cálculos de tales pronósticos serán realizados por CAMMESA y elevados con opinión de la concesionaria a aprobación del ENRE".

Dado que la remuneración por energía eléctrica transportada constituia casi el 60% de la remuenración total de TRANSENER y que el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista cayó un 50% respecto de cuando fueron fijadas las tarifas iniciales, de determinarse la remuneración para el segundo período tarifario según lo dispuesto por el Contrato de Concesión, es decir, en base al valor de la RVT, no se lograría cumplir con los principios de sostenibilidad del monopolio ni de eficiencia asignativa.

La posición de TRANSENER

Tal como corresponde el ENRE convocó a Audiencia Pública con el objeto de tratar la RVT estimada por CAMMESA, la implementación de un sistema de premios, la recategorización de las líneas de transmisión, y el establecimiento del factor de estímulo a la eficiencia.

TRANSENER manifestó que fijar la remuneración para el 2° período tarifario en función de las variables mencionadas anteriormente, en particular la RVT e incluso en su

hipótesis de máxima, implicaría no cumplir con los principios tarifarios contenidos en la Ley N°24065.

Por lo tanto, el ENRE requirió a TRANSENER que presentase información sobre gastos operativos, inversiones, conceptualización de la base de capital y tasa de rentabilidad pretendida. A partir de dichos elementos, el ENRE concluyó que correspondía revisar el cálculo para el 2° período tarifario y determinar si el monto a aprobar cumpliría con las estipulaciones de la Ley N°24065. Asimismo, decidió sobre el sistema de premios, la recategorización de las líneas, el factor de estímulo a la eficiencia y aprobó la RVT de acuerdo con la hipótesis de máxima planteada por CAMMESA.

Al mismo tiempo, se convocó a una Segunda Audiencia Pública con la finalidad de considerar la información de gastos operativos e inversiones presentada por TRANSENER así como también sus puntos de vista respecto de la determinación de la base de capital y tasa de rentabilidad, y la remuneración pretendida. También fue objeto de esa convocatoria la eventual asignación del pago, por parte de los distintos usuarios del servicio de transporte, de una eventual diferencia entre la remuneración que finalmente se adoptara y aquella que hubiese surgido de la estricta aplicación de los 4 temas resueltos en la Primera Audiencia.

La propuesta de TRANSENER consistió sintéticamente en lo siguiente:

- para el cálculo de la remuneración, considerar la totalidad de los activos y el costo de capital promedio ponderado;
- para el monto del capital, hacer un análisis desde ese momento y hacia el futuro para preservar los incentivos a la eficiencia, que se verían disminuidos si se tomara una visión retrospectiva;
- para el valor total de la empresa, tomar lo pagado en la privatización más la deuda asumida, que dará el menor de los valores posibles por debajo del valor de reposición y del histórico;
- para el cálculo de la rentabilidad, considerar también la parte de las ganancias generada por las actividades no reguladas;
- para actualizar el capital inicial, tomar las inversiones netas realizadas en el período al valor de hoy;
- para tasa de rentabilidad, tomar una tasa libre de riesgo, un premio especial por encima de la tasa libre de riesgo, corregido por el factor "beta" de la inversión (que mide el riesgo relativo de un activo individual respecto del riesgo del mercado), y una tasa que mida el riesgo país.

De acuerdo con la propuesta de TRANSENER, la remuneración alcanzaría a $127,5 millones en 1999, $126 millones para los años 2000 y 2001, $127,7 millones para el año 2002 y $130 millones para el año 2003. Dichas cifras surgen de sumar lo correspondiente al capital inicial y las inversiones del primer quinquenio por un lado, y lo relativo a las inversiones futuras por el otro.

La posición de los Generadores

Desde una perspectiva completamente diferente, los Generadores (que contaron con el apoyo técnico de la consultorra internacional NERA) consideraron que la remuneración de TRANSENER debería fijarse sobre la base de los costos marginales de corto plazo, y que, por lo tanto, los datos solicitados por el ENRE no eran necesarios, ya que se deberían utilizar para el caso de tarifas basadas en costos históricos a través de la metodología del costo de los servicios, o método del "cost-plus".

Los Generadores insistieron en que TRANSENER no tiene la obligación de invertir en ampliaciones, y que no asume riesgos pues sólo opera y mantiene las instalaciones recibidas. Nótese que esta posición, por un lado, asocia el concepto de "operación y mantenimiento" con los de "gasto" y "ausencia de riesgo empresario" y, por el otro lado, relaciona el concepto de "ampliación" con los de "inversión" y "riesgo empresario".

La posición del ENRE

Dadas sus responsabilidades en la materia, el ENRE debió conducir el debate y sopesar cuidadosamente los argumentos de las partes.

Al considerar el planteo de los Generadores, el ENRE tuvo en cuenta que, en el sistema actual de remuneración sólo se incorpora a los costos marginales en la remuneración variable por energía eléctrica transportada (RVT), cuya manifiesta insuficiencia para alcanzar el monto requerido para remunerar la actividad del concesionario dio lugar, en una primer instancia, al agregado de los cargos fijos (conexión y capacidad de transporte) y, en una segunda instancia, al incremento del cargo complementario. Asimismo, tuvo en consideración que el valor resultante del cálculo de la remuneración sobre la base del costo marginal de corto plazo no alcanza a cubrir los verdaderos costos de la actividad y a rentabilizar adecuadamente al capital invertido.

Según los principios tarifarios contenidos en la Ley N°24065, el ENRE debe fijar tarifas que respondan a los costos económicos y no a consideraciones políticas que podrían desvincularlas de ellos. La Ley N° 24065 establece que la remuneración de la transportista debe permitirle cubrir los gastos propios de una gestión eficaz y eficiente, las amortizaciones, los impuestos y obtener una rentabilidad justa y razonable. De manera, entonces, que el regulador no sólo debe lograr que el monopolio ofrezca más cantidad al mercado sino también asegurar la sostenibilidad del servicio de Transporte que posee redes con características de bienes públicos. Para lograr el objetivo de sostenibilidad en el tiempo de la prestación del servicio, el régimen tarifario que se elija debe permitir que la empresa recupere sus gastos en operación y mantenimiento y la depreciación de su capital, y que incluso reciba una rentabilidad justa y razonable sobre el capital invertido.

Por otra parte y tan importante como lo anterior, el régimen tarifario no sólo debe tener en cuenta que los prestadores del servicio reciban una tasa de retorno justa y razonable sobre el capital invertido, sino también que la generación de flujos líquidos de fondos sea suficiente para cubrir las operaciones e inversiones en cada instante del tiempo. De modo, entonces, que el objetivo de sostenibilidad tiene una dimensión financiera tan importante como la económica.

Al no tener en cuenta lo anterior, se hizo una conceptualización errónea del carácter de una unidad de negocio que actúa como concesionaria de una red de transporte. Es decir, que las erogaciones constituirán un "gasto" sólo cuando se relacionen únicamente con el ejercicio en el que se realizan, pero deberán ser consideradas como "inversiones" cuando deban imputarse como costo en sucesivos ejercicios, a través de las amortizaciones de ellas derivadas. Es por ello que no resulta admisible la pretensión de la Transportista en cuanto a que los costos de los reemplazos no formarán parte de su obligación de gasto e inversión desde un principio. Ni tampoco la interpretación de la consultora internacional NERA respecto a la desvinculación entre aquellos costos y la remuneración. Es opinión del ENRE, en consecuencia, que en la determinación de la tarifa deberán considerarse -entre otras- las erogaciones que deriven de la necesidad de reponer activos que por una u otra causa lleguen al fin de su vida útil o deban ser reemplazados, en tanto el gasto asociado acredite la condición de eficiente.

Por otra parte, al rentabilizar según el valor de la oferta, el Regulador no pierde el rol de fijar la rentabilidad empresaria, porque cuando el poder concedente valúa la unidad de negocio (artículo 19, Ley N°23696) virtualmente fija -al determinar la remuneración inicial- un cierto valor del capital básico y determina, dentro de cierto entorno, la tasa de rentabilidad. Al respecto, nótese lo siguiente:

- el valor de TRANSENER –comparable con los $ 234,1 millones pagados- fue estimado por KPMG-BANADE/BNA dentro de un rango que va de los $119,34 millones (con tasa 15%) a $149,2 millones (BANADE/BNA corregido, con tasa 12%).

- el Pliego de Bases y Condiciones (agregado por Circular N° 1) estableció que, a partir del valor de la oferta ganadora y del monto del pasivo asumido, sería constituido el valor de la unidad de negocio, que resultó en un monto inicial de $ 406,2 millones (partiendo de aquellos valores mínimo y máximo, el monto comparable con este último valor estaría entre $ 229,6 millones y $ 275,5 millones).

Otro tema que surgió una vez transcurrido el primer período tarifario y ante la necesidad de revisar la remuneración para el próximo quinquenio, fue el desarrollo de actividades no reguladas que tienen un peso creciente en el conjunto de tareas de la Transportista. Esto fue admitido indirectamente por TRANSENER quien, si bien insistió en que se tome la totalidad de la base de capital, es decir los $406,2 millones,

propuso que se consideren en el cálculo de la tasa de rentabilidad las ganancias provenientes de las actividades no reguladas.

Se desprende de ello entonces que, a diferencia de lo planteado por los Generadores, el Regulador no pierde el rol de fijar la rentabilidad de la Concesionaria: por el contrario, sobre la base de todos los antecedentes e información disponibles determinó qué monto de capital debe ser tomado como base para la aplicación de la tasa de rentabilidad. Aún en el caso de la nueva sociedad que podría conformarse al finalizar el primer período de gestión, el Regulador informará cuál es el monto del capital que implícitamente estará remunerado en la nueva tarifa ofrecida para los siguientes cinco años. Al igual que en 1993 cuando se definió la remuneración inicial de los $94 millones/año, el valor de la tarifa -habida cuenta de las probables erogaciones que imponga el estado de las instalaciones y las perspectivas de la demanda y el uso del sistema de transporte- estará en consonancia con el monto del capital informado por el ENRE. De manera que no hay "circularidad" y carece de sentido realizar una disquisición entre una rentabilidad a calcularse como porcentaje sobre el valor de reposición de los activos inicialmente transferidos, y otra que remuneraría las inversiones –éstas sí, a precio de mercado- realizadas a partir de aquel punto de partida.

Conclusiones

La respuesta de la Ley a las limitaciones del Contrato

El Contrato de Concesión establece un Régimen Remuneratorio en el que la remuneración variable es determinada en base a conceptos desvinculados de los costos y caracterizados por su alta sensibilidad a factores externos a la gestión de la concesionaria. Debido a la caída del precio de la energía, quedó en evidencia la inconsistencia entre los principios tarifarios de la Ley N° 24.065 y las bases de cálculo de las tarifas que establece el Contrato de Concesión en base a la RVT.

El ENRE optó por seguir el camino de la Ley puesto que resulta inconcebible que un Contrato de Concesión de un servicio público esencial prevea un régimen tarifario que por sus características pueda afectar seriamente la calidad del servicio.

No obstante, es importante enfatizar que el mismo Contrato de Concesión (artículo 38) establece que el marco legal substancial que rige las actividades de la Transportista está dado por las Leyes N°15.336 y 24.065.

Sostenibilidad del servicio

El examen de la naturaleza de la RVT demostró que el mecanismo previsto por el Contrato de Concesión, devino en irrazonable en tanto podía conducir a la fijación de tarifas inconsistentes con los principios tarifarios de la Ley N° 24065. Como puede observarse en el cuadro siguiente, si se hubiera aplicado estrictamente el criterio de la

RVT la remuneración resultante para el segundo período tarifario habría sido de $77,5 millones/año, en tanto la remuneración asignada efectivamente por el ENRE ascendió a $94,6 millones/año.

	Anterior	Vigente (Res Nº 1650/98)	Basada en RVT
Cargo conexión	10,8	27,9	
Cargo capacidad	33,6	33,6	
RVT	59,7	33,2	
TOTAL	104,1	94,6	77,5

Cabe señalar, no obstante, que el ENRE también habría acudido a la Ley si se hubiese producido la situación inversa: esto es, que la tasa de rentabilidad resultante de la aplicación estricta del Contrato hubiese sido excesiva y, por lo tanto, injusta e irrazonable.

Calidad del servicio y tarifa

¿Por qué se mantuvo constante el cargo por capacidad y se incrementó el cargo por conexión? Para dar una doble señal a la Transportista respecto de la calidad del servicio:

- por un lado, como las penalidades por fallas se calculan sobre los cargos de conexión, habrá un monto mayor para resarcir a distribuidores y grandes usuarios (que son el grueso de los clientes),

- por el otro, el peso porcentual de los cargos fijos en la remuneración total ahora es mayor que antes y como la Transportista puede perder la concesión si las sanciones llegan al 15% de su remuneración, esto acota su margen de maniobra.

La tasa de rentabilidad y sus componentes

A los efectos de la estimación de los diferentes parámetros, el ENRE dejó en claro que la decisión sobre la remuneración para el próximo quinquenio no podía verse influenciada por cuestiones eminentemente coyunturales.

Por ello, la tasa libre de riesgo, que TRANSENER estimó en 5,97% al 31/3/98, fue calculada por el ENRE en 5,178% al considerar el valor promedio entre julio 1997 y julio 1998 para bonos de igual período de maduración.

A su vez, el "riesgo país", que según la Concesionaria era de 4,89%, fue determinado por el ENRE en 3,6% porque fue el valor implícito en la emisión de Euronotas realizada por la Argentina en julio de 1998.

Para el llamado "premio de mercado" se dejaron de lado los valores extremos y se consideró aceptable tomar el valor intermedio de 3,03% registrado para el tramo 1970/1994.

Por último, las partes coincidieron en la estimación del "factor Beta".

	Tasa Propuesta por Transener	Tasa aprobada por el ENRE
Tasa libre de riesgo (Bonos USA)	5,97	5,178
Premio sobre tasa libre de riesgo	3,03	3,03
Factor Beta	0,58	0,58
Tasa de riesgo país	4,89	3,60
TASA DE RENTABILIDAD	16,62	10,54

Cabe señalar que el valor obtenido es compatible con otras revisiones de casos similares:

- el costo de capital determinado en la revisión de tarifas de la Transportista del Reino Unido de Gran Bretaña fue de entre un 6,5 y 7,5% que, al agregarle el "riesgo país" (3,6%), se ubicó en un rango de entre 10,1% y 11,1%,

- el costo de capital determinado por ENARGAS en la revisión tarifaria de las Transportistas de gas fue del 11,3%.

4 LOS PRECIOS DEL SERVICIO ELECTRICO

CAPITULO

El presente capítulo ilustra sobre los aspectos más destacados de la actualización en materia de tarifas de distribución eléctrica como así también sobre la evolución de los valores de los cuadros tarifarios de Edenor S.A., Edesur S.A., y Edelap S.A.. Se integra asimismo con la evolución del costo tarifario medio que han soportado los usuarios de dichas empresas, detallado por categoría.

Distribución eléctrica: regulación y determinación de precios

En el área de Capital Federal y el Gran Buenos Aires (área ésta bajo jurisdicción del E.N.R.E.), el Poder Ejecutivo Nacional concedió en 1992 la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica mediante las pautas contenidas en los respectivos Contratos de Concesión. Las disposiciones tarifarias contenidas en los mismos son las siguientes:

- Se establecieron tarifas máximas para cada periodo tarifario conformadas por dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición de energía y potencia en el MEM, y b) otro representativo del costo propio de distribución constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes y más los gastos de comercialización.

- Se fijaron períodos tarifarios (de 10 años el primero y 5 años los sucesivos) durante los cuales las tarifas se ajustan únicamente conforme a las variaciones que experimentan los costos de compra de energía y potencia en el MEM. En tanto que se mantienen constantes en términos reales los costos propios de distribución de cada concesionaria.

- Se reguló la calidad vinculada a la tarifa establecida, mediante la obligación de las concesionarias del servicio público de abastecer toda la demanda de su área de concesión y el establecimiento de un régimen de control de la calidad y sanciones.

En aplicación del Régimen Tarifario mencionado, aún cuando han sido fijados los Cuadros Tarifarios hasta el año 2002, cabe actualizar el valor de las tarifas cada vez que varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM.

Los precios estacionales del MEM se modifican en forma trimestral con cada programación o reprogramación estacional en los meses de febrero, mayo, agosto, y noviembre. También inciden las variaciones de precios de los contratos transferidos, que abastecen un poco más de la mitad de la demanda, y se actualizan anualmente. Estos contratos fueron firmados por el Estado Nacional con Central Puerto S.A., Central Costanera S.A. y Central Térmica San Nicolás S.A. antes de la concesión de la distribución al sector privado. Tienen vigencia hasta el año 2000 y ajustan sus precios en función de las variaciones del precio del gas natural, del fuel oil, y de los precios mayoristas de Estados Unidos. Los costos propios de distribución se actualizan en forma semestral en línea con un índice combinado de precios de Estados Unidos.

La desintegración vertical del sistema eléctrico constituyó una de las estrategias centrales de la reconversión del sector adoptada por el Estado. Mediante el mecanismo adoptado las empresas distribuidoras carecen de control sobre el precio mayorista de la energía y la potencia. Por ello, el precio de compra de la energía en bloque en el mercado mayorista se traslada a los usuarios vía los valores del Cuadro Tarifario (llamada condición de pass-through en la literatura económica). Se persiguieron con ello dos objetivos: a) que los usuarios reciban las señales económicas de los precios provenientes del mercado mayorista; y b) que las distribuidoras no asuman costos extras por las variaciones en el precio mayorista. Por ello se permitió, además, que las concesionarias del servicio de distribución trasladen a las tarifas el precio de los contratos de abastecimiento firmados por el Estado antes de la privatización, mientras que los nuevos contratos que las distribuidoras firmen sólo se reconocerán al precio del mercado mayorista.

Resultados Tarifarios

La evolución experimentada en los cinco años transcurridos desde la privatización del servicio público de distribución eléctrica muestra un desempeño satisfactorio por parte de las empresas distribuidoras. Estos logros pueden visualizarse en los indicadores de evolución tarifaria, en la atención de los aumentos de demanda de distribución que han debido enfrentar las prestadoras, como así también en el notorio mejoramiento de la calidad del servicio público en todos sus aspectos.

La demanda de energía en el área abastecida por las distribuidoras Edenor S.A., Edesur S.A., y Edelap S.A. ha experimentado un crecimiento constante desde el inicio de la operación de las distribuidoras. Desde 1993 a 1998 la energía facturada por las distribuidoras creció un 49,5%. Sólo en 1998 el crecimiento de la energía facturada alcanzó el 5,2%.

En cuanto a la evolución de las tarifas se observa que las mismas se han mantenido en niveles similares a los de fines de 1992. Ello determina una paridad explicada fundamentalmente por la constancia en términos reales de los costos propios de distribución, la constancia de los precios de compra en los contratos transferidos y la baja de los precios estacionales de compra en el mercado spot del MEM.

En los cinco años transcurridos, la tarifa media en las tres distribuidoras ha disminuído: Edenor S.A. 0,9%, Edesur S.A. 2,2%, y Edelap S.A. 4,7%. Se destaca que las tarifas medias están expresadas en valores corrientes y no incluyen correcciones por índices de precios. Al introducir estas correcciones las tarifas medias señalan una disminución del 17,3% en Edenor S.A., 16,3% en Edesur S.A., y del 19,1% en Edelap S.A..

Durante el año 1998 se observa un mantenimiento de la tarifa media residencial (escepto en Edelap S.A. en donde se observa una baja de la mencionada tarifa) y una disminución de la tarifa media para la industria. En términos generales, las tarifas tarifas se han experimentado una pequeña disminución durante los meses de invierno. En el siguiente cuadro se expone la evolución de la tarifa media residencial, industrial, y total durante el año 1998 para cada una de las distribuidoras.

EDENOR S.A.: Tarifa Media ($/MWh)						
Categoría	Nov. '97	Febrero '98	Mayo '98	Agosto '98	Nov. '98	Var. % Nov'98 vs Nov'97
Residencial	78.33	79.56	76.75	76.89	78.92	0.8%
Industrial	66.27	65.82	62.11	62.60	64.99	-1.9%
Total	81.32	81.62	78.05	78.30	80.62	-0.9%

EDESUR S.A.: Tarifa Media ($/MWh)						
Categoría	Nov. '97	Febrero '98	Mayo '98	Agosto '98	Nov. '98	Var. % Nov'98 vs Nov'97
Residencial	80.64	82.58	79.30	79.44	80.73	0.1%
Industrial	86.90	85.91	80.38	81.31	83.17	-4.3%
Total	89.39	89.75	85.04	85.69	87.40	-2.2%

EDELAP S.A.: Tarifa Media ($/MWh)						
Categoría	Nov. '97	Febrero '98	Mayo '98	Agosto '98	Nov. '98	Var. % Nov'98 vs Nov'97
Residencial	80.74	80.50	78.30	74.85	78.10	-3.3%
Industrial	81.95	79.80	76.39	73.02	76.33	-6.9%
Total	85.30	84.28	81.56	78.07	81.28	-4.7%

La desigual evolución tarifaria registrada por las tres distribuidoras responde a estructuras de compras y ventas de energía y potencia diferentes para cada una de ellas. Por lo tanto, los valores tarifarios asignables a cada distribuidora son distintos.

En la evolución de las tarifas nominales se observa una dismunición tanto de los cargos fijos como de los cargos variables. La caída del precio de la potencia fue superior al incremento de los cargos fijos producto del ajuste semestral según variación de índices de precios de Estados Unidos practicados sobre los costos propios de distribución. En cuanto a los cargos variables, la caída se produjo como resultado de la reducción de los precios de compra de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Aplicación del régimen de reducción de aportes patronales a las concesionarias de distribución y transporte

El ENRE dispuso la aplicación del Decreto N° 292/95 de reducción de aportes patronales a partir del mes de julio de 1996. Por el mismo, las empresas transportistas y

distribuidoras bajo la jurisdicción del ENRE están trasladando a los usuarios, con carácter de bonificación, la reducción de las cargas sociales conforme el procedimiento establecido por el este organismo en las resoluciones que a tal fin ha dictado.

Durante el año 1998 los ahorros por reducción de aportes patronales transferidos a los usuarios alcanzaron los valores que a continuación se exponen:

Empresa	**Ahorro transferido (en $)**
Edenor S.A.	5.500.690
Edesur S.A.	4.972.854
Edelap S.A.	847.852
Distrocuyo S.A.	292.560
Transener S.A.	927.443
Transnea S.A.	121.745
Transnoa S.A.	354.238
Transpa S.A.	226.383
Total	**13.243.765**

5 CALIDAD DEL SERVICIO EN LA DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

CAPITULO

La reestructuración del Sector Eléctrico Argentino introdujo nuevos conceptos en lo que respecta a la Calidad del Servicio Suministrado, que si bien no resultaban técnicamente desconocidos con anterioridad, no eran de aplicación sistemática en las empresas distribuidoras estatales.

En general no existían límites admisibles para la prestación en lo que se refiere a la Calidad del Suministro y, de existir, no se desarrollaban metodologías precisas de control, ni se encontraban penalizados los apartamientos a los mismos, como tampoco se bonificaba a los usuarios por recibir una Calidad de Servicio inferior a la correspondiente a la tarifa abonada.

Como resultado de la mencionada reestructuración, los Contratos de Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica prevén la existencia de un régimen de penalizaciones en los casos en que las concesionarias superen los límites establecidos de Calidad del Servicio, basados en el Costo de la Energía No Suministrada, otorgando a las empresas una señal para que sus inversiones sean acordes a las previstas al momento de determinar las tarifas.

Por lo tanto, dado que son los usuarios afectados los destinatarios de las penalizaciones aplicadas a las empresas por superar los indicadores de la Calidad del Servicio, las mismas actúan como compensación, reflejando la valorización que la sociedad le ha dado a la energía eléctrica, y adecuando el costo (tarifa) que paga la sociedad a la calidad realmente suministrada por las distribuidoras.

La Calidad del Servicio suministrado por las empresas concesionadas por el Poder Ejecutivo Nacional es controlada por el ENRE, en los siguientes aspectos:

- Calidad del Servicio Técnico (Frecuencia y duración de las interrupciones)

- Calidad del Producto Técnico (Nivel de Tensión y Perturbaciones)

- Calidad del Servicio Comercial (Tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios, emisión de facturación estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago)

El Subanexo 4 de los respectivos Contratos de Concesión prevé diversas etapas consecutivas de control, las que se identifican a continuación para las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A. Las correspondientes a EDELAP S.A. se desplazan en función a la fecha de toma de posesión que fue el 22/12/92.

Etapa Preliminar, de un año de duración a partir de la fecha de toma de posesión (1° de setiembre de 1992 - 31 de agosto de 1993), en la cual se efectuó la revisión e implementación de las metodologías de control. No se previeron ni aplicaron penalizaciones, constituyéndose en un período destinado a la realización de inversiones para adecuar las instalaciones a las exigencias de Calidad de Servicio previstas en la Etapa siguiente.

Etapa 1, de tres años de duración (1° de setiembre de 1993 - 31 de agosto de 1996), en la cual se establecieron controles de la *Calidad del Servicio Técnico* en función a indicadores de frecuencias y tiempo total de las interrupciones y de la *Calidad del Producto Técnico* sólo en lo que se refiere a los apartamientos del Nivel de Tensión. En esta etapa se aplicaron sanciones en los casos en que se registraron apartamientos a los límites establecidos.

Etapa 2, se inició a partir del 1° de setiembre de 1996, efectuándose controles a nivel de usuario, tanto en lo que se refiere a la *Calidad del Servicio Técnico* como a la *Calidad del Producto Técnico*, contemplándose para esta última el control del Nivel de Tensión y de las Perturbaciones. Al igual que en la Etapa 1, se aplican sanciones en todos los casos en que se registren apartamientos a los límites establecidos.

Metodología y Objetivos de la Etapa 2

Al igual que para la ETAPA 1, pero con nuevos criterios y exigencias, se controla la Calidad del Servicio Técnico, la Calidad del Producto Técnico y la Calidad del Servicio Comercial.

El marco regulatorio argentino y específicamente el Subanexo 4 de los Contratos de Concesión de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica, incluyen indicadores de calidad originales e innovadores que, a partir de la denominada Etapa 2, obligan a que el control se realice a nivel de suministro, tanto de las interrupciones como de los niveles de tensión y perturbaciones. De manera que los apartamientos a los límites establecidos derivan en sanciones a las distribuidoras que son acreditadas a los usuarios afectados por la mala calidad del servicio, aplicando bonificaciones en las respectivas facturas.

Tales obligaciones implicaron un importante desafío, tanto para las concesionarias de distribución como para el propio organismo en su rol de controlador de la gestión de esas empresas. Prueba de ello es que el modelo implementado en nuestro país resulta de interés y es estudiado en profundidad en todos los foros internacionales donde se analizan los distintos modelos de regulación del mercado eléctrico.

Los eventuales inconvenientes en el arranque del proceso de control de la Etapa 2, a todas luces menores frente a los objetivos alcanzados y lógicos en el lanzamiento de todo nuevo proceso, permiten concluir que los objetivos serán plenamente cumplidos para esta Etapa, máxime cuando hablamos de un plazo de concesión de 95 años.

No obstante lo señalado, el Directorio del ENRE, consciente de sus obligaciones, se abocó a la solución de los eventuales atrasos en los cuales se encuentra incurso el Organismo en el tratamiento sancionatorio.

Cabe señalar, finalmente, que el empeño puesto en la tarea encomendada, se enfrentó con frecuencia a situaciones que atentan contra el efectivo ejercicio de sus funciones de control, como resultaron las sucesivas restricciones presupuestarias acontecidas desde el año 1995.

No obstante ello, a partir de mediados de 1998 se dispuso la contratación de empresas destinadas específicamente al análisis de información de los distintos aspectos vinculados a la calidad del servicio.

Calidad del Servicio Técnico

Procedimiento

El procedimiento para el control de las interrupciones y los criterios de diseño e implementación de los sistemas de registro fueron definidos por el Organismo a través del dictado de la Resolución ENRE N° 527/96 en la que se establece la "Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico"

La determinación de los indicadores se realiza al nivel de cada suministro, mediante la instrumentación por parte de las distribuidoras de bases de datos con información de las contingencias, relacionadas con la topología de las redes e información comercial de los usuarios.

En el cómputo de los indicadores, se consideran todas las interrupciones mayores a tres minutos, salvo las que sean aceptadas por el Organismo como originadas en causales de fuerza mayor.

Una vez transcurrido el semestre de control, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD debe dictar la resolución pertinente, en la cual define sobre los casos de exclusión por causales de fuerza mayor presentados por las concesionarias e instruye a las mismas para que presenten los resultados de los cálculos efectuados.

En los casos en que se excedan los limites establecidos, las distribuidoras reconocen al usuario afectado un crédito proporcional a la energía no suministrada, determinado sobre la base de los criterios indicados en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión.

Las bonificaciones correspondientes deben ser acreditadas en la primera facturación que la Distribuidora emita a los usuarios afectados (transcurridos veinte días hábiles desde la notificación del acto).

El procedimiento de determinación de los indicadores de la Calidad del Servicio Técnico y las eventuales sanciones que pudieran derivar es controlado por el ENRE. A tal efecto, el Organismo cuenta con 300 registradores de eventos (interrupciones) que se encuentran instalados a nivel de suministros y permiten la verificación de las interrupciones en las redes de las 3 concesionarias bajo su jurisdicción.

Indicadores. Límites admisibles

Los valores máximos admitidos para esta etapa son los siguientes:

FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES (Interrupción/semestre)	
USUARIOS en AT	3
USUARIOS en MT	4
USUARIOS en BT (grandes demandas)	6
USUARIOS en BT (pequeños y medianas demandas)	6

TIEMPO MAXIMO DE INTERRUPCION (horas/interrupción)	
USUARIOS en AT	2
USUARIOS en MT	3
USUARIOS en BT (grandes demandas)	6
USUARIOS en BT (pequeños y medianas demandas)	10

No se computan las interrupciones de duración menor o igual a 3 minutos.

Determinación de sanciones.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibe de parte de la distribuidora un crédito en sus facturaciones, proporcional a la energía no recibida en el referido semestre.

La energía no suministrada (no recibida por el usuario), se calcula de la siguiente forma:

$$ENS\ (kWh) = SUMi\ (EA/525600 * Ki)$$

donde:

SUMi :sumatoria de los i minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los limites establecidos.

EA : total de energía facturada al usuario en los últimos doce meses

KI : factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria cuyos valores se consignan en el contrato de concesión respectivo.

Finalmente la energía no suministrada así calculada, es valorizada según la categoría tarifaria de cada usuario de acuerdo a los siguientes valores unitarios:

Tarifas 1 - R, 1 - G y 1 - AP	:	1,40 U$D/kWh
Tarifas 2 y 3 - BT	:	2,27 U$D/kWh
Tarifas 3 - MT y 3 - AT	:	2,71 U$D/kWh

Conforme a los procedimientos seguidos para la aplicación de las sanciones, el Ente verifica que sean correctas, en un paso ulterior a las bonificaciones efectuadas.

Resulta importante señalar al efecto que el ENRE sanciona no sólo los apartamientos observados a los indicadores sino también los incumplimientos detectados en la información proporcionada por las distribuidoras.

A continuación se efectúa un detalle de las sanciones informadas por las concesionarias (1° semestre de la Etapa 2):

EDESUR S.A.

	Por apartamientos	$ 1.095.563
	Por incumplimientos	A determinar
	TOTAL ETAPA 2	$ 1.095.563

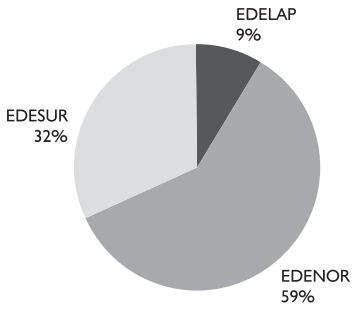
EDENOR S.A.

	Por apartamientos	$ 2.030.612
	Por incumplimientos	A determinar
	TOTAL ETAPA 2	$ 2.030.612

EDELAP S.A.

	Por apartamientos	$ 292.079
	Por incumplimientos	A determinar
	TOTAL ETAPA 2	$ 292.079

TOTAL EMPRESAS $ 3.418.254



Indicadores de desempeño

Dada la particularidad de que en la Etapa 2 el control de la calidad del servicio técnico se realiza a nivel de suministro por medio de indicadores por usuario (frecuencia de interrupciones y tiempo máximo de interrupción), con el fin de evaluar el desempeño global de las concesionarias se han determinado dos indicadores sobre la base de la información a que se encuentran obligadas a producir las concesionarias para el control del Organismo (Resolución ENRE Nº 527/96).

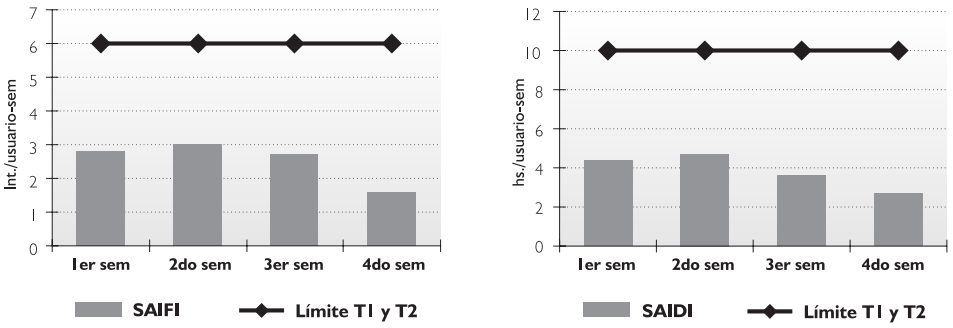
Los mencionados indicadores, de uso a nivel internacional, son:

a) SAIFI= total de usuarios interrumpidos en "n" interrupciones/total de usuarios abastecidos [Interrupciones/usuario-semestre]

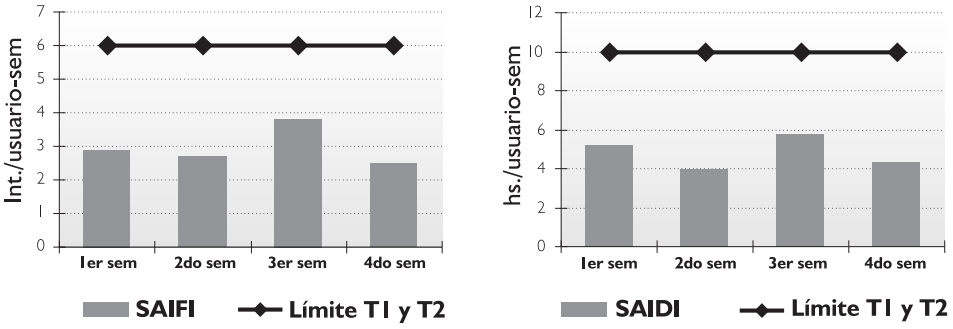
b) SAIDI= total de horas-usuario interrumpidos en "n" interrupciones/total de usuarios abastecidos [horas/usuario-semestre]

Los referidos indicadores, que se indican en los siguientes gráficos para el 1º, 2º, 3º y 4º semestre de la Etapa 2, se han elaborado sobre la base de la información mensual, considerando todas las interrupciones mayores a 3 minutos (sin excluir los casos para los que las concesionarias invocan causales de Fuerza Mayor), y para red interna (red propia de la distribuidora) más externa (generación y transporte).

EDESUR S.A.



EDENOR S.A.



Para el caso de usuarios en tarifa T1 y T2, los límites de los indicadores a nivel de suministro establecidos en el punto 3.2. del Subanexo 4 del Contrato de Concesión son:

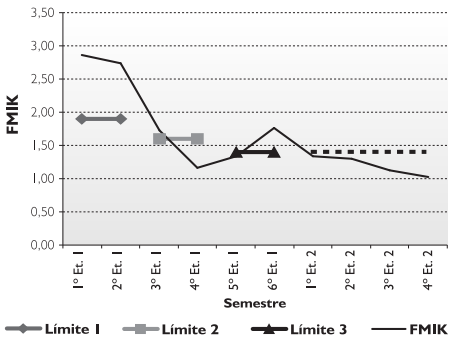
Frecuencia de Interrupciones: 6 interrupciones/semestre

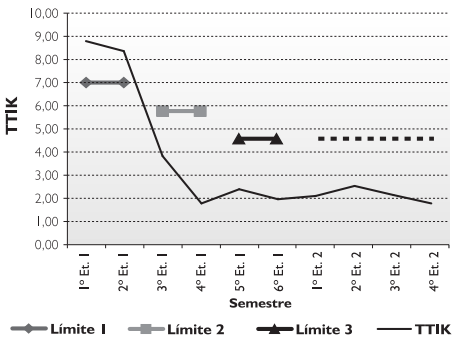
Tiempo máximo de interrupción: 10 horas/interrupción

Esta ubicación de los indicadores "promedio" no obsta a que, en los casos de usuarios para los que se detecta un servicio prestado con calidad inferior a la establecida, se impongan a las concesionarias las sanciones individuales previstas en el contrato.

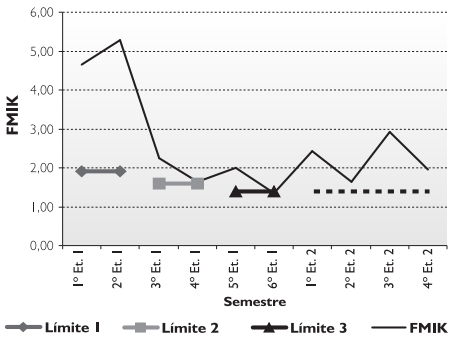
Asimismo, en los gráficos que siguen se presentan los indicadores globales semestrales controlados en la Etapa 1 FMIK y TTIK, considerando todas las interrupciones mayores a 3 minutos (sin excluir los casos para los que las concesionarias invocan causales de Fuerza Mayor), y para red interna (red propia de la distribuidora). Si bien para la Etapa 2 no se exige el cumplimiento de estos indicadores de la red de media tensión anteriormente señalados, se ha considerado conveniente su determinación en esta etapa con fines estadísticos, elaborados sobre la base de la información mensual remitida por las concesionarias.

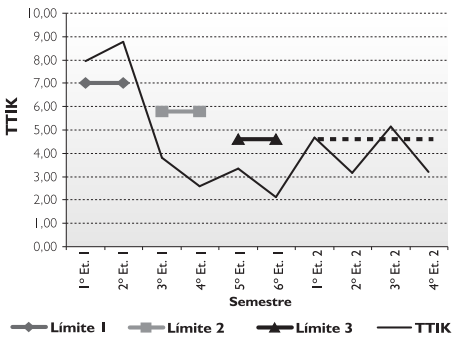
EDESUR S.A.





EDENOR S.A.





Calidad del Producto Técnico

Procedimiento

El procedimiento para el control fue definido por la Resolución ENRE N° 465/96, que contiene la "Base Metodológica para el Control del Producto Técnico".

En la misma, en coincidencia con el Contrato de Concesión, se especificó que el control se efectúa mediante la verificación de los niveles de tensión y perturbaciones.

Niveles de tensión

Los niveles de tensión se determinan al nivel de suministro mediante campañas de medición, que permiten adquirir información sobre curvas de carga y nivel de la tensión.

Dichas campañas de medición son implementadas por las distribuidoras con los equipamientos y metodologías definidas en la resolución citada, que prevé la realización de 300 mediciones mensuales válidas para el caso de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. respectivamente, y de 70 mediciones en EDELAP S.A., con una duración de la medición no inferior a 7 días corridos.

Las distribuidoras quedan sujetas a la aplicación de sanciones cuando se verifique el incumplimiento de los indicadores establecidos.

En los casos en que se observen incumplimientos y hasta tanto las distribuidoras demuestren de manera fehaciente, por medio de una nueva medición, que se han corregido las malas condiciones de calidad detectadas, las empresas continúan bonificando a los usuarios afectados, con un monto proporcional a la suma determinada en el período de medición.

Las sanciones resultantes se acreditan en forma de bonificación en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Los resultados del análisis de la información obtenida en cumplimiento de la Resolución ENRE N° 465/96, condujeron a la necesidad de revisar los criterios de aplicación de sanciones a partir de los casos medidos, mediante el desarrollo de un procedimiento para determinar los usuarios afectados, a partir de los efectivamente medidos, sobre la base de las mediciones realizadas de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución ENRE N° 465/96. De la complejidad de dicho análisis y la necesidad de obtener el procedimiento más adecuado resultó una postergación de las respectivas formulaciones de cargos para el primer semestre de la Etapa 2 y subsiguientes.

Dicho procedimiento que consiste en la determinación de los usuarios afectados "aguas abajo/arriba" de los puntos en los que se detectaron apartamientos en los

niveles de tensión registrados (según corresponda a situaciones de subtensión o sobretensión respectivamente), fue desarrollado con la finalidad de asegurar por un lado el cumplimiento de lo establecido en el Subanexo 4 de los Contratos de Concesión en cuanto a lo señalado en el párrafo anterior, y por el otro, enviar las señales económicas adecuadas que garanticen el cumplimiento de lo previsto en el esquema regulatorio adoptado en nuestro país, en cuanto a que las sanciones orienten las inversiones de las distribuidoras para solucionar en este caso particular los inconvenientes que se detecten en la calidad del producto técnico suministrado.

En este punto se han ponderado los beneficios que significan para los usuarios la aplicación de un procedimiento que permita perfeccionar el control del producto técnico, caracterizado por su variabilidad y por ende de difícil control a nivel de la totalidad de los usuarios, frente a la eventual demora en la aplicación de la correspondiente sanción.

La evaluación aludida no puede considerarse agotada, y el tema es objeto de observación permanente por parte del ENRE. Siempre, como se señaló, apuntando a hacer posible la realización de mayor cantidad de mediciones y a derivar de ellas penalizaciones que –por su magnitud- se constituyan en las señales económicas suficientes para inducir en las concesionarias las decisiones de inversión y gerenciamiento necesarias para la correcta prestación del servicio.

Nivel de perturbaciones

Las perturbaciones que se controlan son las variaciones rápidas de tensión (flicker) y las armónicas.

Al respecto, se definen en la Resolución ENRE Nº 465/96 los niveles de referencia de ambas perturbaciones que deberán ser garantizados en ambos casos.

A efectos de verificar los citados niveles de referencia, las distribuidoras EDENOR S.A. y EDESUR S.A. deben realizar cada una mensualmente 6 mediciones de flicker y 12 de armónicas respectivamente, mientras que EDELAP S.A. debe efectuar 3 mediciones de flicker y 6 de armónicas. Las características del equipamiento y del período de medición se definen en la referida resolución.

La elección de los puntos sobre los cuales efectuar las mediciones se realiza mediante un monitoreo previo de la Tasa de Distorsión Total (TDT%) para el caso de armónicas y un indicador que refleja el índice de severidad de corta duración PST.
Este monitoreo se realiza conjuntamente con la campaña mensual de medición del nivel de tensión en 670 puntos de suministro, habiéndose previsto para ello la incorporación de módulos de monitoreo muy económicos en los equipos de registro del nivel de tensión.

En función a los resultados de las 670 mediciones efectuadas a nivel de usuario, se seleccionan los puntos de registro de las perturbaciones en los centros de transformación MT/BT, utilizando los procedimientos y equipamiento previstos en las Normas IEC.

Merece señalarse que, debido a la originalidad del enfoque y a la implementación de campañas de control sistemático de tales fenómenos, nuestro país está realizando una experiencia pionera a nivel internacional. En tal sentido, el ENRE organizó seminarios de divulgación y capacitación, se contrató consultoría nacional (Universidad Nacional de La Plata) e internacional (Universidad Pontificia de Comillas de España) y se investigó acerca de la normativa internacional y equipamiento de medición al respecto, proceso que insumió alrededor de un año de trabajo intenso durante 1996.

Como resultado de las mediciones de monitoreo realizadas, se ha verificado que los niveles límites de armónicas y flicker actualmente regulados en la Argentina tienen un buen grado de cumplimiento en el área metropolitana de Buenos Aires, del mismo orden para las tres distribuidoras. Respecto a las mediciones realizadas en los centros de transformación MT/BT con los equipos que cumplen las Normas IEC, se superaron los niveles de referencia establecidos en buena parte de los que alimentan a usuarios con cargas perturbadoras como rectificadores en centrales telefónicas y trenes eléctricos, hornos, trenes de laminación, etc.

Las campañas de monitoreo cumplen con su cometido de localizar zonas con perturbaciones importantes que luego se miden con equipamiento normalizado, haciendo más efectiva la actividad de control.

Niveles de tensión y de referencia admisibles

Niveles de tensión

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal son las siguientes:

AT	$\pm$ 5 %
Alimentación aérea (MT o BT)	$\pm$ 8 %
Alimentación subterránea (MT o BT)	$\pm$ 5 %
Rural	$\pm$ 10 %

Niveles de referencia para fluctuaciones de tensión (flicker)

Nivel de tensión en el punto de suministro	Nivel de Referencia de flicker
AT, MT y BT	Pst = 1,00

Niveles de referencia para tensiones armónicas

En el siguiente cuadro se indican los niveles de referencia para la Distorsión Armónica Total. Asimismo, en la Resolución ENRE Nº 465/96 se detallan los niveles de referencia para cada una de las armónicas individuales pares e impares, para cada nivel de tensión de suministro.

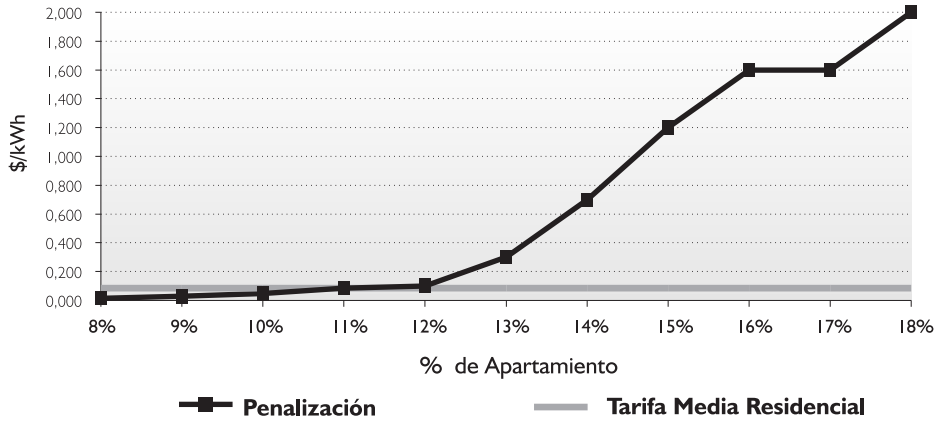
Nivel de tensión en el punto de suministro	Niveles de Referencia de Distorsión Armónica Total (en % respecto a la fundamental)
AT	3%
MT	8%
BT	8%

Determinación de sanciones

Por apartamientos a los niveles de tensión

Para determinar las sanciones, se calcula la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los niveles permitidos y se la evalúa de acuerdo a los valores indicados en el Contrato de Concesión.

En el gráfico que sigue se indican los valores correspondientes a instalaciones aéreas, incluyendo a efectos de su comparación el valor de la tarifa media residencial. Se observa la existencia de incrementos del valor unitario de la penalización en forma directamente proporcional al apartamiento del nivel de tensión.



Por apartamientos a los niveles de referencia. Perturbaciones

Si de la información registrada surgiera que los niveles de referencia de flicker o de armónicas han sido superados en un tiempo superior al 5 % del periodo de medición, queda evidenciado un incumplimiento de la distribuidora. Durante un primer periodo de dos años a partir del inicio de la Etapa 2, dicho incumplimiento no es objeto de

penalizaciones si las distribuidoras demuestran que las alteraciones observadas son debidas a las cargas de los usuarios y que ha ejercido con responsabilidad sus posibilidades de actuar sobre los mismos. Transcurridos los dos años, tales incumplimientos derivarán en sanciones a las concesionarias.

Las penalizaciones se calculan con los procedimientos establecidos en la resolución de referencia, debiendo aplicar las distribuidoras bonificaciones a los usuarios afectados en las facturas posteriores al semestre en que se detectó la falta de calidad.

A continuación se efectúa un detalle de las sanciones por producto técnico (nivel de tensión) aplicadas a las concesionarias para el primer semestre de la Etapa 2, que incluyen los reclamos de usuarios por inconvenientes en dicha calidad:

EDESUR S.A.

Por apartamientos	$ 154.456
Por incumplimientos	$ 46.097
TOTAL ETAPA 2	$ 200.553

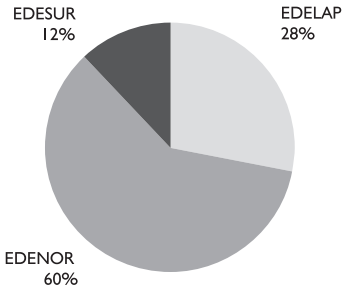
EDENOR S.A.

Por apartamientos	$ 407.411
Por incumplimientos	$ 598.415
TOTAL ETAPA 2	$ 1.005.826

EDELAP S.A.

Por apartamientos	$ 237.045
Por incumplimientos	$ 223.142
TOTAL ETAPA 2	$ 460.187

TOTAL EMPRESAS $ 1.666.566



Calidad del Servicio Comercial

Procedimiento

El procedimiento para el control de la calidad del servicio comercial fue realizado hasta el mes de febrero de 1998, de acuerdo al procedimiento establecido en la Resolución ENRE N° 25/93.

Posteriormente, desde el mes de marzo de 1998, este control se realiza de acuerdo al procedimiento establecido en la Resolución ENRE N° 02/98.

La nueva metodología establecida en la Resolución ENRE N° 02/98 procura lograr mayor eficiencia en la gestión, con una óptima utilización de los recursos del organismo y de las distribuidoras, simplificando los requerimientos de información relativos al control de la calidad con que las empresas concesionarias prestan el servicio a los usuarios, tanto en los aspectos técnicos como comerciales.

Esta resolución establece un modelo de datos unificado, a efectos de que las distribuidoras produzcan la información referida a los índices de control de la calidad del servicio comercial, conjuntamente con parte de la información requerida por las Resoluciones ENRE N° 465/96 (relativa a la calidad de producto técnico) y 527/96 (referida a la calidad de servicio técnico). Ha sido dictada tomando en consideración la experiencia acumulada y la implementación de nuevos y modernos sistemas comerciales en las distribuidoras, adecuando los procedimientos de verificación de los índices de calidad del servicio comercial, a fin de hacer más ágiles y efectivas las acciones de evaluación y control.

A tal fin, se definió un nuevo modelo de datos para la producción de los informes de calidad del servicio comercial que deben presentar las concesionarias, adecuado a las innovaciones producidas en los sistemas de gestión comercial, el que permite desarrollar controles más sencillos, profundos y precisos.

La resolución establece, además, que para verificar los datos contenidos en los informes trimestrales de índices de calidad del servicio comercial, las distribuidoras deberán contar con un registro informático auditable de solicitudes de suministro, reclamos y suspensiones y rehabilitaciones de suministro, el que deberá estar actualizado y a disposición del ENRE, en cada local de atención y en cada oportunidad que sea requerido. Ese registro debe contener la totalidad de la información incluida en las correspondientes tablas del modelo de datos definido en el anexo a la Resolución ENRE N° 02/98, y deberá guardar la información correspondiente a cada período, por un período no menor a 12 meses contados desde la entrega de cada informe.

Finalmente, este resolución adecuó el modo en que las distribuidoras deben acreditar a los usuarios afectados las penalidades que resulten de la aplicación de lo prescripto en los puntos 5.5.3.1, 5.5.3.2, 5.5.3.3 y 5.5.3.4 del Subanexo 4 del Contrato de Concesión, en los casos que surjan de sus registros como penalizables.

A continuación se consignan las tablas que conforman el nuevo modelo de datos establecido y la modalidad de remisión de esos datos al Organismo.

Periocidad de entrega de información al ENRE (Anexo Res. ENRE Nº 002/98)

MENSUAL	TRIMESTRAL	SEMESTRAL	
1 - Fuerza Mayor	11 - Usuarios Comerical		TABLAS TRIMESTRALES
2 - Interrupciones	12 - Bajas Suministro	17 - Centros MT/BT 30 días corridos antes del inicio del semestre bajo control)	9 - Interrupciones por usuario
3 - Novedad de Interrupción	13 - Suspensiones y Rehabilitaciones		
4 - Reposiciones	14 - Conexiones		10 - Usuarios Técnico
5 - Centros de MTBT afectados	15 - Estimaciones		
6 - Usuarios AMT afectados	16 - Reclamos Comerciales		
7 - Instalación Red Normal	18 - Multas		
8 - Reclamos por cortes	19 - Cronograma de Planes y Ciclos de facturación		

Indicadores. Límites admisibles

Los indicadores, salvo el correspondiente a conexiones, no experimentan variación alguna con los correspondientes a la Etapa 1.

Conexiones

Límites admisibles

Sin Modificación en la Red	
Hasta 50 kW	5 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario
Recolocación de medidores	1 día hábil
Con Modificación en la Red	
Hasta 50 kW	15 días hábiles
Hasta 50 kW - subterránea	30 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario

Facturación estimada

No podrán emitirse más de 2 (dos) facturaciones sucesivas de ser bimestrales y 3 (tres) en los casos restantes, durante un año calendario, asimismo no podrán efectuarse más de 3 (tres) estimaciones en igual período de ser facturaciones bimestrales y 4 (cuatro) en los casos restantes.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8 (ocho) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoría.

Reclamos por errores de facturación

Resolución en la próxima factura emitida e informe a los 15 días al usuario sobre la solución al reclamo planteado.

Suspensión de suministro por falta de pago

El servicio deberá ser establecido a las 24 hs. de efectivizado el pago.

Otros controles

Independientemente del control de los indicadores específicos citados en el punto anterior, el ENRE verifica el cumplimiento de las obligaciones de las distribuidoras establecidas en el Contrato de Concesión y en el Reglamento de Suministro de Energía Eléctrica, en especial las referidas a Prestación del Servicio, acceso a la información y seguridad pública.

6 SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS TRANSFERENCIAS ACCIONARIAS

CAPITULO

Las obligaciones del ENRE en materia de control de tenencias accionarias surgen tanto de la normativa general, es decir, la ley 24.065, como de la particular, la que incluye toda documentación licitatoria.

El informe correspondiente al año 1997 publicado por este Ente Regulador establece, principalmente, las restricciones impuestas por la normativa particular, tal como lo son Contratos de Concesión, Pliegos de Bases y Condiciones y Estatutos Sociales de las unidades de negocio privatizadas.

De la Prohibición Inicial a la Regulación de las Transferencias

Las mencionadas restricciones, sin embargo, tienen un alcance limitado. Un número significativo de las unidades de negocio privatizadas en el ámbito nacional y, consecuentemente, de jurisdicción del ENRE en cuanto al control de sus contratos y actas constitutivas, han cumplido el plazo de cinco años más restrictivo desde la toma de posesión a lo largo de 1997 y 1998.

En términos generales, una vez transcurrido el plazo de cinco años iniciales, las sociedades de inversión cuentan con la sola obligación de comunicar al ENRE en forma previa cualquier modificación en la composición de su capital. Sin perjuicio de ello, las unidades de negocio siempre deben recurrir al ENRE para llevar a cabo modificaciones accionarias.

Los siguientes cuadros detallan las fechas de toma de posesión de las empresas privatizadas en el ámbito nacional:

Empresas de Generación Térmica Privatizadas	Toma de Posesión
Central Puerto S.A.	01/04/1992
Central Costanera S.A.	29/05/1992
Central Térmica Alto Valle S.A.	26/08/1992
Central Térmica Güemes S.A.	30/09/1992
Central Pedro De Mendoza S.A.	30/09/1992
Central Dock Sud S.A.	05/10/1992
Central Térmica San Nicolás S.A.	18/05/1993
Centrales Térmicas Del NEA S.A.	19/05/1993
Centrales Térmicas Del NOA S.A.	21/05/1993
Central Dique S.A.	16/06/1993
Central Térmica Sorrento S.A.	01/12/1993
Centrales Térmicas Patagónicas S.A.	09/12/1993
Centrales Térmicas Del Litoral S.A.	14/07/1994
Centrales Térmicas Mendoza S.A.	01/11/1994
Central Térmica Luis Piedra Buena	20/08/1997

Empresas de Generación Hidráulica Privatizadas	Toma de Posesión
Hidroeléctrica Alicurá S.A.	11/08/1993
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	11/08/1993
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	11/08/1993
Hidroeléctrica Piedra Del Águila	29/12/1993
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	01/06/1994
Hidroeléctrica Diamante S.A.	19/10/1994
Hidroeléctrica Ameghino S.A.	31/10/1994
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	29/12/1994
Hidroeléctrica Futaleufú S.A.	15/06/1995
Hidroeléctrica Río Juramento S.A.	30/11/1995
Hidrotérmica San Juan S.A.	18/03/1996
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	03/07/1996
Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú S.A.	25/11/1997

Empresas de Distribución Privatizadas Por Poder Ejecutivo Nacional	Toma de Posesión
EDENOR S.A.	31/08/1992
EDESUR S.A.	01/09/1992
EDELAP S.A.	21/12/1992

Empresas de Transporte Privatizadas	Toma de Posesión
DISTROCUYO S.A.	18/01/1995
TRANSENER S.A.	16/07/1993
TRANSNOA S.A.	26/01/1994
TRANSPA S.A.	16/06/1994
TRANSNEA S.A.	15/11/1994
TRANSBA S.A.	22/07/1997

Regulación de Transferencias y Defensa de la Competencia

Sin perjuicio del cumplimiento de sus obligaciones particulares emergentes de los pliegos de bases y condiciones, contratos de concesión, contratos de transferencia de acciones, estatutos sociales y toda otra documentación licitatoria, el ENRE debe cumplir con cuestiones más amplias que hacen a los lineamientos generales del marco regulatorio eléctrico.

Cabe destacar que, de acuerdo a la reglamentación del artículo 5° de la ley 24.065, la actividad de generación de energía eléctrica de origen térmico no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo Nacional para su ejercicio.

La falta de necesidad de autorización por parte del Poder Ejecutivo Nacional para realizar emprendimientos de generación térmica implica la falta de documentación licitatoria, contratos de transferencia de acciones y estatutos sociales preestablecidos por el Estado Nacional.

En consecuencia, el ENRE no tiene competencia para autorizar o desaprobar transferencias accionarias dentro de este tipo de emprendimientos. No obstante, el ENRE debe estar informado acerca de la composición accionaria y los cambios

producidos en virtud del cumplimiento de obligaciones conferidas por ley que se encuentran por encima de los Contratos de Concesión o Estatutos Sociales.

En este sentido, la ley 24.065 de marco regulatorio eléctrico fija lineamientos básicos que tienen como objetivo, por un lado, la transferencia al sector privado del manejo del sector eléctrico y, por el otro, la introducción de reglas de funcionamiento que permitan el desarrollo de un mercado competitivo dónde sea posible, y la simulación de competencia vía regulación, para aquellos mercados naturalmente monopólicos.

El artículo 2° de la referida ley fija los objetivos de política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, entre los cuales se determina i) promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; y ii) alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución asegurando la competitividad donde sea posible.

Asimismo, el artículo 56° de dicha ley establece las funciones y facultades del ENRE, entre las cuales fija la de prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios.

Por otra parte, la ley establece restricciones más específicas en la consecución de los objetivos establecidos más arriba.

Así, su artículo 31° determina que ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por alguno de ellos o controlante de los mismos podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante.

El ENRE, entonces, tiene competencia para mantener un control de la composición y transferencias accionarias, no sólo ya en virtud de los pliegos y contratos, sino en pos del cumplimiento del artículo de la ley que preserva las condiciones de desintegración vertical.

Estado de Situación al Cabo de los Cinco Años Iniciales

A fin de analizar la situación al 31 de diciembre de 1998, al final del Capítulo se incluyen un detalle de la composición accionaria de las unidades de negocio del sector, en forma directa en caso de no existir sociedad de inversión, o en forma indirecta cuando se presenta una sociedad de inversión tenedora del paquete mayoritario.

De lo observado se puede concluir que existen compañías que participan en más de una unidad de negocio del sector eléctrico. No obstante y de acuerdo a los lineamientos del mencionado artículo 31, ningún distribuidor, generador ni gran usuario mantiene participaciones mayoritarias, en forma directa, en ninguna empresa transportista.

Si bien no existe violación alguna al artículo 31° de la ley 24.065, cabe destacar que se ha ido llevando a cabo un leve proceso de concentración del sector en todas sus etapas.

Durante 1998, se llevó a cabo la privatización de la distribuidora de energía eléctrica de la provincia de Mendoza, EDEMSA. En este caso, Electricité de France (EDF) fue parte del consorcio adjudicatario. A modo de ejemplo, el siguiente cuadro detalla las participaciones que EDF mantiene, en forma directa o indirecta, en el mercado eléctrico a diciembre de 1998:

Participación Directa o Indirecta	51% Distrocuyo	51% Edenor	51% Edemsa	51% H. Nihuiles	60% H. Diamante
Electricité de France Internacional S.A. (1)	10,66%	29,36%	22,95%	26,51%	29,27%
Banco Crédit Lyonnais (2)	7,80%				
SAUR (2)	2,45%	3,27%	7,65%	1,80%	1,33%
Santamera S.A. (2)	5,00%			3,60%	4,20%
Coyllur S.A. (2)	5,00%				
Jacques Matas (2)	2,55%			4,77%	3,00%
Mendinvert S.A. (2)			20,40%		
TOTAL	33,46%	32,63%	51,00%	36,68%	37,80%

(1) Empresa 100% perteneciente a EDF.

(2) Existe presunción de tratarse de empresas o personas físicas vinculadas a EDF.

Adicionalmente, el artículo 32° afirma que 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.

Según se infiere del artículo anterior, la ley no establece *a priori* la obligación de una desintegración horizontal en los sectores naturalmente monopólicos. Otorga al ENRE las facultades para decidir acerca de la conveniencia de la integración de dos o más transportistas o distribuidores. Cabe tener presente que cada transportista y cada distribuidor cuenta con distintas herramientas para preservar condiciones asimilables a las de competencia: períodos de gestión, revisiones tarifarias, tarifas máximas, concursos públicos para ampliación a la capacidad de transporte, entre otras.

Transporte

En virtud del artículo 32°, con relación al transporte de energía eléctrica, durante 1997 el ENRE ya habría autorizado la participación de la transportista en extra alta tensión TRANSENER S.A. en el concurso público para la venta de la Transportista Troncal TRANSBA S.A., resultando la primera adjudicataria de esta última.

El caso de TRANSBA S.A. fue el último que se registra en cuanto a la privatización del empresas de transporte de energía eléctrica. Debido a que una privatización es llevada

a cabo mediante un proceso tan transparente como lo es el concurso público, TRANSENER fue autorizada a participar en el mismo.

No obstante, no corresponde llevar más lejos los análisis en cuanto a fusiones y adquisiciones en la etapa de transporte de energía eléctrica en virtud de las ya finalizadas privatizaciones.

Distribución

En cuanto a la actividad de distribución, la única empresa privatizada en 1998 fue la ya mencionada EDEMSA (que no está bajo la jurisdicción del ENRE), la que fue adquirida por el consorcio que adicionalmente participa en otra distribuidora, EDENOR. No obstante y según surge del cuadro anterior, la participación que EDF mantiene en EDENOR no es mayoritaria.

Seguidamente se realiza una disquisición, en forma conjunta con la etapa de generación, acerca de la posibilidad de llevar a cabo fusiones y adquisiciones en el sector de distribución.

Análisis de Concentración

Al tratar las solicitudes por parte de una empresa distribuidora para la compra de otra empresa distribuidora al igual que, para tratar la adquisición de una empresa generadora por parte de otra[1], el ENRE tiene en cuenta varios indicadores. En particular, la herramienta más objetiva con la que se cuenta –sin perjuicio de ser ésta opinable- es el índice de Herfindahl ("H").

El mencionado indicador, en sí mismo, es útil para medir el nivel de concentración de un mercado en particular, definido como mercado relevante. En el caso del sector eléctrico, el ENRE toma como mercado relevante la actividad que se encuentra en consideración para su fusión.

Para la actividad de generación no existen dudas acerca de la utilidad de este indicador. El ENRE analiza la concentración tanto en función de la potencia instalada como de la energía anual vendida evaluando que los resultados mantengan niveles internacionales aceptables[2].

Por el contrario, en un primer acercamiento a la actividad de distribución, se tendería a pensar como irrelevante la evaluación del índice H como indicador aislado de concentración en actividades concesionadas (distribución y transporte de energía eléctrica) ya que el nivel de concentración está definido con antelación por quienes determinan las zonas de exclusividad zonal que serán otorgadas en concesión.

[1] Es necesaria la autorización del ENRE siempre que una fusión o adquisición en la actividad de generación de energía eléctrica involucre al menos compañía de generación hidráulica considerando que las mismas cuentan con Contratos de Concesión. Asimismo, los objetos sociales de las empresas de generación hidráulica son más restrictivos y, generalmente, la posibilidad de desarrollar la actividad de generación térmica implicaría un cambio de objeto social.

[2] Los valores del índice H oscilan entre 0 y 1, siendo este último el máximo valor que puede adoptar. El valor H= 1 representa la concentración total, es decir, una situación de monopolio. Por el contrario, cuando menor es el índice, el mercado se encuentra más atomizado, siendo relevante no sólo el número de empresas que participan en el mercado sino también el grado de participación en las operaciones de tal mercado (ver "Oferta").

No obstante, al analizarse una fusión, este indicador toma relevancia debido a que pasa a ser un parámetro de comparación entre la situación anterior y posterior a la fusión o consolidación como un mismo grupo empresario particular del que se esté tratando.

El Departamento de Justicia de los Estados Unidos emplea este índice como elemento de juicio en el análisis de fusiones y adquisiciones y establece parámetros según los cuales la operación sería aceptada o no en función de: i) el aumento de concentración (variación); y ii) el nuevo nivel de concentración.

La siguiente tabla resume los valores y las consecuentes decisiones a tomar en cuanto a aceptar u objetar fusiones adoptadas por el Departamento de Justicia referido:

Nivel de concentración / Aumento de IH	Bajo (Inferior a 10%)	Moderado (e/ 10% - 18%)	Alto (Superior a 18%)
Inferior a 0,5%	Aceptar	Aceptar	Aceptar
e/ 0,5% - 1,0%	Aceptar	Aceptar	Objetar
Superior a 1%	Aceptar	Objetar	Objetar

El ENRE considera las pautas establecidas por el Departamento de Justicia de los Estados Unidos de América como un punto de partida válido para fijar políticas en cuanto a la aceptación o desaprobación de fusiones. No obstante, cabe destacar la necesidad de tener en cuenta las particularidades del mercado doméstico al momento de sacar conclusiones.

De acuerdo a los cálculos realizados (ver "Oferta"), el índice Herfindahl en el sector de generación, para el año 1998 y en función de la potencia instalada, alcanza un valor de 5,49%. Este valor se encuadra en la clasificación de bajo nivel de concentración, de acuerdo a las pautas mencionadas. Cabe destacar que dicho índice ha sido calculado considerando cada unidad de negocio (sociedad anónima) como una empresa independiente.

Asimismo, en caso de considerar las unidades de generación agrupadas de acuerdo al grupo económico con participación relevante en cada una de ellas[3] , el índice Herfindahl asciende a 7,52%, valor que sigue manteniéndose en bajos niveles de concentración de acuerdo a las pautas elegidas.[4]

En cuanto al segmento de distribución de energía eléctrica, se ha realizado un ejercicio de concentración a fin de evaluar el impacto que tienen los grupos empresarios que participan significativamente en unidades de distribución. Los valores han sido elaborados en base a información del año 1997, sobre la base de energía facturada.

Las unidades de negocio que fueron agrupadas en este análisis son las siguientes: EDELAP S.A., EDEN S.A. y EDES S.A., las que pertenecen, directa o indirectamente,

[3] Los grupos empresarios considerados fueron: i) AES, agrupando a Central Dique, C.T. San Nicolás, Hidrotérmica San Juan e H. Río Juramento; ii) Dominion, agrupando a C.T. Alto Valle e H. Cerros Colorados; iii) Endesa, agrupando a Central Costanera, Central Dock Sud, CBA e H. El Chocón; y iv) EDF, agrupando a H. Diamante e H. Los Nihuiles.
[4] Estudio contratado por el ENRE "Tenencias Accionarias en el Mercado Eléctrico", realizado por Oscar Alberto Reali y Asociados.

al grupo AES. Asimismo, EDELAR S.A., EDESAL S.A., y EDESA S.A. pertenecen a una inversora regional EMDERSA, la que es controlada por el grupo EXXEL[5]; y EDET S.A. y EJE S.A., ambas controladas por un consorcio encabezado por la firma José Cartellone S.A.

En conclusión, el índice H considerando las participaciones agrupadas de acuerdo a cada grupo empresario, alcanza un valor de 6,16%, valor de baja concentración en virtud de los parámetros considerados.[6]

Composición de los Actores del Mercado

A fines de 1998, la composición de los Consorcios a cargo de las unidades de negocio de generación, transporte y distribución de la electricidad era la siguiente:

GENERACION

UNIDAD DE NEGOCIO:	**CENTRAL PUERTO S.A.**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica y Comercialización en Bloque.
POTENCIA INSTALADA:	1.354 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de abril de 1992

ACCIONISTAS	CLASE A	CLASE B
GENER ARGENTINA S.A.	30.00	
CHILQUINTA Argentina S.A.	15.00	
PACIFICO Internacional S.A.	15.00	
Inversores Varios		40.00

UNIDAD DE NEGOCIO:	**CENTRAL TÉRMICA ALTO VALLE S.A.**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE NEUQUÉN.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica y Comercialización en Bloque
POTENCIA INSTALADA:	96 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	25 de agosto de 1992

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
DOMINION GENERATING S.A.	30,60	23,40
COOP.S.PUB. Y COM.NEUQUEN	20,40	15,60

UNIDAD DE NEGOCIO:	**CENTRAL TÉRMICA GUEMES S. A.**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE SALTA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica
POTENCIA INSTALADA:	261 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	30 de septiembre de 1992

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
DUKE GÜEMES INC.	15,00	
ELECTRICA DEL PLATA S.A.	15,00	
IBERDROLA Holding and Finance B.V.	12,00	
THE ARGENTINE INVEST.CO.	9,00	
TCW AMERICAS DEVELOP. ASS.	9,00	

UNIDAD DE NEGOCIO:	**CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S. A.**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	67 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de octubre de 1992

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
INVERTRAD S.A.	48.96	37.44
RODOLFO BUSTOS	0.68	0.52
EMILIO P. GARIBOTTI	0.68	0.52
JORGE A. CAVALLO	0.68	0.52

[5] El grupo EXXEL se encontraba, a diciembre de 1998, en negociaciones para la venta de la totalidad de su participación en el sector de distribución de energía eléctrica. De acuerdo a publicaciones, las empresas referidas fueron vendidas al grupo norteamericano GPU.
[6] "Tenencias Accionarias en el Mercado Eléctrico" Oscar Alberto Reali y Asociados.

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRAL DOCK SUD S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	GRAN BUENOS AIRES
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	72 MW.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	5 de octubre 1992

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
INVERSORA DOCK SUD S.A.	51,00	12,00
PANAMERICAN HOLDINGS		18,00
ASTRA C.A.P.S.A.		9,00

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRAL TÉRMICA SORRENTO S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE SANTA FE
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	212 MW.
INICIO DE ACTIVIDADES:	6 de febrero de 1993

ACCIONISTA	CLASE "A"	CLASE "B"
ARGON S.A.	10,20	7,80
MALVICINO S.A.	10,20	7,80
IATE S.A.	10,20	7,80
FATLyF	10,20	7,80
ELEPRINT S.A.	10,20	7,80

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRALES TÉRMICAS DEL NORESTE S. A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIAS. DEL NEA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	167 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	19 de mayo de 1993

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
IATE S.A.	51.00	39.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	SAN MIGUEL DE TUCUMAN
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica
POTENCIA INSTALADA:	263 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	23 de mayo de 1993.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
FATLyF	51.00	39.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA . DE CHUBUT
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	244 MW.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	9 de diciembre de 1993.

ACCIONISTAS	CLASE "A"
FATLyF	17,00
IATE S.A.	17,00
ELEPRINT S.A.	17,00

UNIDAD DE NEGOCIO: **AVE FENIX ENERGÍA S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	Pcia. de Tucumán.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	160 MW.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	10 de noviembre de 1994.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"	CLASE "C"
COE Ave Fénxi Corp. (Charter Oak Energy)	83,24		
New Cypress, Inc.		13,02	
Fénix Energy Partners Ltd. Partnership			3,75

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRAL TÉRMICA SAN NICOLÁS S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE BUENOS AIRES.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	650 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	18 de mayo de 1994

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
AES SAN NICOLAS, INC.	32,00	23,21
CEMAS CORPORATION	9,50	6,89
CMS GENERATION SAN NICOLAS CO.	9,50	6,89

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELÉCTRICA LOS NIHUILES S. A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA	PCIA. DE MENDOZA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	217 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de junio de 1994

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
EdF International S.A.	16,12	10,40
NUCLEAMIENTO INVERSOR S.A.	4,83	3,11
BCO.DE GALICIA Y BS.AS.	3,88	2,50
SAUR International S.A.	1,09	0,71
SANTAMERA S.A	2,19	1,41
JAQUES MATAS	2,90	1,87

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRALES TÉRMICAS DEL LITORAL S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE SANTA FE y ENTRE RÍOS
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	87 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	14 de julio de 1994

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
FATLyF	25,50	19,50
IATE S.A.	25,50	19,50

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELÉCTRICA DIAMANTE S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE MENDOZA.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica
POTENCIA INSTALADA:	388MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	19 de octubre de 1994.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
EDF INTERNATIONAL S.A.	24,88	3,90
NUCLEAMIENTO INVERSOR S.A.	12,5	1,96
SAUR International	1,13	0,18
BCO.DE GALICIA Y BS.AS.	6,38	1
Jaques MATAS	2,55	0,4
SANTAMERA S.A.	3,57	0,56

UNIDAD DE NEGOCIO: **PICHI PICUN LEUFU S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE RÍO NEGRO Y NEUQUÉN.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica
POTENCIA INSTALADA:	388MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	25 de Noviembre de 1997.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
Pérez Companc. Int. Y Pérez Companc S.A.	51.00	49.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE CHUBUT
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica
POTENCIA INSTALADA:	448MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	15 de junio de 1995.

ACCIONISTAS	CLASE "A"
ALUAR SAIC.	59.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRALES TÉRMICAS MENDOZA S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE MENDOZA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	393 MW.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de noviembre de 1994

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
CMS Operating S.A.	50,49	29,25
CMS Centrales Térmicas S.A.	0,51	0,30

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELÉCTRICA AMEGHINO S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE CHUBUT.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	46 MW.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de noviembre de 1994.

ACCIONISTAS	CLASE "A"
CAMUZZI ARGENTINA S.A.	35.40
ADM.NAC.USINAS Y TR.EL.-UTE	11,80
SOC.COOP.POPULAR LTDA. C.RIV.	1,95

COOP.ELEC.DE C.Y VIV.TRELEW	1,95
COOPPROV.S.P. Y VIV.P.MADRYN	1,95
COOP.S.P.C. Y VIV.RAWSON	1,95
COOPPROV.E.E.S.P.Y VIV.GAYMAN	6,60
COOP.A.POT.Y OT.S.P.RADA TILLY	0,12

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELÉCTRICA RÍO HONDO S. A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	RIO HONDO. PCIA. SANTIAGO DEL ESTERO	
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.	
POTENCIA INSTALADA:	17.2 MW	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	29 de diciembre de 1994	
ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
APUAYE	16.83	15.51
NECON S.A.	17.34	15.98
JOSE J. CHEDIACK S.A.I.C.A.	16.83	15.51

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELÉCTRICA RÍO JURAMENTO S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	SAN NICOLAS. PCIA. DE BUENOS AIRES	
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.	
POTENCIA INSTALADA:	101 MW	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	30 de noviembre de 1995	
ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
AES Corporation	51.00	47.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRAL DIQUE S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL	
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica	
POTENCIA INSTALADA:	29 MW	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	16 de junio de 1993	
ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
LUZ DEL PLATA S.A.	30,60	
QUEENSGATE SPV. SERVICES LTD	8,16	
AES CAMILLE LDT	12,24	

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRAL TERMICA PIEDRABUENA S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE BUENOS AIRES	
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica	
POTENCIA INSTALADA:	620 MW	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	20 de agosto de 1997	
ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
CAMUZZI	50,49	9,9
PACIFIC ENTERPRISES	0,51	0,1
CIESA (Cía. Eléctrica de Inversiones S.A.)		39

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA CERROS COLORADOS S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE NEUQUEN	
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.	
POTENCIA INSTALADA:	450 MW	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	11 de agosto de 1993	
ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
DOMINION GENERATING S.A.	33.15	5.20
LOUIS DREYFUS ARGENER S.A.	17.85	2.80

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE RIO NEGRO	
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.	
POTENCIA INSTALADA:	1410 MW	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	11 de agosto de 1993	
ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
HIDROELECTRICIDAD S.A.	29,76	8.17
CMS GENERATION S.A.	12,75	3.50
ENERGÍA HIDRÁULICA S.A.	5,91	0,88
LATIN AM. CAPITAL PART. LTD. B	0,41	0,11
C.I. GLOBAL FUND	0,57	0,16
C.I. EMERGING MARKETS FUND	0,36	0,10
THE SOUTH AMERICA FUND N.V.	0,29	0,08
THE ARG. EQUITY INVEST. PART	0.57	0.16
DARWIN HOLDINGS, INC.	0,40	0,03

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE NEUQUEN
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	1400 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	29 de diciembre de 1993

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
GENER ARGENTINA S.A. (CHILGENER)	13.64	2.14
DUKE HIDRONOR (Cayman) Limited	8,44	1,32
TRANSALTA ENERGY ARG.S.A.	13,64	2,14
EMERGING MARKETS GROWTH	5.10	0.80
THE ARGENTINE INVEST.CO.	3,75	0,59
ARGENTINA PRIVATE DEV.TRUST	2,81	0,44
IRHE HOLDINGS.	1,87	0,29
ADM. NAC. USINAS Y TRANS ELECT. UTE	1,75	0,28
ESTADO NACIONAL		26
PCIA. DE NEUQUEN		13

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA TUCUMAN S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE TUCUMAN
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	52 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	3 de junio de 1996

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
APUAYE	11.80	7.80
NECON S.A.	23.60	15.60
JOSÉ J. CHEDIACK S.A.I.C.A.	23.60	15.60

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROTERMICA SAN JUAN**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE SAN JUAN
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	72MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	18 de marzo de 1996

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
AES Corporation	59.00	39.00

TRANSPORTE

UNIDAD DE NEGOCIO: **TRANSENER S.A. Compañía de Transporte de Energía de Alta Tensión.**

ACTIVIDAD:	Prestación de Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	17 de julio de 1993

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
MAIPU INVERSORA S.A.	21,04	5,78
NATIONAL GRID FINANCE B.V.	21,04	5,78
IRHE HOLDINGS.	3,83	1,05
THE ARGENTINE INVESTMENT COMPANY	5,10	1,40

UNIDAD DE NEGOCIO: **TRANSCOMAHUE S.A.**

ACTIVIDAD:	Prestación de Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	8 de julio de 1997

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
Pcia. de Río Negro	51.00	48.50

UNIDAD DE NEGOCIO: **TRANSPA S.A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia S. A.**

ACTIVIDAD DESARROLLADA:	Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	16 de junio 1994

ACCIONISTAS	CLASE "A"
ALUAR Aluminio Argentino S.A.I.C.	20,40
CAMUZZI ARGENTINA S.A.	20,40
COOPELEC.DE C.Y VIV.TRELEW	3,76
SOC.COOP.POPULAR LTDA. COM.RIVAD.	2,55
COOP.PROV.S.P. Y VIV.P.MADRYN	2,07
COOP.S.P.C. Y VIV.RAWSON	1,26
COOP.PROV.E.E.S.P.Y VIV.GAYMAN	0,23
COOPA.POT.Y OT.S.P.RADA TILLY	0,23
COOP.PROV.S.P.V. Y C."16 OCT."	0,10

UNIDAD DE NEGOCIO: **TRANSNOA S. A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S. A.**

ACTIVIDAD DESARROLLADA: Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 26 de enero de 1994

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARG. (EX BCO. FEIGIN)	27,00	11,22
FATLyF	13,80	5,74
IATE S.A.	15,00	6,23
TECSA S.A.	4,20	1,75

UNIDAD DE NEGOCIO: **TRANSNEA S.A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino.**

ACTIVIDAD DESARROLLADA: Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES 10 de noviembre de 1994

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
FATLyF	24,00	
TOTALGAS S.A.	12,00	
IATE S.A.	12,00	
ELEPRINT S.A.	12,00	

UNIDAD DE NEGOCIO **DISTROCUYO S.A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo.**

ACTIVIDAD DESARROLLADA: Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 12 de enero 1995.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
EDF Internacional S.A.	10.66	
NUCLEAMIENTO INVERSOR S.A.	11,42	
BANCO DE GALICIA Y DE BUENOS AIRES	6,12	
JACQUES MATAS	2,55	
PCIA DE MENDOZA		25.50
BCO. CREDIT LYONNAIS		7.80
SAUR INT.		2.45
SANTAMERA S.A.		5
COYLLOUR		5

DISTRIBUCION

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDESUR S.A. Empresa Distribuidora Sur S.A.**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 1 de septiembre de 1992.
ZONA GEOGRÁFICA QUE ABARCA: Zona Sur de Capital Federal y diez partidos de la Pcia. de Bs. As:
Alte. Brown
Avellaneda
Berazategui
Cañuelas
E. Echeverría
Fcio. Varela
Lanus
Lomas de Zamora
Quilmes
San Vicente.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
CHILECTRA SA	1.85	
ENERSIS S.A.	0.33	
C.N.PEREZ COMPANC S.A.	19.64	
ENDESA S.A. (CHILE)	0.45	
ENTERGY POWER EDESUR HOLDING Ltd.	5.10	
ENERSIS S.A., Agencia Islas Caimán	10.10	14.50
ENERSIS INTERNATIONAL LTD.	3.45	4.36
CHILECTRA S.A., Agencia Islas Cayman	0.40	14.50
CHILECTRA INTERNATIONAL LTD.	9.70	
CHISPA UNO INTERNACIONAL S.A.		1.36
CHISPA DOS INTERNACIONAL S.A.		1.36
LOS ALMENDROS INT. S.A.		1.18
LUZ Y FUERZA INT. S.A.		1.18
ELESUR S.A.		0.55

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDENOR S.A. Empresa Distribuidora Norte S.A.**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 1 de septiembre de 1992.
ZONA GEOGRÁFICA QUE ABARCA: Zona Norte de Capital Federal y partidos de la Pcia de Bs As:

Escobar San Fernando
San Isidro San Martín
3 de Febrero Pilar
Moreno Gral. Las Heras
Gral Sarmiento Gral. Rodriguez
Morón Pilar
Marcos Paz La Matanza.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
ASTRA C.A.P.S.A.	9.82	
ENDESA INTERNACIONAL S.A.	1.09	
SAUR - SOC.D'AMENAGEMENT URBAIN ET RURAL		3.27
E.NAC.HIDRO. DE RIBARGOZANA	9.00	
EDF INTERNACIONAL S.A.	9.82	19.54
CONDOMINIO EDF Int. Y ENDESA Int.	0.00	
INVERSORES INTERNACIONALES (ADR)	7.78	
MORGAN GUARANTY TRUST CO. New York	7.22	
ENDESA DESARROLLO S.A	3	
INVERSORES VARIOS (ENDESA -España-)		19.46

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDELAP. Empresa Distribuidora de La Plata S.A.**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO: COINELEC S.A. Compañía de Inversiones en Electricidad SA
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 21 de diciembre de 1992.
ZONA GEOGRÁFICA QUE ABARCA: La Plata, Ensenada, Beriso, Magdalena, Brandsen .

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
AES Camille LTD.	12.24	7.06
Luz del Plata S.A.	30.60	31.94
QUEENSGATE SPV SERV. LTD	8.16	

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDESE S.A. Empresa de Distribución de Electricidad de Santiago del Estero.**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO: Cía. Eléctrica de Santiago del Estero.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 4 de enero de 1995

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
HOUSTON POWER S.A.	51.00	39.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDEFOR S.A. Empresa de Distribución de Electricidad de Formosa S.A**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: IATE S.A. - ARGÓN S.A. - ELEPRINT.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 1 de febrero 1995

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
TOTAL GAS S.A.	17.00	
IATE S.A.	17.00	20.00
ELEPRINT S.A.	17.00	
COOP. O. Y S. PÚBLICOS DE CLORINDA		9.00
ENERCON		10.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDET S.A. Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S. A.**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONCESIONARIO: NORELEC S.A.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 4 de agosto de 1995.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
J. CARTELLONE CONSTR. CIVILES S.A.	25.50	19.50
CIA NAC. DE FUERZA ELECTRICA S.A.	12.75	9.75
CIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	12.75	9.75

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDECAT Empresa de Distribución de Electricidad de Catamarca**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: IATE S.A.
CANTIDAD DE USUARIOS: 65.812.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 5 de enero de 1996.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
IATE S.A	51.00	39.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDEER S.A. Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Inversora de Distribución de Entre Ríos.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	6 de mayo de 1996.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
CMS ENERGY COMPANY	20.40	15.60
ASTRA C.A.P.S.A.	10.71	8.19
BCO. DE GALICIA	6.12	4.68
FONDELEC	3.83	2.93
GUALTIERI	5.61	4.29
WILLIAMS	3.06	2.34
COOP. ELÉCTRICA DE BARILOCHE	1.28	0.98

UNIDAD DE NEGOCIO: **ENERGÍA DE SAN JUAN S.A.**

ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	Agua Negra S. A. Sociedad de Inversión.
TOMA DE POSESIÓN:	22/01/96

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
EMEC S.A-	33.66	25.74
GENER ARGENTINA S.A.	17.34	13.26

UNIDAD DE NEGOCIO: **EJE S.A.**

ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	CEISA (Cía. Eléctrica de Inversiones S.A.)
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de diciembre de 1996

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
EDET (Emp. de Distr. Eléctrica de Tucumán S.A.)	40.80	7,20
J. CARTELLONE CONSTR. CIVILES S.A.	5,10	0,90
CIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	5,10	0,90
FATLyF		30.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDERSA (Río Negro)**

ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	SODIELEC S.A.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	31 de agosto de 1996

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
SAESA -Sociedad Austral de Elec. S.A.-	25.50	24.50
Camuzzi Argentina S.A.	15.30	14.70
CEI Citicorp Holdings S.A.	5.10	4.90
Cía. Argentina de Cemento Portland S.A.	5.10	4.90

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDESA S.A.**

ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	CESA S.A.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	12 de agosto de 1996

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
INTERNATIONAL ELECTRIC HOLDINGS CO	38.25	29.25
UNION FENOSA DESARROLLO	12.75	9.75

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDEN S.A. (Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.)**

ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	AESEBA
INICIO DE ACTIVIDADES:	1 de junio de 1997

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
AES OCEAN SPRING	29.00	28.00
AES RÍO DIAMANTE	0.00	0.00
CEA OPERATING ARGENTINA S.A.	22.00	11.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDES S.A. (Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.)**

ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	AES Development of Argentina AESEBA(CEA Américas Operating Argentina)
INICIO DE ACTIVIDADES:	1 de junio de 1997

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
AES OCEAN SPRING	29.00	28.00
AES RÍO DIAMANTE	0.00	0.00
CEA OPERATING ARGENTINA S.A.	22.00	11.00

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDEA S.A. (Empresa Distribuidora de Energía del Atlántico S.A.)**

ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	Inversora Eléctrica Buenos Aires
INICIO DE ACTIVIDADES:	1 de junio de 1997

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
BUENOS AIRES ENERGY COMPANY S.A.	28.05	21.45
UNITED UTILITIES INTERNATIONAL LTD	22.95	17.55

*UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL COSTANERA S. A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica y Comercialización en Bloque.
POTENCIA INSTALADA:	1.131 MW
INICIO DE ACTIVIDADES:	29 de mayo de 1992

ACCIONISTA	CLASE "A"	CLASE "B"	CLASE "C"
ENDESA ARGENTINA S.A.	42.00		
KLT Power Inc. (KLTP)	12.00		
ENTERGY S.A.	6.00		
ENERGÍA HIDRÁULICA S.A.		6.10	
ENDESA ARGENTINA S.A.		3.23	
OTROS INVERSORES		30,10	
ESTADO NACIONAL (PPP)			0.57

***UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRAL TERMOELECTRICA DE BS.AS. (CTBA).**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	322 MW.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	31 de diciembre de 1996.

ACCIONISTAS	CLASE "A"
CENTRAL COSTANERA S.A.	51.03
ENTERGY POWER CBA HOLDING LTD.	7.81
ENDESA ARGENTINA S.A.	24.54
ENERGÍA HIDRÁULICA S.A.	2.15
MAIPÚ INVERSORA S.A.	7.81
OTROS INVERSORES	6.66

***U,NIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE CHUBUT Y STA. CRUZ.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Termoeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	244 MW.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	9 de Diciembre de 1993.

ACCIONISTAS	CLASE "A"
FATLyF	17.00
IATE S.A.	17.00
ELEPRINT S.A.	17.00

***UNIDAD DE NEGOCIO:** **HIDROELECTRICA ALICURA S.A.**

UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE NEUQUEN
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	1000 MW
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	11 de agosto de 1993

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
SOUTHERN ENERGY INC.)	20.66	3.24
B.I.S.A. DE INVERSIONES	2,27	0.42
ASOCIADOS DE ELECTRICIDAD	3.64	0.57
RESOURCE DEVELOP.CONSULT.	0.67	0.10
SEI WORLDWIDE HOLDINGS	23.35	3.66
ESTADO NACIONAL		19.50
PCIA. DE NEUQUÉN		19.50

***UNIDAD DE NEGOCIO:** **TRANSBA S.A.**

ACTIVIDAD DESARROLLADA:	Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE BUENOS AIRES
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	22 de julio de 1997

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
MAIPU INVERSORA S.A.	13,67	10,46
NATIONAL GRID FINANCE B.V.	13,67	10,46
INTER RIO HOLDING ESTABL.	2,49	1,90
THE ARGENTINE INVESTMENT COMPANY	3,32	2,54
ESTADO NACIONAL	12,75	9,75
ESTADO NACIONAL (PPP) -a través de Transener-	5,10	3,90

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDESAL S.A. Empresa de Distribución Eléctrica de San Luis S. A.**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 3 de marzo de 1993.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
COMP. ELÉCTRICA SAN LUIS S.A.	51.00	44.00
BANCO FINANSUR S.A.		0.69
BANCO MARIVA S.A.		3.56
BANK SOUTH LTD		0.42
COMPLEX HOLDING CORP. S.A.		0.15
OFFSHORE TRUST BANKING CORP		0.10
P.DAVILA JUNGUITO y S. de DAVILA		0.10
M. AUBONE IBARGUREN		0.00

***UNIDAD DE NEGOCIO:** **EDELAR S. A. Empresa Distribuidora de Electricidad de LA RIOJA S.A.**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONCESIONARIO: COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE LA RIOJA S.A.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 1 de junio 1995

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
INTERNATIONAL ELECTRIC HOLDINGS CO	45.90	35.10
UNION FENOSA INVERSIONES S.A	5.10	3.90

* Los datos corresponden a Diciembre de 1997.

PLUSPETROL S.A.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
PLUSPETROL RESOURCES CORP.	30,00	25,00
ASTRA C.A.P.S.A.	25,00	20,00

TURBINE POWER CO. S.A

ACCIONISTAS	CLASE "A"
MATERIAL OVERSEAS INC.	47.70
OMRON TRADING CORP.	39.80
CARLOS E. OLIVA FUNES	7.91
ENERGÍA RÍO NEGRO S.A.	4.59

YACYLEC S.A.

ACCIONISTAS	CLASE "A"	CLASE "B"
SADE Ingeniería y Construcciones S.A	12,75	
ENDESA (España)	12,75	
MISA (Maipú Inversora S.A.)		9,47
ENDESAR		9,47
IMPREGILO Spa.	6,63	4,93
DUMEZ S.A.	4,08	3,03
DYCKERHOFF & WIDMANN AKT.	1,02	0,76
RECCHI Spa,.CONSTRUZ. GENER.	1,02	0,76
SIDECO AMERICANA SACIIF	3,06	2,27
SYSTRANYAC S.A.	9,69	7,20
CORPORACION FINANCIERA INTERNAC.(CFI)		11,11

UNIDAD DE NEGOCIO: **EDEMSA. Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza**
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONCESIONARIO: SODEMSA
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 30/8/98

7 ASESORIA JURIDICA

CAPITULO

Durante el año 1998, este área concentró su mayor actividad en el asesoramiento directo que le corresponde prestar al Directorio del ENRE en los aspectos jurídicos que le son requeridos, así como en el seguimiento judicial de todos los asuntos que conciernen al organismo y que están radicados en los Tribunales.

Es también parte importante de las obligaciones de la Asesoría Jurídica emitir los dictámenes necesarios para sustentar los proyectos de resolución que preparan las distintas áreas del ENRE, tanto como atender los recursos de reconsideración presentados por las Distribuidoras y los Usuarios, indistintamente, contra las decisiones del sector Atención a los Usuarios.

Luego de seis años de vigencia de las nuevas reglas de juego en el mercado eléctrico, resulta evidente la intensa labor de correcta interpretación y sana aplicación de las leyes, decretos reglamentarios, normas de distinto nivel y resoluciones varias del Gobierno Nacional y las distintas autoridades provinciales y municipales en cuya jurisdicción aparecen nuevas situaciones que conciernen a la prestación del servicio de electricidad.

Por ello, esta Asesoría Jurídica cree oportuno presentar el tratamiento judicial dado a los siguientes casos por el interés que revisten para los usuarios del servicio y el público en general.

Análisis de casos

Caso 1:
Comentario al fallo de la sala I en el recurso directo interpuesto por Edesur contra la Res. ENRE 223/97

En el presente caso Edesur S.A. cuestionó que por la resolución mencionada que se refería a un solo hecho pudieran aplicársele dos multas, una con destino al usuario y otra con destino en primera instancia al ente, la que luego se remitiría al Tesoro Nacional.

El fallo transcripto fue el primero de una serie de fallos coincidentes dictados por las distintas salas de la Cámara Federal en lo Contencioso Administrativo donde se diferencia

claramente la naturaleza jurídica de los dos tipos de penalidades que están previstas en el Contrato de Concesión.

Se reconoce así por un lado el carácter indemnizatorio que tienen las penalidades que se acreditan directamente a los usuarios por incumplimiento de los niveles de calidad fijados en el Contrato de Concesión y por otro, las penalidades que constituyen multas administrativas que aplica el Ente en su función de control del régimen del servicio público en ejercicio de la denominada policía del servicio público.

El fallo también aclara que, si bien de acuerdo al inciso d) del art. 66 de la Ley 24.065, el destino de estas últimas multas era constituir un recurso del Ente Regulador (destino que fuera modificado en los términos del Subanexo 4 del Contrato de Concesión en una norma de dudosa validez), dicha norma fue modificada por el art. 31 de la Ley 24.447 que dispuso su traspaso al Tesoro Nacional.

Aclarado lo anterior, lo que resulta de importancia como doctrina del fallo, es la declaración de procedencia de la aplicación de las penalidades administrativas contempladas en el Contrato de Concesión en forma independiente de la penalidad resarcitoria a favor del usuario ante un único incumplimiento por parte de las concesionarias del servicios públicos.

Caso 2:
La acción judicial de amparo, el derecho de propiedad, la protección del medio ambiente y la servidumbre de electroducto en el caso de un proyecto de construcción de una línea internacional de transporte en alta tensión

La acción de amparo en el procedimiento judicial nacional

Sabido es que los trámites judiciales ordinarios, por distintas razones, normalmente duran un período considerable de tiempo.

Para superar esa situación, en aquellos casos en que están en juego determinados derechos constitucionales cuya protección se tornaría ilusoria por el solo transcurso del tiempo que insumen los juicios ordinarios, la Ley N° 16.986 del año 1996 creó la llamada "acción de amparo" que luego fue recogida en el artículo 43 de la actual Constitución Nacional reformada en 1994 y que tiene por objeto obtener una respuesta judicial notoriamente más rápida respecto a la procedencia o no de los reclamos a los que accionante se considera con derecho.

Pero el ejercicio efectivo de esta acción judicial está restringido exclusivamente a aquellos casos en que, en la realidad, se cumplen determinados requisitos constitucionales y legales a los que más adelante nos referiremos.

El derecho aplicable a la construcción de Líneas de Transporte Eléctrico en Alta Tensión.

El transporte de electricidad es definido como un servicio público por la Ley N° 24.065 que el Estado opera a través de un régimen de concesiones a particulares.

La organización y funcionamiento de cualquier servicio público implica restricciones del derecho de propiedad que, en el caso particular del transporte de electricidad, se expresa en la necesidad de atravesar los predios con las líneas de transmisión, significando condicionamientos obligatorios de la disponibilidad y uso de los mismos.

La figura jurídica por medio de la cual se conforma ese "corredor restrictivo de las propiedades privadas" es la de la servidumbre administrativa de electroducto creada por la Ley N° 19.550 y reformada por la Ley N° 24.065, que contempla una indemización justa.

Pero la construcción de la línea no depende del mero arbitrio del concesionario del transporte sino que exige la emisión de un Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública que emite el ENRE luego de celebrar una obligatoria Audiencia Pública en la que pueden participar todos aquellos que tenga un interés légitimo (art. 11 – Ley 24.065).

Cumpliendo su función y obligación de "velar por la protección del medio ambiente", el ENRE tiene dispuesto (Res.ENRE N° 236/96) que uno de los factores a considerar para otorgar ese Certificado es el diagnóstico de las afectaciones ecológicas que la línea pueda producir y de las medidas destinadas a morigerar al mínimo los efectos negativos; todo ello, a través de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que obligatoriamente debe presentar el peticionante del Certificado y que está abierto a la consideración y el debate público en la Audiencia.

Emitido el Certificado es también de rigor que el el ENRE declare la afectación a servidumbre de electroducto de las propiedades involucradas, deteminando su identificación catastral y las restricciones dominiales que se le imponen. Ello habilita al titular de la servidumbre a negociar con los propietarios las correspondienes indemnizaciones o, si no se alcanzare un acuerdo sobre el monto, a accionar ante el Juez competente para definir el tema y para obtener la orden para ingresar inmediatamente al predio a fin de comenzar la construcción de las obras mientras dura el proceso de fijación de la indemnización.

Lo expuesto, que para un ajeno al tema puede parecer un procedimiento draconiano, tiene su fundamento en que el interés particular cede ante el interés general que va implícito en toda obra destinada a satisfacer un interés general como es la destinada a un servicio público.

El caso de la Línea de Transporte Eléctrico Internacional de INTERANDES S.A.

En su momento la empresa Interandes S.A. solicitó al ENRE el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para construir una línea de Alta Tensión de interconexión internacional que discurriera entre la Central Termoeléctrica Salta, en la provincia del mismo nombre, hasta el Paso de Sico, en la frontera con Chile.

Seguidos todos los trámites descritos más arriba, el ENRE expidió la Resolución ENRE N° 1029/97 a través de la cual emitió el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública y en diez y siete de sus considerandos el Directorio merituó los estudios de impacto ambiental presentados por la empresa solicitante del Certificado así como las observaciones presentadas por asistentes a la Audiencia, y en el artículo 8° de su parte resolutiva dispuso medidas que la solicitante debía adoptar para mitigar algunos efectos ambientales. Al mismo tiempo, se advirtió que algunas objeciones de ciertos vecinos en rigor eran "pseudoambientales" y, motivadas, en realidad, por su intención -lógica desde el punto de vista de sus intereses privados pero desacordes con el interés general ínsito en todo servicio público- de que sus propiedades no fueran atravesadas por el electroducto; tema, este ultimo, legalmente reglamentado, con garantías de indemnización, por el régimen de servidumbre de electroducto arriba mencionado, que inclusive prevé la obligación de expropiar si los daños son de significativa magnitud.

Sin embargo, el vecino Eduardo Héctor Pérez, afectado por la circunstancia de que la línea atravesaba su predio rural en proximidades del casco, se consideró con derecho a entablar una acción de amparo ante el Juzgado Federal N° 2 de Salta alegando que la traza afectaba su derecho de propiedad y sus derechos ambientales (artículos 14 y 41 de la Constitución Nacional, respectivamente).
El Juez de la causa (caratulada *"PEREZ Héctor Eduardo c/INTERANDES S.A. s/Amparo – Medida de no innovar" Expte. n° 3-454/98)* en sentencia que resultó firme, rechazó la acción con fundamento, entre otros, en dos argumentos principales, a saber:

a) Que, como ha dicho reiteradamente la Corte Suprema de Justicia de la Nación, la acción de amparo constituye un remedio excepcional previsto para aquellos casos en que el accionar del organismo público, en este caso el ENRE, presenta signos de arbitrariedad o ilegalidad manifiesta, dada la presunción de legitimidad y ejecutoriedad de que goza todo acto administrativo emanado de una autoridad competente;

b) Que la Audiencia Pública, celebrada por el ENRE y prevista en el procedimiento de otorgamiento del Certificado para la realización de la obra, sólo persigue el objetivo final de establecer si existen reparos de orden ambiental y no para proteger la incolumidad del derecho de propiedad que está suficientemente resguardada por la reparación patrimonial contemplada por la ley de servidumbre de electroducto.

Capacitación para entidades y organismos de defensa del consumidor y del usuario

En el marco de las normas constitucionales que consagran los derechos del consumidor y del usuario y de la Ley 24065 del Marco Regulatorio Eléctrico que tiene como objetivo principal la protección adecuada de los derechos de los usuarios, este organismo desarrolla una política de vinculación institucional con las Entidades y Organismos Públicos de Defensa del Consumidor.

A fines de 1997, ante una convocatoria del ENRE, las asociaciones propusieron diversas iniciativas para:

- contar con información veraz sobre el sector eléctrico
- participar en las instancias previas a la toma de decisiones,
- canalizar en forma adecuada las consultas y reclamos que les presentan los usuarios.

A partir de dichas propuestas, el ENRE desarrolló el "*Programa de Capacitación del Primer Semestre"* destinado a Entidades y Organismos de Defensa del Consumidor" entre los meses de marzo a mayo de 1998. Al concluir las sesiones, los participantes respondieron una encuesta con sugerencias sobre los temas a tratar en futuras actividades de Capacitación e Información.

Esas propuestas fueron incorporadas al temario del "*Programa de Capacitación del Segundo Semestre de 1998*", que tuvo lugar de septiembre a fines de noviembre, en los que se desarrollaron los siguientes temas:

- Análisis de reclamos de usuarios: casos concretos.
- Tarifas Eléctricas
- Transporte de Energía Eléctrica
- Audiencias Públicas

Como parte de esta actividad, se remitieron a las entidades y organismos folletos y afiches destinados a brindar información a los usuarios sobre los principales derechos y obligaciones incluidos en los Reglamentos de Suministro de EDENOR SA., EDESUR SA. y EDELAP SA. y recomendaciones sobre un uso seguro de las instalaciones eléctricas en los inmuebles.

Asimismo, a los fines de que las Entidades registradas puedan participar en las instancias previas a la toma de decisiones, el Directorio dispuso que las Convocatorias a Audiencias Públicas deben ser comunicadas a las mismas, complementando así la difusión que se realiza por los medios periodísticos de mayor alcance.

La vinculación institucional del ENRE en este campo se viene desarrollando con las Entidades y Organismos Públicos de Defensa de Consumidores que se detallan a continuación:

Asociaciones de Defensa del Consumidor registradas

ADELCO

ADECUA - Asoc. Consumidores y Usuarios de Argentina

PROCONSUMER

Asociación Vecinal Belgrano "C" Manuel Belgrano

Asoc. Civil Cruzada Cívica para la Defensa de Consumidores
y Usuarios de Servicios Públicos.

Consumidores Libres.

Consumidores Argentinos

Unión de Usuarios y Consumidores

DUC-Defensa Usuarios y Consumidores – CORDOBA

Asociación Formoseña de Defensa del Consumidor - FORMOSA

Comité del Consumidor – CODELCO – SALTA

Asociaciones de Defensa del Consumidor en trámite de registro

ACUORA- Asociación de Consumidores y Usuarios Organizados de la República Argentina.

Liga de Amas de Casa, Consumidores y Usuarios de la Rca. Argentina

APRODECO – Bosque Norte, Florencio Varela

CECUC-Comisión de Enlace del Conurbano de Usuarios y Consumidores, Banfield.

FEDUCON-Fundación en Defensa de Usuarios de Servicios y Contribuyentes de Impuestos y Contribuciones

Asociación Usuarios de Servicios Públicos

Organismos de Defensa del Consumidor

Secretaría de Industria, Comercio y Minería de la Nación
Subsecretaría de Comercio Interior,
Dirección Nacional de Comercio Interior,
Direcciones de Defensa del Consumidor y de Lealtad Comercial

Defensoría del Pueblo de la Nación.

Defensoría del Pueblo de la Ciudad de Buenos Aires

Dirección de Defensa del Consumidor,
Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires

Dirección Provincial de Comercio Interior de la Pcia. de Buenos Aires

Comisión de Defensa del Consumidor
Legislatura Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Comisión de Defensa del Usuario del Consumidor
De la Camára de Diputados de la Nación

Comisión de Derechos del Consumidor y del Usuario
De la Cámara de Diputados de la Pcia. de Buenos Aires

Cooperación institucional con los municipios de la Provincia de Buenos Aires y el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires

Durante 1998 se concretaron distintas acciones tendientes a una cooperación integral entre el ENRE, los Municipios de la Provincia de Buenos Aires y el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. Entre las iniciativas implementadas cabe destacar las siguientes:

- El Directorio impartió instrucciones en cuanto a que las resoluciones que emita convocando a *Audiencias Públicas* referidas al otorgamiento de Certificados de Conveniencia y Necesidad Pública para nuevas obras o ampliaciones de EDENOR SA., EDESUR SA. y EDELAP SA., sean notificadas a los Municipios citados y/o al Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, según correspondiere en cada caso, a fin de que los mismos cuenten con una comunicación fehaciente del ENRE que les posibilite informarse con la debida antelación sobre los temas a ser debatidos y tomar parte en las audiencias.

- Durante el ejercicio se desarrollaron en el ENRE tres *Jornadas de Cooperación Institucional* con los Gobiernos mencionados.

  En la *Primera Jornada*, de marzo a mayo, funcionarios del Organismo expusieron sobre temas tales como: Marco Regulatorio Eléctrico Nacional; Objetivos, funciones y jurisdicción del ENRE; Contratos de Concesión, Reglamento de Suministro y Cuadros Tarifarios.

  Por su parte, los representantes de los Municipios informaron los problemas existentes en sus relaciones con las Distribuidoras y los que plantean los usuarios, presentando iniciativas para superarlos.

  En base a la agenda de temas de interés mutuo que surgió de ese encuentro, en julio se realizó la *Segunda Jornada de Cooperación*. El programa tratado comprendió los siguientes temas, entre otros:

  . Evaluación del impacto ambiental de nuevas obras y ampliaciones de electroductos y estaciones transformadoras.
  . Influencia de los campos electromagnéticos generados por las instalaciones eléctricas sobre las personas.
  . Seguridad en obras e instalaciones eléctricas en la vía pública.

  De las exposiciones realizadas sobre este último punto y de las opiniones de los participantes, surgieron iniciativas tendientes a que el ENRE promueva actividades de intercambio de información y de armonización de las normas referidas a la seguridad eléctrica.

  En virtud de ello, en octubre de 1998 se llevó a cabo la *Tercera Jornada de Cooperación* entre los Municipios de la Prov. De Buenos Aires, el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y el ENRE referida a las *"Normas de Seguridad en Obras Eléctricas en la Vía Pública"*, que derivó en una norma tipo consensuada por los organismos intervinientes y aprobada mediante Resolución ENRE N° 1832/98.

- Aprobación de un acuerdo preliminar entre el ENRE y el ENARGAS para la implementación conjunta de una oficina destinada al funcionamiento de una Comisión Asesora de Usuarios y Consumidores.

Entidades vinculadas

APSE (Asociación para la Promoción de la Seguridad Eléctrica)

ADERE (Asociación de Entes Reguladores de Energía)

Asociación Uso Racional de la Energía

IAE (Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi)

IRAM (Instituto Argentino de Normalización)

AEA (Asociación Electrotécnica Argentina)

CACIER (Comité Argentino de la Comisión de Integración Eléctrica Regional)

CEI (Comisión Electrotécnica Internacional)

Comité Conferencial de Grandes Redes Eléctricas

Comité Argentino de Grandes Presas

Asociación Argentina de Presupuesto Público

ACES – Asociación Civil de Estudios Superiores

CACME- Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía

Convenios celebrados

Fundación Facultad de Ingeniería Universidad de Bs. As. Auditoría de Mediciones Eléctricas.

Fundación Facultad de Ingeniería Universidad de Bs. As.
Auditorías Ambientales

Fundacion José Balseiro (Comisión Nacional de Energía Atómica).
Auditorías Ambientales

Fundacion Universidad Nacional de San Juan (Instituto de Energía Eléctrica)
Estudios técnicos Económicos

Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA)
Auditoría de Mediciones Eléctricas

UBA (Universidad de Bs.As. - Facultad de Derecho y Ciencias Sociales)
Asistencia Jurídica

UNLP (Universidad Nacional de La Plata - Facultad Ingeniería)
Cooperación Científica y Técnica

UADE (Universidad Argentina de la Empresa)
Estudios Económicos

UTN (Universidad Tecnológica Nacional)
Instituto de habilitación y acreditación de Instaladores

Universidad Nacional del Sur
Estudios, asesoramiento y Proyectos de investigación en temas eléctricos.

Universidad Pontífica de Comilllas (España)
Elaboración de la metodología para la aplicación de las NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES (Segunda Etapa, en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión)

Universidad Nacional de Lanus
Informática Jurídica

CNEA (comisión Nacional de Energía ATómica)
Auditoría Emisiones Gaseosas de Centrales Térmicas

UBA – Facultad de Ciencias Económicas
Asistencia Técnica

Universidad de Misiones
Controles ambientales bajo el sistema de transporte

Centro Argentino de Ingenieros
Asistencia Técnica

Universidad Nacional de San Martín
Asistencia Técnica

Universidad Católica de Córdoba

Las Audiencias Públicas de 1998

De conformidad con las disposiciones de la Ley 24.065, y de acuerdo con el procedimiento fijado en el Reglamento de Audiencias Públicas aprobado mediante Resolución ENRE Nº 39/94, se han celebrado, en el lapso que va desde el 1º de enero al 31 de diciembre de 1998, 26 Audiencias Públicas, tal como se detalla en el siguiente resumen:

Fecha	Resolución ENRE N°	Expediente ENRE N°	Objeto de la Audiencia
15/01/98	1375/97	4089/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por EDELAP S.A. para la realización de un conjunto de obras que comprenden, la construcción y montaje de la nueva Subestación Gonnet de 132/13,2 kV, 2x40 MVA (132/13,2 kV), la construcción de una nueva línea de 132 kV de 5.200 m y obras complementarias accesorias.
22/01/98	1333/97	4173/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por EDET S.A. para la realización de un conjunto de obras que comprenden, el seccionamiento de la línea Cabra Corral - Tucumán Norte de 132 kV perteneciente a TRANSNOA S.A., para alimentar la E.T. Trancas a construir, en la que se instalará un transformador de 132/33/13,2 kV de 15/15/10 MVA., y obras complementarias accesorias
28/01/98	1155/97	3690/97	Resolver sobre el otorgamiento del certificado de Conveniencia y necesidad Pública de la ampliación a la capacidad de transporte presentada por la Transportista DISTROCUYO S.A. correspondiente al reeplazo de los interruptores, transformadores y seccionadores de la ET San Juan.
17/02/98	1333/97	4173/97	Segunda Etapa. Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por EDET S.A. para la realización de un conjunto de obras que comprenden, el seccionamiento de la línea Cabra Corral - Tucumán Norte de 132 kV perteneciente a TRANSNOA S.A., para alimentar la E.T. Trancas a construir, en la que se instalará un transformador de 132/33/13,2 kV de 15/15/10 MVA., y obras complementarias accesorias
11/03/98	230/98	4250/97	Analizar el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la empresa "COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA DE PUNTA ALTA Ltda" para conectarse a la Estación Transformadora "PUNTA ALTA", propiedad de "TRANSBA S.A." ;y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión 132 kV que conecta la E.T. "PUNTA ALTA" y la futura E.T. "PUNTA ALTA (Coop)" 132/33/13,2 kV, 2x15/10/10 MVA,
16/03/98	579/98	3772 /97, 3797/97; 4475/97	Analizar el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la empresa "CAPEX" para incorporar una unidad turbovapor de 270 MW, a conectarse en la E.T.Chocón Oeste, propiedad de TRANSENER S.A; y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión de 500 kV línea que vinculará la "E.T. Chocón Oeste " con la E.T. " C.T. Agua del Cajón 500 kV" .
16/03/98	238/98	3772/97; 3797/97; 4475/97	Analizar el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la empresa "CAPEX" para incorporar una unidad turbovapor de 270 MW, a conectarse en la E.T.Chocón Oeste, propiedad de TRANSENER S.A; y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión de 500 kV línea que vinculará la "E.T. Chocón Oeste " con la E.T. " C.T. Agua del Cajón 500 kV" .
23/03/98	237/98	4207/97	Analizar la solicitud de acceso y ampliación a la capacidad de transporte presentada por La Empresa Provincial de Energía de Santa Fe para la instalación de un Transformador 500/132 kV de 300 MVA en la E.T. Rosario Oeste, propiedad de TRANSENER S.A.
7/04/98	548/98	4741/98	Considerar el pedido de autorización solicitado por Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.) y de la sociedad controlante de ésta última DISTRILEC INVERSORA SOCIEDAD ANÓNIMA para adquirir las acciones de la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE MENDOZA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEMSA),

			a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional para la venta de las acciones clase "A", conforme lo dispuesto por el artículo 32 de la Ley 24.065.
21/04/98	579/98	3772/97; 3797/97; 4475/97	Analizar el otorgamiento a favor de "CAPEX S.A." del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública necesario para la ampliación de la capacidad de transporte de Energía Eléctrica en la Región del Comahue, Pcia. de Neuquén, consistente en la construcción de la Estación Agua del Cajón 500 kV y de la línea de alta tensión de 500kV que vinculará la "E.T. Chocón Oeste existente (propiedad de TREANSENER S.A.) con la E.T Agua del Cajón 500 kV (a construirse). Así mismo se analizará la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte de Energía Eléctrica, presentada por la misma "CAPEX S.A." para incorporar una unidad generadora turbovapor de 270 MW, a conectarse en la mencionada E.T. "Agua del Cajón 500 kV".
29/05/98	644/98	4689/98	Tratar las modificaciones que, con relación a las estipulaciones contenidas en el Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión, prevé el Contrato de Concesión de Transener S.A. en los artículos 2º y 8º del Subanexo II-A y 8º y 28º del Subanexo II-B. Las normas citadas preven: a) el cálculo de la remuneración por energía eléctrica transportada que regirá en el próximo período tarifario (1998-2003), concepto que será calculado por CAMMESA y aprobado por el ENRE; b) la determinación del coeficiente de estímulo a la eficiencia que regirá para el próximo período tarifario; c) establecimiento, por el ENRE, de un sistema de premios a la calidad para los dos períodos tarifarios siguientes, y d) la recategorización de las líneas A, B y C de transmisión de energía eléctrica
30/07/98	925/98	4190/97	Analizar el otorgamiento a favor de"PLUSPETROL." , "CENTRAL TÉRMICA SAN MIGUEL DE TUCUMÁN S.A.", "AVE FENIX ENERGIA S.A." y "CENTRAL TERMICA GÜEMES S.A" del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública necesario para la ampliación de la Capacidad de Transporte de Energía Eléctrica del corredor Centro – NOA, a través de la instalación de un banco de capacitores serie a conectarse en la Estación Transformadora Recreo, de propiedad de TRANSENER S.A, en la provincia de Catamarca.
25/08/98	1021/98	4199/98	Resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa EDENOR S.A. para la realización de un conjunto de obras de traslado de las líneas de alta tensión 2 x 220 kV que unen la Subestación N° 067 Morón con la Subestación N° 160 Rodriguez (Ternas 41/43 y 45/47) y la línea aérea de alta tensión 1 x 132 kV que vinculan las Subestaciones N° 067 Morón y N° 165 San Miguel (Terna 633) de sus actuales emplazamientos, en la zona abarcada por el Golf club Argentino y su club de Campo, en la Localidad de Bella Vista, Partido de San Miguel, Provincia de Buenos Aires.
27/07/98	1319/98	4689/98	La Audiencia Pública tiene como objeto analizar, con relación a la remuneración de la Compañía de Transportede Energía Eléctrica en Alta Tensión (TRANSENER S.A.): a) Las previsiones de inversión y costos operativos presentados por TRANSENER S.A.; b) El monto de capital sobre el cual TRANSENER S.A. entiende que debe aplicarse la tasa de rentabilidad; c) La tasa de rentabilidad propuesta por TRANSENER S.A.; d) El nivel de la remuneración implícito en la presentación de TRANSENER S.A.; El modo en que se trasladaría a los distintos usuarios del sistema de transporte, una eventual diferencia que pudiera surgir entre la remuneración que finalmente resulte aprobada y la que correspondería estrictamente con lo dispuesto en los artículos 1; 2; 3 y 4 de la Resolución ENRE N° 1319, que aprueban la remuneración por el concepto de energía eléctrica transportada, el factor de estímulo a la eficiencia, el sistema de premios y la recategorización de líneas para el segundo período tarifario.

10/09/98	1326/98	4478/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la provisión e instalación de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, para la E.T. Recreo 500 kV, propiedad de TRANSENER S.A.
17/09/98	1367/98	4896/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, solicitado por la Empresa Distribuidora de Catamarca, EDECAT S.A. para la ampliación a la capacidad de transporte consistente en la construcción de las Estaciones Transformadoras Belén y Tinogasta de 132/34,5/13,8 kV y obras complementarias accesorias
7/09/98	1325/98	5454/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por Central Costanera S.A. y la empresa Comercializadora de Energía del Mercosur S.A., para la construcción de la Instalación de Interconexión Internacional, que se extenderá desde la Estación Transformadora Rincón de Santa María, ubicada en la localidad de Ituzaingó, Provincia de Corrientes, atravesando la localidad de Santo Tomé, hasta la localidad de Garabí, donde se fija el nodo frontera;
14/09/98	1321/98	5334/98 y 4544/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en el reemplazo en la Estación Transformadora 500/132 kV BAHIA BLANCA, de un transformador existente de 500/132 kV - 150 MVA, por una unidad de 500/132 kV - 300 MVA
3/09/98	1521/98	5244/98	Resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para un conjunto de obras que implican la construcción y montaje de las nuevas Subestaciones Nº 365 "Pantanosa" de 220/132 kV, 1 x 300 MVA, Nº 363 "Marcos Paz" de 132/33 kV – 2 x 20 MVA, Nº 261 "Pontevedra" de 132/13,2 kV – 2 x 40 MVA, con sus obras complementarias y accesorias, y de la Línea de Alta Tensión 2 x 132 kV que vinculará las mencionadas subestaciones
11/11/98	1537/98	4842/98	Analizar el otorgamiento a favor de "TRANSPA S:A" del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la Capacidad de Transporte de Energía Eléctrica, consistente en la instalación de un autotransformador de 132/33/13,2 kV de 20 MVA y equipo electromecánico vinculado en la E.T. Pico Truncado 1 de propiedad de TRANSPA S.A. ubicada en la provincia de Santa Cruz
17/11/98	1578/98	5556/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte solicitada por las empresas Central Costanera S.A., agente generador del Mercado Eléctrico Mayorista, y la empresa Comercializadora de Energía del Mercosur S.A., participante del Mercado Eléctrico Mayorista, consistente en la ampliación del sistema de barras de la playa de 500 kV de la E.T. Rincón Santa María, y el equipamiento del campo 03 con los equipos de maniobra, medición, y protección, control, telesupervisión, etc. necesarios para permitir el acceso de la línea de Alta Tensión de Interconexión Internacional entre la mencionada estación y el nodo frontera Garabí, conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte.
17/12/98	1710/98	5024/98	Resolver acerca de las modificaciones que, con relación a lo estipulado en el Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, prevé el Contrato de Concesión integrante del Acta de Transferencia del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la región del Comahue, a las Provincias de Río Negro y del Neuquén aprobada por Resolución SE Nº 229/93, en los artículos 2º, 8º y 14º del Subanexo I, referidos a: *a)* el cálculo de la remuneración por energía eléctrica transportada que regirá para el próximo período tarifario, y *b)* la determinación del coeficiente de estímulo a la eficiencia

21/12/98	1732/98	2997/98	Analizar la Conveniencia de la modificación de la traza original, aprobada oportunamente por Resolución ENRE Nº 866/97, para el tramo comprendido entre el vértice 23 y el 34, de la línea que transcurre entre la Estación Transformadora "Villa Quinteros" y la Estación Transformadora "Andalgalá" solicitada por la empresa EDECAT S.A.
22/12/98	1709/98	5113/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la construcción de dos Lineas de Alta Tensión de 132 kV, una entre la E.T. Recreo 500/132 kV, ubicada en la Provincia de Catamarca, propiedad de "TRANSENER S.A." y la E.T. Frias 132/13,2 kV, ubicada en la Provincia de Santiago del Estero, propiedad de "TRANSNOA S.A." y la otra entre la mencionada E.T. Recreo 500/132 kV y la localidad de San Martín, Provincia de Catamarca, incluídas las obras de acceso a la estaciones y desarticulación de la "T" rigida en esta última localidad
12/01/99	1714/98	5687/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente la construcción de la E.T. Burrucayu 132/33 kV, en la localidad homónima de la Provincia de Tucumán.
28/01/99	1831/98	5579/98	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la construcción de una Linea de 132 kV, que unirá la Estación Transformadora 132 kV PIRANE, en la Provincia de Formosa, y la Estación Transformadora 132 kV GENERAL SAN MARTIN, en la Provincia del Chaco, esta última propiedad de SERVICIOS ENERGÉTICOS DEL CHACO EMPRESA DEL ESTADO PROVINCIAL (S.E.C.H.E.E.P.), asi como las adecuaciones en las mencionadas estaciones transformadoras para permitir la acometida de dicha línea. la empresa "CAPEX" para incorporar una unidad turbovapor de 270 MW, a conectarse en la E.T.Chocón Oeste, propiedad de TRANSENER S.A; y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión de 500 kV línea que vinculará la "E.T. Chocón Oeste " con la E.T. " C.T. Agua del Cajón 500 kV" .

CAPITULO

9 ATENCION DE RECLAMOS DE LOS USUARIOS

De acuerdo con el artículo 2º inciso a) de la Ley N°24.065, el ENRE debe "proteger adecuadamente los derechos de los usuarios".

La relación entre los usuarios y el ENRE se encuentra enmarcada en el Derecho Público, puesto que se rige por la Constitución Nacional, la Ley N°24.065, los Contratos de Concesión, el Reglamento de Suministro y supletoriamente por la Ley N°24.240 de Defensa del Consumidor.

Según el marco regulatorio del sector eléctrico los principales derechos de los usuarios son:

Disponer de una adecuada información sobre los derechos y obligaciones de todas las partes interesadas,

Disponer del suministro solicitado en un plazo razonable,

Recibir el servicio de acuerdo con estándares de calidad determinados tanto en lo técnico como en lo comercial,

Abonar un precio justo por el servicio prestado,

Recibir una correcta atención y ágil solución a sus reclamos,

Recibir facturas claras que faciliten su comprensión.

Para asegurar el cumplimiento de los mencionados derechos y, además, ejercer el control sobre el accionar de las distribuidoras en la prestación del servicio, el ENRE destina recursos para:

Proporcionar información orientadora;

Difundir los derechos y obligaciones de los usuarios;

Recibir reclamos;

Dar trámite y resolución a los mismos; y

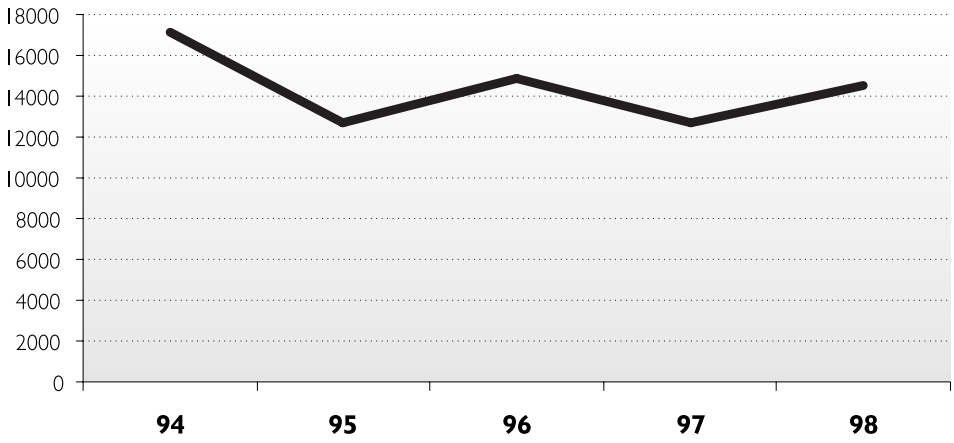
Notificar a los usuarios sobre su resultado.

Evolución reciente de los reclamos

Durante 1998, la cantidad de reclamos recibidos fue casi un 6% inferior a la registrada en 1997, y aproximadamente un 8% menor al promedio anual de reclamos del período 1994-1998.

	1994	1995	1996	1997	1998
Reclamos	17908	13942	16882	15340	14488

Evolución de Reclamos 1994-1998



El 49% de los reclamos fue realizados por clientes de EDESUR, un 44% por clientes de EDENOR y el resto por clientes de EDELAP.

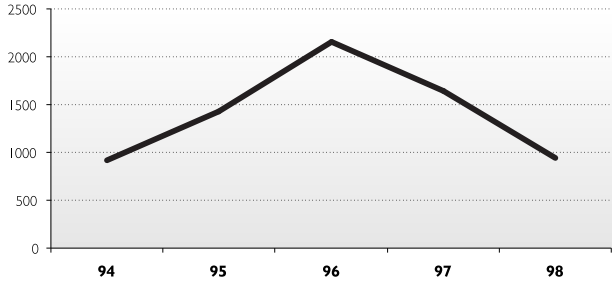
Reclamos por empresas

Empresa	Reclamos
Edelap	942
Edenor	6461
Edesur	7085
Total	14488

La referida disminución del número total de reclamos de clientes de las 3 distribuidoras se debió exclusivamente a que los reclamos de usuarios de EDELAP se redujeron en más de un 40%.

Evolución de Reclamos de Edelap 1994-1998

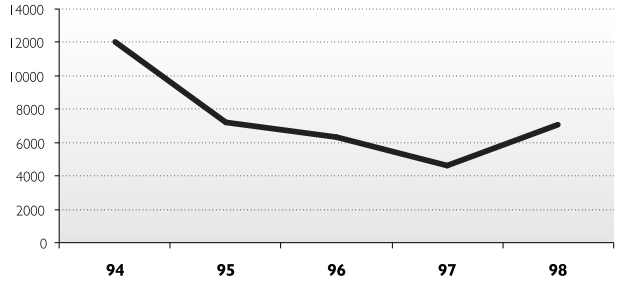
	1994	1995	1996	1997	1998
Reclamos	915	1425	2158	1647	942



Contrariamente, los reclamos de clientes de EDESUR crecieron más de un 50%.

Evolución de Reclamos de Edesur 1994-1998

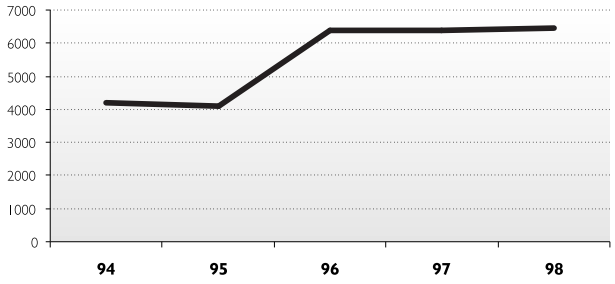
	1994	1995	1996	1997	1998
Reclamos	12004	7184	6325	4646	7085



EDENOR, por su parte, mantuvo casi el mismo número de reclamos que el año anterior.

Evolución de Reclamos de Edenor 1994-1998

	1994	1995	1996	1997	1998
Reclamos	4210	4108	6374	6396	6461



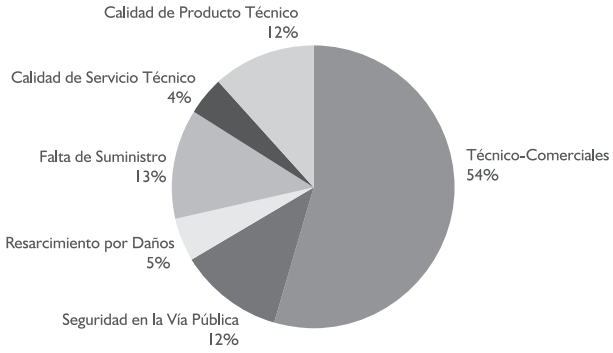
No obstante lo anterior, EDENOR tiene una performance superior en más de un 10% respecto de EDESUR y EDELAP en términos de reclamos por número de usuarios.

Reclamos cada 10.000 usuarios

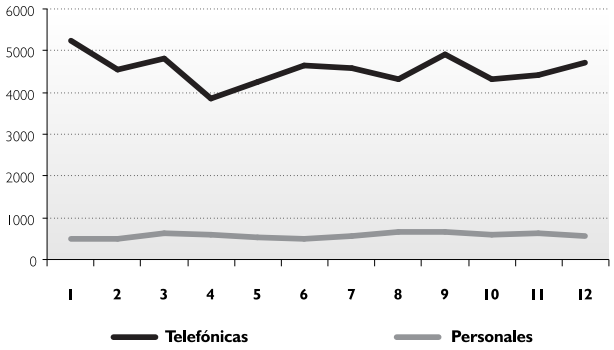
Empresa	Reclamos
Edelap	33,92
Edenor	29,42
Edesur	34,10

Clasificación de reclamos por categoría - 1998

Técnico-Comerciales	7869	598	2589	4682
Seguridad en la Vía Pública	1754	48	1010	696
Resarcimiento por Daños	725	23	332	370
Falta de Suminsitro	1823	79	1238	506
Calidad de Servicio Técnico	624	28	342	254
Calidad de Producto Técnico	1693	166	950	577
Total	**14488**	**942**	**6461**	**7085**



Evolución de la Atención a Usuarios 1998



Resoluciones AU emitidas durante 1998

	Hace Lugar	No hace Lugar	Total
Total	2710	658	3368,00
Porcentaje	80,46%	19,54%	100%

La cantidad de agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.), sujetos a control ambiental, prácticamente no varió en el curso de este período. Según el informe anual de CAMMESA de 1998, del conjunto de agentes, el ENRE tiene jurisdicción en los aspectos ambientales, sobre un conjunto de 71 (setenta y un) empresas, cuyas actividades son las que se señalan en el cuadro siguiente:

Empresas agentes del MEM sujetas al Control Ambiental	
GENERADORES TÉRMICOS	29 (veintinueve)
GENERADORES HIDROELÉCTRICOS	14 (catorce)
GENERADORES HIDROTÉRMICOS	1 (uno)
AUTOGENERADORES	12 (doce)
COGENERADORES	3 (tres)
TRANSPORTISTAS (PRINCIPAL Y TRONCALES O DISTROS)	9 (nueve)
DISTRIBUIDORES	3 (tres)

Los generadores conforman, al 31 de diciembre de 1998, un parque con las siguientes características de potencia y energía generada:

POTENCIA INSTALADA al mes de diciembre 1998 (MW)	
TURBO VAPOR	4548
TURBINAS A GAS	3161
NUCLEARES	1005
HIDROELÉCTRICAS	8668
CICLO COMBINADO	1513
TOTALES	**18899 MW**

Energía Generada durante 1998	
TÉRMICA	31243
HIDRÁULICA	28907
NUCLEAR	6926
IMPORTACIÓN	1908
TOTAL	**67076 (GWh)**

La vigilancia de las emisiones gaseosas en las centrales térmicas, continuó efectuándose con la colaboración del Grupo de Monitoreo Ambiental de la Comisión Nacional de Energía Atómica, con la cual el ENRE renovó el convenio correspondiente. Este control fue realizado mediante mediciones en los conductos de cada central y a través de auditorías de los procedimientos que cada agente utiliza durante sus monitoreos de emisiones a la atmósfera.

Los coeficientes de emisión por kWh generado por vía térmica, para los tres parámetros con estándares establecidos en la Resolución S.E N° 182/95, NOx (óxidos de nitrógeno), SO2 (dióxido de azufre) y M.P. (material particulado), no fueron modificados, respecto a los utilizados en el informe del año 1997.

El monitoreo de campos electromagnéticos, radio interferencia y ruido audible en líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, fue efectuado por los propios transportistas y distribuidores como actividad incorporada a cada Plan de Gestión Ambiental. El ENRE solicitó la ejecución de mediciones puntuales, para constatar algunas situaciones particulares.

Las ampliaciones del sistema de transporte o del de distribución, se hicieron a partir de la promulgación de la Res SE 77/98, teniendo como referencia los estándares fijados en ésta, para campos electromagnéticos y otras variables ambientales.

Se elaboró un proyecto de modificación de la Res ENRE N° 32/94, el que se está analizando con los distintos operadores, por la que se establecieron los contenidos mínimos de los Planes de Gestión Ambiental, a fin de incorporarle las actualizaciones que su aplicación durante cuatro años muestran como necesarias.

Los cuidados ambientales que las empresas vinculadas al MEM durante la etapa de construcción de líneas de alta tensión fue motivo de la preparación de un pliego tipo el que se puso a consideración de las Asociaciones que nuclean a transportistas y distribuidores (ADEERA y ATEERA), con cuyos comentarios se confeccionó el texto definitivo del pliego.
Este documento, preparado a partir del informe final presentado por la empresa Consersa S.A. en virtud de un contrato de consultoría celebrado con el ENRE durante el año 1997.

Normativa de Aplicación

Las novedades producidas y que se incorporaron al cuerpo normativo preexistente, fueron las siguientes:

Resolución SE N° 77/98, publicada en el Boletín Oficial del 18 de marzo de 1998.

La Resolución toma en consideración los aspectos ambientales vinculados al diseño, a la construcción y a la operación de sistemas de transporte y distribución de energía

eléctrica y especialmente a los derivados del impacto visual y de los campos eléctricos, magnéticos, ruido audible y radio interferencia que su funcionamiento origina en su proximidad.

A los efectos de proceder al análisis de los aspectos sanitarios relacionados con los campos electromagnéticos producidos por los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica, a partir del mes de diciembre de 1997, se reunió en sede del ENRE, un comité técnico integrado por representantes del Ministerio de Salud y Acción Social, de la Secretaría de Energía, de la Secretaría de Ciencia y Técnica y del propio ENRE.

Durante las reuniones mantenidas desde fines de 1997, se analizó la propuesta de estándares de campos eléctricos y magnéticos recomendados por la Secretaría de Energía. Con el consenso del comité, los estándares fueron incluidos en la Resolución S.E. N° 77/98, ya comentada.

El Comité ha propuesto el desarrollo de un plan de actividades, en el que se han incluido entre otras, la operación de una base de datos actualizada sobre la incidencia de los CEM de baja frecuencia (50 Hz) en la salud humana, la continuación del programa de mediciones de CEM en el sistema eléctrico y el diseño y ejecución de actividades de investigación relacionadas con este tema. A estos fines se contará con la colaboración del Concejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) que se incorporó al Comité en el mes de junio de 1998.

Resolución ENRE N° 1724/98, publicada en el Boletín Oficial del 7 de diciembre de 1998, aprueba el " Instructivo para la medición de campos eléctricos y magnéticos, ruido audible y radio interferencia".

El contenido de este instructivo, tuvo como antecedente el informe final presentado por el Departamento de Electrotecnia de la Universidad de Buenos Aires, en cumplimiento del Convenio Particular N° 6 firmado con el ENRE, como parte integrante de un acuerdo marco preexistente.

El anexo a la resolución citada, resume en términos prácticos, la interpretación de normas y prenormas generadas en organismos especializados reconocidos internacionalmente y permite acotar las cuestiones mas trascendentes para que las mediciones que se registren e informen al ENRE, tengan la confiabilidad necesaria.

Los cuatro parámetros abordados en esta Resolución, son los que en la Resolución SE 77/98 se fijaron límites de cumplimiento obligatorio.

Resolución ENRE N° 1725/98 publicada en el Boletín Oficial el 7de diciembre de 1998

Esta resolución reemplaza a la Resolución ENRE N° 953/97 y establece las pautas para la elaboración de la documentación a presentar como Evaluaciones de Impacto Ambiental

(EIAs) de instalaciones de transporte y distribución que los agentes del MEM deseen ampliar o modificar o de nuevos sistemas que se incorporen a los existentes.

La obligatoriedad de la presentación de las EIAs, se establece para los proyectos en que corresponda el otorgamiento por parte del ENRE, del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública. Para los proyectos no comprendidos por ese requisito, los criterios y directrices incluidos en esta Resolución, constituyen una guía de referencia par la elaboración de los informes ambientales correspondientes a cada proyecto, los que deben estar disponibles para la consulta del ENRE cuando éste lo disponga.

Reemplazo de la Resolución ENRE N° 32/94.

La experiencia acumulada en la aplicación de la Resolución N° 32/94, que establece los contenidos mínimos de los Planes de Gestión Ambiental que cada agente del MEM debe presentar al ENRE, ha permitido elaborar este proyecto de Resolución modificatoria de la anterior, cuyas modificaciones mas trascendentes son :

- Se introduce la obligación de implantar dentro de cada empresa, un Sistema de Gestión Ambiental (SIG), como garante del efectivo cumplimiento del PGA. El ENRE se reserva de todos modos, la auditoría de esos sistemas y de los resultados.

- Se propicia la acreditación de los agentes a las Normas ISO Serie 14.000, relativas a los SIG, como una manera de tender al autocontrol de la gestión ambiental. En caso de contar con esa certificación, no será necesaria la aprobación del PGA por parte de este ente y el esfuerzo de control será menor en razón de las auditorías internas y externas que involucra el cumplimiento del sistema de gestión ambiental, bajo esa certificación.

A la fecha, se está en la etapa de consultas con los agentes controlados, como ha sido de práctica en la adopción de la normativa ambiental.

Actividades de Control desarrolladas

La verificación del cumplimiento de las obligaciones ambientales por parte de los agentes del MEM fue efectuada a través de:

Planes de Gestión Ambiental

La revisión de las propuestas de Plan de Gestión Ambiental (PGA) efectuadas por las empresas y el seguimiento de las actividades comprometidas, a través de los informes trimestrales de avance, han mostrado ser un mecanismo idóneo como parte de las tareas de control. La cantidad de PGA aprobados durante el periodo ha sido de 13 (trece) planes.

El contenido de estos PGA, responde esencialmente a la Resolución ENRE N° 32/94. Atento a que en gran medida las tareas de remediación de situaciones detectadas durante el proceso de privatización se habían concluido en períodos anteriores, a partir de 1997, los programas principales de los PGA fueron los de monitoreo ambiental, capacitación de personal y preparación de planes de contingencia.

El manejo de las cuestiones ambientales se ha consolidado en las empresas del sector eléctrico. A partir de las resoluciones y el seguimiento del ENRE se han creado áreas específicas con responsabilidad sobre estos temas y se han dado pasos concretos en la implantación de Sistemas de Gestión Ambiental en cada una de ellas. Varios agentes han iniciado las tareas inherentes a la solicitud de su certificación en Normas ISO 14.000, lo que constituye un elocuente indicador de este proceso de cambio.

Auditorías ambientales

La realización de auditorías ambientales, que constituye un complemento importante en la supervisión de las obligaciones ambientales no ha podido desarrollarse como hubiera sido conveniente, por falta de recursos presupuestarios. En especial se retrasó la iniciación del programa de auditorías en las instalaciones de transportistas y distribuidores. En cuanto a las centrales de generación térmica, se auditaron tres unidades de generación de Generadora Córdoba S.A., mediante la contratación de consultoría privada.

Los resultados de estas auditorías, indicaron un interesante compromiso empresario con los aspectos ambientales, teniendo en cuenta que se trataba de una empresa que se había hecho cargo de esas unidades pocos meses antes de la fecha de la auditoría.

Medición de emisiones gaseosas de las centrales térmicas

Tal como se ha mencionado en la introducción de este capítulo, se continuaron las campañas de monitoreo de emisiones a la atmósfera por parte de las centrales de generación térmica y se iniciaron los primeros pasos para orientar las futuras acciones del personal del Grupo Monitoreo Ambiental de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), hacia las auditorías de los registros de los propios operadores.

Durante 1998 se efectuaron auditorías de las mediciones que efectuaron los generadores térmicos, las que correspondieron a una gran mayoría de las centrales integrantes del parque. Las observaciones que a la CNEA le mereció el procedimiento empleado en cada una de las auditorías, fue comunicado a los generadores para que efectúen las correcciones correspondientes. La experiencia adquirida a partir de estas auditorías, se aplicó a la propuesta de normas de procedimientos para la medición, registro e informe de emisiones a la atmósfera que cada generador debe llevar.

Sin perjuicio de ello, los operadores continuaron efectuando los autocontroles que establece la Resolución SE N° 182/95 y han remitido los resultados de ellos formando parte de los informes trimestrales de avance de los Planes de Gestión Ambiental.

El análisis de la prospectiva de las emisiones, puede hacerse contando con factores de emisión lo mas ajustados posibles a la situación del parque de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para los tres parámetros regulados por la Resolución SE N° 182/95 óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO2) y material particulado (MP), estos coeficientes han sido calculados a partir del año 1995. En el cuadro siguiente se presentan los valores para estos coeficientes, al 30 de diciembre de 1998, conjuntamente con las cifras totales de emisiones en el periodo y los consumos de combustible. La asignación del consumo de Gas Natural entre equipos Turbo Vapor y Turbo Gas se obtuvo de los registros de CAMMESA.

Emisión de Contaminantes a la Atmósfera desde las Centrales de Generación Térmica

Consumo de combustibles AÑO	1995	1996	1997	1998
Gas Natural	6.640.445	8.050.347	7.621.966	7.732.899
Fuel oil	479.734	614.826	342.004	761.059
Gas oil	20.370	43.470	17.376	11.076
Carbón	707.589	553.005	503.459	455.926

Expresados en toneladas y miles de m3.
La utilización de Gas natural fue : en TG 3.234.693 Dm3
en TV 4.387.273 Dm3
Fuente : CAMMESA (informe anual 1998)

Emisiones Totales a la Atmósfera (tn/año)

AÑO	1997	1998
SO2 (dióxido de azufre)	8.445	10.750
NOx (óxido de nitrógeno)	32.580	36.626
MP (material particulado)	1.134	841

Estos valores fueron calculados con los coeficientes de emisión de los años 1997 y 1998, los que constituyen un ajuste de los empleados hasta el año 1996.

Emisiones por Unidad de Energía Generada (kg/Mwh generado)

AÑO	1995	1996	1997	1998
NOx	1,09	1,15	1,12 (*)	1,19 (*)
SO2	0,41	0,35	0,29	0,34
MP	0,05	0,04	0,04	0,03

Si se ajustan los coeficientes de emisión para los año 1997 y 98, de NOx para las turbinas a gas, dado la gran participación de unidades nuevas, el valor (*) se reducirá a 0,95 Kg. para ambos años, valor este que con las nuevas incorporaciones seguirá disminuyendo.

Coeficientes de Emisión del Parque Térmica de Generación - 1998
(kg de contaminante por Dm3 o Tn de combustible quemado)

COMBUSTIBLE	FUEL-OIL	GAS NATURAL	CARBÓN
TV (grupo turbo-vapor)			
NOx	6,09	3,16	5,22
SO2	7,26	0,31	9,00
MP	0,59	0,13	0,63
TG (grupo turbo-gas)			
NOx		4,33	
SO2		0,022	
MP		0,014	

Iniciación de sumarios por incumplimiento de la normativa ambiental

Durante este período y como consecuencia de las tareas de control enunciadas en los ítems anteriores, se detectaron infracciones a la normativa ambiental, que redundaron en la solicitud de iniciación de 33 (treinta y tres) sumarios.

La substanciación de los mismos proseguía a la finalización del período, con las etapas de formulación de cargos, recepción de descargos por parte de las empresas y aplicación de las sanciones si correspondiere, etc., siguiendo los procedimientos administrativos establecidos, para la substanciación de sumarios administrativos.

La gran mayoría de las infracciones detectadas, se refieren a la falta de presentación de la documentación exigida planes de gestión ambiental, informes periódicos de cumplimiento de dichos planes) o presentación fuera de término de dicha documentación.

Del resto, sólo en un caso tal solicitud respondió a la no instalación de equipos de monitoreo continuo en chimeneas y en otro a la vulneración de los límites permisibles de emisiones a la atmósfera, establecidos en la Resolución SE N° 182/95.

Estudios especiales

Participación del Sector Eléctrico en la producción de gases de efecto invernadero.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que entró en vigor en marzo de 1994, dio origen a cuatro sesiones de la Conferencia de las Partes, órgano máximo de la Convención. La última de ellas, la cuarta, se efectuó en Buenos Aires entre el 2 y el 13 de Noviembre de 1998.

A efectos de llevar a cabo en forma eficiente las acciones vinculadas a esa Convención, el PEN dictó el Decreto 822/98 (16/07/98) creando al Oficina Argentina de Implementación Conjunta (O.A.I.C.), y la Secretaría de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable, dictó la Resolución N° 688/98 (27/08/98), creando la Comisión Técnica, destinada a elaborara la propuesta de la posición nacional ante la IV Conferencia de la Partes, que se celebró en Buenos Aires.

La Secretaría de Energía integró la antedicha Comisión Técnica y el ENRE, colaboró con ésta, en particular en lo referido a la elaboración del " Inventario de Gases de Efecto Invernadero" y específicamente en la evaluación del sector eléctrico en la generación de CO2 (anhídrido carbónico) y de Nox (óxidos de nitrógeno).

La composición del parque de generación, con un alto porcentaje de generación hidroeléctrica, una generación nuclear que satisface del orden del 10 a 11 % de la demanda y una alta proporción de uso de gas natural como combustible, se traducen en una relativamente escasa participación del sector eléctrico en el total de las emisiones de CO2 del país .Para el año 1990, ese porcentaje fue estimado en el 15,30 % y para el año 1997 en 15.03%, del total del sector energía del país.

Las emisiones totales de CO2 por año y por habitante, producidas por el sector energía, por otra parte, se han estimado en 1 tn/hab.año expresada como Carbono o de 3,66 tn/hab.año si se expresa como anhídrido carbónico (CO2).

Estudios de Impacto Ambiental Atmosférico

A raíz del pedido de autorización de la ampliación de las Centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto y de la Central Costanera, presentados respectivamente por Central Puerto S.A. y Central Costanera S.A. , se procedió a evaluar la documentación referida al Impacto Ambiental Atmosférico que dichas ampliaciones podrían producir para distintos escenarios posibles de emisiones a la atmósfera.

Ambos estudios fueron realizados con la colaboración del Grupo de Monitoreo Ambiental de la CNEA y en base al resultado de los mismos se emitieron las resoluciones autorizando dichas ampliaciones y las condiciones en las que se otorgaban las mismas. En ambos casos, las empresas peticionantes, deberán operar sendas redes de calidad del aire, en las proximidades de las centrales, en las épocas mas críticas para el entorno atmosférico y validar las hipótesis de impacto incluidas en la documentación presentada al ENRE.

El Presupuesto de la Administración Nacional para el ejercicio 1998, sancionado por la Ley N° 24.934, fijó un presupuesto total para el organismo de $ 20.000.508.

El siguiente cuadro muestra la Cuenta Ahorro -Inversión - Financiamiento (en pesos) aprobada en la citada Ley.

	Importe en $
I INGRESOS CORRIENTES	20.000.508
Ingresos no tributarios	20.000.508
Tasa de Fiscalización y control	20.000.508
II GASTOS CORRIENTES	14.516.245
Gastos de consumo	13.931.245
Gastos Figurativos	585.000
III Resultado Económico – AHORRO (I) – (II)	5.484.263
IV GASTOS DE CAPITAL	1.612.000
Inversión Real Directa	1.612.000
V RESULTADO FINANCIERO (III) – (IV)	3.872.263
VI APLICACIONES FINANCIERAS	3.872.263
Inversión Financiera	3.872.263

Financiamiento

El presupuesto del ENRE se financia íntegramente con recursos propios, fuente de financiamiento 12, provenientes del cobro de la tasa de fiscalización y control, que abonan los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo con lo previsto en los artículos 20, 66 y 67 de la Ley N° 24.065.

Al igual que en ejercicios anteriores, el índice de cobranza fue muy elevado, habiéndose aplicado en los casos de retraso en las cancelaciones lo previsto en el artículo 69 de la ley citada, y los intereses fijados de acuerdo con lo dispuesto por Resolución ENRE N° 7/94.

Gastos operativos

Del cuadro expuesto se desprende que los gastos operativos del organismo expresados como gastos de consumo y de capital ascendieron a la suma de $ 15.543.245.

Programas o categorías equivalentes

El ENRE desarrolla dos programas o categorías equivalentes que son:

Código	Denominación	Unidad Ejecutora	Crédito
16	Regulación y Contralor del Mercado Eléctrico	Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad	15.543.245
99	Excedentes Financieros y Contribución a la Secretaría General de la Presidencia de la Nación		585.000
	TOTAL		16.128.245

Recursos Humanos

La planta de personal permanente del ENRE aprobada por la citada Ley de Presupuesto fue incrementada en diez (cargos), ascendiendo a noventa (90) cargos, de los cuales cinco (5) corresponden al Directorio.

Disminución del Crédito

Durante el ejercicio se produjeron disminuciones del crédito aprobado a través de:

1. La Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 361/98 dispuso una disminución de los créditos presupuestarios y de los recursos y fuentes financieras de las jurisdicciones y entidades de la Administración Nacional.

   Tal decisión tuvo como propósito paliar las dificultades en la percepción de los recursos estimados como consecuencia, entre otros, de las condiciones climáticas adversas registradas en el país, como así también el impacto de la crisis de los mercados internacionales.

2. La Resolución del Secretario de Hacienda N° 409/98 redujo el crédito de los Gastos Figurativos de la Administración Nacional para transacciones corrientes destinados a la Secretaría General de la Presidencia de la Nación en $ 292.500

El ENRE vio así disminuido sus créditos en los conceptos y por los importes siguientes:

Denominación	Importe en $
Recursos Propios	-919,984
DA Nº 361/98	-919.984
Resolución SH Nº 409/98	-292.500
Servicios Económicos (I + II)	-627.484
I Gastos Corrientes	-541.429
Bienes de Consumo	-29.032
Servicios no Personales	-512.397
II Gastos de Capital	-86.055
III Gastos Figurativos	-292.500
Contribución a la Administración Central	-292.500
Secretaría General Presidencia de la Nación	-292.500

Tal reducción en los créditos tuvo como contrapartida un incremento por igual importe en los Activos Financieros, que elevó las Disponibilidades en Caja y Bancos de $ 3.872.000 a $ 4.791.984.

El cuadro que a continuación se expone muestra en detalle la reducción operada a nivel de inciso.

Créditos por Inciso		
	Créditos aprobados	Reducción
I. Gastos corrientes y de capital	15.543.245	-627.484
Gastos en personal	7.285.245	0
Bienes de Consumo	346.000	-29.032
Servicios no personales	6.300.000	-5112.397
Bienes de Uso	1.612.000	-86.055
II. Gastos Figurativos	585.000	-292.500
Secret. Gral. Presidencia	585.000	-292.500
III. Activos Financieros	3.872.263	919.984
Total (I+II)	20.000.508	0

Ampliación del crédito

La Decisión Administrativa Nº 396 del 30 de julio de 1998 modificó el Presupuesto de la Administración Pública Nacional, en lo referente al ENRE, transfiriendo $ 1.950.000 de Activos Financieros a Gastos de Capital.

Tal ampliación del crédito tuvo su fundamento en la necesidad de incorporar un espacio adecuado destinado a la atención de los usuarios del servicio eléctrico, y de moderno equipamiento que permita dar respuesta adecuada a la problemática que se le presenta al organismo como regulador y controlador de la actividad desarrollada por parte de los actores del Mercado Eléctrico Mayorista.

Sin embargo, tal incremento no quedó cristalizado en las cuotas de compromiso y de devengado solicitadas para el último semestre del ejercicio, las que sufrieron un agudo recorte. Tal restricción estuvo fundamentada en la necesidad expresada por la Secretaria de Hacienda de adoptar medidas que mantuvieran las cuentas fiscales bajo control y de asegurar el cumplimiento de los metas fiscales asumidos por la Nación.

En el caso del Inciso 4, Bienes de Uso, la cuota otorgada ascendió a $ 177.000, de un total solicitado de $ 2.153.000.

Tal restricción resintió tanto el ritmo de ejecución de la obra de adecuación del nuevo edificio, como así también la renovación y actualización del equipamiento informático.

Ejecución presupuestaria

Los recortes presupuestarios y las disminuciones de las cuotas de gastos que sufrió el organismo afectaron la ejecución plena de las tareas de control y de regulación, resintiendo su eficiencia.

Los mayores requerimientos de control sobre la calidad de las prestaciones y de la seguridad pública, demandan recursos que, principalmente, se encuentran orientados a la contratación de servicios de terceros y a la incorporación de personal profesional y técnico.

La situación descripta de recortes de crédito y limitaciones en las cuotas de gastos gravitan sobre la eficacia del organismo.

12 EL ENRE Y LOS ORGANISMOS DE CONTROL

CAPITULO

El ENRE es auditado en sus procedimientos :

Internamente por la Unidad de Auditoría Interna (UAI) y la Sindicatura General de la Nación (SIGEN), organismo que depende del Poder Ejecutivo Nacional

Externamente por la Auditoría General de la Nación (AGN), organismo que depende del Poder Legislativo de la Nación a través de la Comisión Parlamentaria Mixta Revisora de Cuentas.

Unidad de Auditoría Interna del ENRE

Dependencia

La Unidad de Auditoria depende, jerárquicamente del Directorio y debe actuar coordinada técnicamente por la Sindicatura General de la Nación (SIGEN)

Funciones

La Unidad de auditoría es un servicio a toda la organización y consiste en un examen posterior de las actividades financieras y administrativas del ENRE, realizadas por los auditores que conforman la Unidad, utilizando el enfoque del modelo de control integral e integrado, el cual abarca fundamentalmente los aspectos presupuestarios, económicos, financieros, patrimoniales, normativos y de gestión de manera de asegurar la continua optimización de los niveles de eficiencia, eficacia y economía en la gestión.
A los efectos de cumplir con las condiciones de imparcialidad y objetividad las funciones y actividades desarrolladas por la Unidad de Auditoría se mantienen desvinculadas de las operaciones sujetas a su examen.
Otra de sus funciones es la de asesorar al Directorio en la determinación de normas y procedimientos inherentes al sistema de control interno y evaluar el cumplimiento posterior de dicha normativa.

Requisitos de los agentes que conforman la UAI

Los requisitos de calidad técnica de los agentes que conforman la Unidad de Auditoría son aprobados y supervisados por la Sindicatura General de la Nación (SIGEN) en concordancia con lo establecido por la Ley 24.065.

Supervisión

La Planificación Anual y Plurianual de la Unidad de Auditoría es evaluada y aprobada por el Organo de Control Interno dependiente del Poder Ejecutivo Nacional, o sea la antes mencionada SIGEN.

La Unidad de Auditoría Interna realizó proyectos relacionados con los temas que a continuación se detallan:

Auditorías efectuadas por la Unidad de Auditoria - Período 1998

Tema	Objeto
Cuenta de Inversión	Cumplimentar lo requerido en la Circular N°2/97- SGN en cuanto a la concordancia entre los valores de la ejecución presupuestaria procesados y remitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) para su validación por el Servicio Administrativo del Organismo y el cumplimiento de lo requerido en el Art. 6, primera parte de la resolución 477/97- SH, con relación a los plazos de presentación a la Contaduría General de la Nación de la conformidad del ENRE a la información precedentemente indicada.
Cierre de ejercicio	Informar los resultados obtenidos como consecuencia de la aplicación de procedimientos de auditoría de cierre del ejercicio, para el período finalizado el 31 de diciembre de 1997, en correspondencia con lo establecido por Resolución N°152/95- SGN, modificada a su vez por la Resolución 141/97- SGN.
Cuenta de Inversión	Informar lo requerido en el punto II apartado c) de la Circular N°2/97- SGN, relativa a las tareas de auditoría de la información respaldatoria de la Cuenta de Inversión 1997.
Estados Contables	Evaluar la información contenida en los estados contables del ENRE para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1997.
Presupuesto	Analizar la ejecución financiera trimestral y anual del presupuesto del ENRE.
Patrimonio	Verificar la confiabilidad y consistencia de los registros de equipamiento informático existente en el ENRE.
Patrimonio	Verificar las condiciones de seguridad y custodia de los Bienes de Uso del ENRE.
Cumplimiento de la Normativa	Dar cumplimiento a las disposiciones previstas en el Decreto 290/95 y sus modificatorios.
Cumplimiento de la Normativa	Verificar el cumplimiento de lo establecido en el Art. 2° del Decreto 494/95.
Gestión	Analizar la gestión del sector responsable de seguimiento de las sanciones establecidas por el ENRE a las empresas Distribuidoras sujetas a control,

	por incumplimientos de las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, sus correspondientes anexos y la Ley N°24.065.
Gestión	Evaluar la gestión del Area que tiene a su cargo la función de seguimiento y control de las tenencias accionarias de las diferentes unidades de negocio surgidas de las privatizaciones producidas en el sector eléctrico argentino
Gestión	Evaluar la gestión interna del sector con relación a los sistemas de control implementados para atender los aspectos relacionados con la contaminación ambiental en instalaciones de generación, transmisión y distribución.
Gestión	Evaluar la gestión interna del sector con relación a las misiones y funciones establecidas por el Directorio del ENRE en el momento de la creación del Area de Planeamiento Administrativo y Control de Gestión.

Se han agrupado en un solo ítem las auditorías repetitivas.

Sindicatura General de la Nación (SIGEN)

La Sindicatura General de la Nación (SIGEN), órgano rector del sistema de control interno que depende del Presidente de la Nación, se encuentra facultado según lo dispuesto en el art. 104 de la Ley 24.156 para:

Dictar y aplicar normas de control interno, las que deberán ser coordinadas con la Auditoría General de la Nación;

Emitir y supervisar la aplicación, por parte de las unidades correspondientes, de las normas de auditoría interna;

Realizar o coordinar la realización por parte de estudios profesionales de auditores independientes, de auditorías financieras, de legalidad y de gestión, investigaciones especiales, pericias de carácter financiero o de otro tipo, así como orientar la evaluación de programas, proyectos y operaciones;

Vigilar el cumplimiento de las normas contables, emanadas de la Contaduría General de la Nación;

Supervisar el adecuado funcionamiento del sistema de control interno, facilitando el desarrollo de las actividades de la Auditoría General de la Nación;

Establecer requisitos de calidad técnica para el personal de las unidades de auditoría interna;

Aprobar los planes anuales de trabajo de las unidades de auditoría interna, orientar y supervisar su ejecución y resultado;

Comprobar la puesta en práctica, por los organismos controlados, de las observaciones y recomendaciones efectuadas por las unidades de auditoría interna y acordadas con los respectivos responsables;

Atender los pedidos de asesoría que le formulen el Poder Ejecutivo Nacional y las autoridades de sus jurisdicciones y entidades en materia de control y auditoría;

Formular directamente a los órganos comprendidos en el ámbito de su competencia, recomendaciones tendientes a asegurar el adecuado cumplimiento normativo, la correcta aplicación de las reglas de auditoría interna y de los criterios de economía, eficiencia y eficacia;

Poner en conocimiento del Presidente de la Nación los actos que hubiesen acarreado o estime puedan acarrear significativos perjuicios para el patrimonio público;

En virtud de lo descripto precedentemente la Sindicatura General de la Nación realizó las siguientes auditorías:

Auditorías realizadas por SIGEN en el período 1998

Tema	**Objeto**
Supervisión de informes	Ejecución Plan Anual de Trabajo de la Unidad de Auditoría Interna para el período 1997.
Supervisión de Informes	Evaluación de la ejecución del cumplimiento del Planeamiento para 1998 – Primer Semestre.
Ambiente de Control	Evaluación del Ambiente de Control imperante para el período 1997 a los efectos de asegurar razonablemente : · El cumplimiento de leyes, reglamentos y directivas · El resguardo del patrimonio · La eficiencia de las operaciones · La generación de información útil, confiable y oportuna
Evaluación de la Gestión Presupuestaria	Evaluación de la ejecución presupuestaria del ENRE para el período 1998
Veedurías Informáticas	Verificación del cumplimiento de la normativa vigente en materia de contrataciones de bienes y servicios de carácter informático y de comunicaciones asociadas.

Auditoría General de la Nación (AGN)

La Auditoría General de la Nación (AGN) depende del Congreso de la Nación y está dotada de personería jurídica propia e independencia funcional y financiera.

En el art. 118 de la Ley Nº 24.156 se encuentran previstas, entre otras, las siguientes funciones para la AGN:

Fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias en relación con la utilización de los recursos del Estado, una vez dictados los actos correspondientes;

Realizar auditorías financieras, de legalidad, de gestión, exámenes especiales de las jurisdicciones y de las entidades bajo su control, así como las evaluaciones de programas, proyectos y operaciones;

Examinar y emitir dictámenes sobre los estados contables financieros de los organismos de la administración nacional, preparados al cierre de cada ejercicio;

Realizar exámenes especiales de actos y contratos de significación económica, por sí o por indicación de las Cámaras del Congreso o de la Comisión Parlamentaria Mixta Revisora de Cuentas;

Verificar que los órganos de la Administración mantengan el registro patrimonial de sus funcionarios públicos.

En virtud de lo descripto precedentemente la Auditoría General de la Nación efectuó diversas auditorías durante 1998:

Auditorías realizadas por la AGN- período 1998

Tema	**Objeto**
Auditoria de Balance	Estados Contables del ejercicio finalizado el 31/12/95. Se encuentra a la firma de los funcionarios de la AGN
Auditoria de Balance	Estados Contables del ejercicio finalizado el 31/12/96. Se encuentra a la firma de los funcionarios de la AGN

La AGN ha realizado durante 1998 diversas actividades cuyos resultados aun no han sido comunicadas a este Organismo. Entre ellas se pueden destacar las vinculadas a:

- Auditoría en Atención de Reclamos de Usuarios
- Auditoría relativa a Tarifas
- Auditoría de Calidad del Producto y Servicio Técnico
- Auditoría de Seguridad en la Vía Pública
- Auditoría del Control Interno y el Dictamen de Estados Contables para el ejercicio 1997

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Durante el año 1998 el sector eléctrico volvió a exhibir un desempeño satisfactorio. Al cabo de seis años de la transformación sustancial de sus reglas de juego, el sector eléctrico prosiguió con el desarrollo sostenido de su actividad, caracterizado por un comportamiento previsible y una prestación confiable del servicio.

En efecto, la demanda en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) creció, en todo el período 1992/98, al 6% anual. Durante 1998 la tasa registrada fue del 5,6% y la demanda de energía se elevó a 66.178 GWh. Acorde con ello, el parque de generación incrementó su potencia instalada hasta alcanzar en este año los 21.809 MW.

Cabe señalar, sin embargo, interesantes diferencias entre el primer semestre, caracterizado por un gran aporte hidráulico, y el segundo donde prevaleció la presencia térmica, a partir de una fuerte seca en la zona del Comahue. De manera que existió cierta asimetría entre las proyecciones y la realidad, ya que la contribución hídrica fue superior a la prevista en la primera parte del año e inferior en el resto. Lo contrario ocurrió, naturalmente, con la generación térmica, baja en la primera mitad y muy alta en el final del año, alcanzando en todo el período 31.243 GWh.

Es relevante mencionar que durante el año 1998 se han incorporado las últimas turbinas de la represa de Yacyretá, elevando su potencia instalada a 1.700 MW, a cota de 76 metros. También han sido incorporados al servicio casi 1.000 MW térmicos y están en muy importante grado de adelanto otros 3.400 MW.

Por otra parte, con relación al proceso de integración eléctrica regional entre los países del Mercosur, habrá que recordar especialmente una fecha: el 5 de Mayo de 1998, cuando -en la Ciudad de Porto Alegre, estado de Río Grande do Sul- se firmó el contrato entre la Companhia de Interconexao Energética (CIEN), empresa adjudicataria de la licitación internacional, y Geralsul, Furnas y Electrosul, empresas concesionarias de servicios públicos de energía eléctrica del Brasil, para la importación de 1.000 MW de potencia firme con energía asociada proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la República Argentina.

Este primer avance con vistas a la futura exportación de energía eléctrica, requiere una importante obra de interconexión entre ambos países que ha sido contemplada en el Memorándum de Entendimiento sobre el Desarrollo de Intercambios Eléctricos

y Futura Integración Eléctrica, que fue suscripto el 13 de agosto de 1997 entre la República Argentina y la República Federativa del Brasil.

Cabe recordar, antes que nada, que los flujos de exportación de energía eléctrica se materializarán gracias a las importantes inversiones producidas en el sector. Dichas inversiones permitieron el reacondicionamiento de las unidades térmicas convencionales y la incorporación de nuevos equipos de alta eficiencia (ciclos combinados) que, junto con los avances definitorios de Yacyretá, han producido excedentes exportables.

También se han registrado avances en la integración energética con Chile. Se trata de las obras destinadas a la exportación de energía hacia el norte de Chile, a través de generación local no vinculada al SADI. Tomando en cuenta estos y otros diversos proyectos de exportación, la Secretaría de Energía dio a conocer la Resolución SE N°299/98, por la cual se dispone asegurar que los niveles exportables resulten compatibles con las reservas del sistema pese a que, actualmente, las reservas son suficientes y las exportaciones previstas no afectan la oferta de energía del SADI.

En el segmento del Transporte, particularmente en lo que se refiere al sistema de transmisión eléctrica en Extra Alta Tensión, el hecho más destacable fue la revisión de la tarifa del concesionario TRANSENER y la fijación de los nuevos valores para el quinquenio julio de 1998/junio del 2003. La Resolución ENRE N°1650/98 dispuso incrementar el cargo por conexión, mantener constante el cargo por capacidad y morigerar la reducción del valor de la RVT. De resultas de ello, la remuneración global del concesionario disminuyó un 8%. Se mantuvo constante el cargo por capacidad y se incrementó el cargo por conexión para dar una doble señal a la Transportista respecto de la calidad del servicio. Por un lado, como las penalidades por fallas se calculan sobre los cargos de conexión, habrá un monto mayor para resarcir a distribuidores y grandes usuarios (que son el grueso de los clientes). Por el otro, el peso porcentual de los cargos fijos en la remuneración total ahora es mayor que antes y como la Transportista puede perder la concesión si las sanciones llegan al 15% de su remuneración, esto acota su margen de maniobra. Además y conforme a lo establecido en el contrato de concesión de la transportista, se incorporaron los premios por mejoramiento de la calidad. Estos constituyen una señal de incentivo y la empresa los obtendrá si mejora el desempeño promedio logrado durante el primer quinquenio.

Es importante señalar que el proceso encaminado a la revisión tarifaria para determinar la nueva remuneración de TRANSENER, se desarrolló a través de un amplio e intenso debate de muy alto nivel técnico que, incluso, alcanzó a los medios de comunicación, a través de los cuales no sólo los actores sino también consultores y expertos en regulación analizaron la incidencia del tema en los precios de la economía. Todos ellos protagonizaron, junto con los representantes de los usuarios, un importante intercambio de ideas en las Audiencias Públicas, convocadas y presididas por el ENRE durante los días 29 de mayo y 2 de junio de 1998, y que fue reflejado en la referida Resolución ENRE N°1650/98.

En algunas oportunidades se ha dicho que el Transporte constituye «el cuello de botella del sistema» en razón de algunas limitaciones que presentan los mecanismos dispuestos por el diseño regulatorio para ampliar sus instalaciones. Esta circunstancia ha venido afectando la calidad del servicio del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), y los transportistas han observado que su responsabilidad y, por ende, su participación se ha visto acotada a la hora de concretar las ampliaciones requeridas. Al respecto y con el propósito de facilitar la realización de nuevas obras, la Resolución N°208/98 de la Secretaría de Energía ha modificado los procedimientos relativos al reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Además, el ENRE convocó a una reunión de los miembros del MEM realizada en la localidad de Olavarría durante el mes de abril, donde se analizaron las restricciones de la red de transporte de la Provincia de Buenos Aires, atendida por TRANSBA. En un sentido general puede decirse que, al amparo de los nuevos criterios regulatorios, avanzan los correspondientes contratos de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM) con los comitentes de las obras en expansión.

También con respecto al Transporte debe agregarse que, a partir de octubre de 1997, fecha en que se adjudicó el contrato para la construcción, operación y mantenimiento de la LEAT 500kV "Cuarta Línea del Comahue", comenzó a desarrollarse una obra energética que puede considerarse entre las más importantes en el mundo. La denominada Cuarta Línea tiene una extensión de 1.292 km. en 500 kV, ampliando la capacidad de transporte de energía eléctrica de 3.300 MW a 4.600 MW en el mencionado corredor, cuya terminación fue estimada aproximadamente para el 12 de octubre de 1999, con tolerancia, admitida en distintas razones, en especial por los territorios que atraviesa, hasta fines del año 1999.

Por su parte, en el segmento de la Distribución y en lo que respecta a las áreas atendidas por EDENOR S.A. EDESUR S.A. y EDELAP S.A. bajo jurisdicción del ENRE, se ha producido un nuevo avance en la desregulación del sector. En este sentido se destaca la Resolución de la Secretaría de Energía N°423/98 que disminuyó a 50kW el límite de potencia para que un usuario pueda adquirir, por sí mismo y para uso propio, energía eléctrica de un generador o comercializador. Inmediatamente después la Resolución SE N°425/98 contempló la onerosa incidencia que hubieran debido soportar los usuarios cautivos si se les transfiriera el sobrecosto resultante de los precios de los contratos originariamente celebrados por las distribuidoras con las centrales de generación.

En cuanto a la calidad del servicio, se observa una nueva disminución de los índices de frecuencia media anual de interrupciones y del tiempo total medio anual de interrupciones. Aunque los índices son diferentes según cada empresa, en todos los casos se verifica la misma tendencia, que resulta todavía más interesante si se tiene en cuenta que los registros actuales contemplan todas las fallas, inclusive las de la red domiciliaria de baja tensión.

Las distribuidoras que actúan en la jurisdicción del ENRE han mantenido el nivel de inversiones de los años anteriores y, además, han registrado beneficios, revirtiendo los primeros años negativos, a tal punto que ya han comenzado a tributar impuestos a las ganancias, sin el beneficio de la absorción de quebrantos impositivos acumulados. Por otra parte y como ha venido ocurriendo desde 1992, la tarifa media anual ha mantenido su tendencia a la baja y, según la empresa de que se trate, las tarifas han disminuido, en términos reales, entre un 16 y un 19%.

En lo que respecta a la protección de los derechos de los usuarios, el ENRE desarrolló a lo largo del año un Programa de Capacitación destinado a fortalecer la participación de las Entidades y Organismos de Defensa del Consumidor en las instancias previas a la toma de decisiones y en las Audiencias Públicas, y a facilitar la canalización en forma adecuada de las consultas y reclamos de los clientes del servicio. Asimismo y vinculado con la misma temática, el ENRE realizó tres "Jornadas de Cooperación Institucional" con los municipios de la Provincia de Buenos Aires y el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires.

EDENOR S.A. - CUADRO TARIFARIO

		INICIAL Septiembre '92	Resolución ENRE 114/98 Febrero '98	Resolución ENRE 689/98 Mayo '98	Resolución ENRE 1318/98 Agosto '98	Resolución ENRE 1651/98 Noviembre '98	Resolución ENRE 210/99 Febrero '99
T1-R1 CF	$-bim	2.54	4.40	4.16	4.15	4.29	4.23
T1-R1 CV	$/KWh	0.061	0.082	0.079	0.080	0.082	0.085
T1-R2 CF	$-bim	13.04	15.84	15.06	15.02	15.48	15.32
T1-R2 CV	$/KWh	0.056	0.044	0.043	0.043	0.044	0.048
T1-G1 CF	$-bim	6.35	7.97	7.42	7.40	7.71	7.58
T1-G1 CV	$/KWh	0.108	0.106	0.102	0.103	0.105	0.108
T1-G2 CF	$-bim	47.14	58.03	54.76	54.64	56.51	55.70
T1-G2 CV	$/KWh	0.083	0.075	0.073	0.073	0.075	0.078
T1-G3 CF	$-bim	127.91	155.91	148.05	147.83	152.58	150.65
T1-G3 CV	$/KWh	0.063	0.050	0.049	0.050	0.050	0.054
T1-AP	$/KWh	0.074	0.070	0.066	0.066	0.068	0.070
T2 CP	$/KW-mes	6.69	8.31	7.78	7.76	8.06	7.94
T2 CE	$/KWh	0.067	0.061	0.058	0.058	0.060	0.063
T3-BT CPP	$/KW-mes	7.09	8.75	8.21	8.19	8.49	8.37
T3-BT CPF	$/KW-mes	4.81	5.25	5.21	5.21	5.25	5.25
T3-BT CEP	$/KWh	0.048	0.037	0.036	0.035	0.037	0.042
T3-BT CER	$/KWh	0.048	0.039	0.036	0.037	0.039	0.041
T3-BT CEV	$/KWh	0.047	0.038	0.036	0.036	0.036	0.038
T3-MT CPP	$/KW-mes	4.02	5.35	4.86	4.84	5.11	5.00
T3-MT CPF	$/KW-mes	2.66	2.91	2.88	2.88	2.90	2.90
T3-MT CEP	$/KWh	0.046	0.035	0.034	0.034	0.035	0.040
T3-MT CER	$/KWh	0.046	0.037	0.034	0.035	0.037	0.039
T3-MT CEV	$/KWh	0.044	0.036	0.034	0.034	0.035	0.036
T3-AT CPP	$/KW-mes	2.07	3.17	2.72	2.70	2.94	2.83
T3-AT CPF	$/KW-mes	0.40	0.44	0.43	0.43	0.44	0.44
T3-AT CEP	$/KWh	0.043	0.034	0.032	0.032	0.033	0.039
T3-AT CER	$/KWh	0.043	0.036	0.033	0.033	0.035	0.038
T3-AT CEV	$/KWh	0.042	0.035	0.033	0.033	0.033	0.035
TARIFAS SERVICIO PEAJE							
T3-BT CPP	$/MW-mes		6,161	6,051	6,048	6,124	6,360
T3-BT CPF	$/MW-mes		5,255	5,211	5,211	5,251	5,251
T3-BT CEP	$/MWh		4.18	4.04	4.01	4.16	4.80
T3-BT CER	$/MWh		4.46	4.08	4.15	4.38	4.69
T3-BT CEV	$/MWh		4.31	4.08	4.11	4.13	4.34
T3-MT CPP	$/MW-mes		2,761	2,706	2,704	2,742	2,984
T3-MT CPF	$/MW-mes		2,906	2,882	2,882	2,904	2,904
T3-MT CEP	$/MWh		2.35	2.27	2.26	2.34	2.70
T3-MT CER	$/MWh		2.51	2.30	2.33	2.47	2.64
T3-MT CEV	$/MWh		2.43	2.29	2.31	2.32	2.44
T3-AT CPP	$/MW-mes		580	563	563	573	820
T3-AT CPF	$/MW-mes		437	433	433	437	437
T3-AT CEP	$/MWh		0.91	0.88	0.88	0.91	1.05
T3-AT CER	$/MWh		0.98	0.89	0.91	0.96	1.03
T3-AT CEV	$/MWh		0.94	0.89	0.90	0.90	0.95
CARGO VARIABLE TRANSITORIO							
CVT Pico							0.35
CVT Resto							8.60
CVT Valle							16,51
SERVICIO DE REHABILITACIÓN							
T1-R	$		5.05	5.00	5.00	5.00	5.00
T1-G Y T1-AP	$		30.35	30.10	30.10	30.35	30.35
T2 Y T3	$		80.40	79.75	79.75	80.35	80.35
CONEXIONES DOMICILIARIAS							
COMUNES							
Aéreas Monofásicas	$		61.20	60.65	60.65	61.15	61.15
Subterráneas	$		190.10	188.50	188.50	189.95	189.95
Aéreas Trifásicas	$		115.80	114.85	114.85	115.70	115.70
Subterráneas Trifásicas	$		290.60	288.20	288.20	290.35	290.35
ESPECIALES							
Aéreas Monofásicas	$		160.60	159.25	159.25	160.45	160.45
Subterráneas	$		516.75	512.50	512.50	516.35	516.35
Aéreas Trifásicas	$		282.95	280.60	280.60	282.75	282.75
Subterráneas Trifásicas	$		534.25	529.80	529.80	533.80	533.80

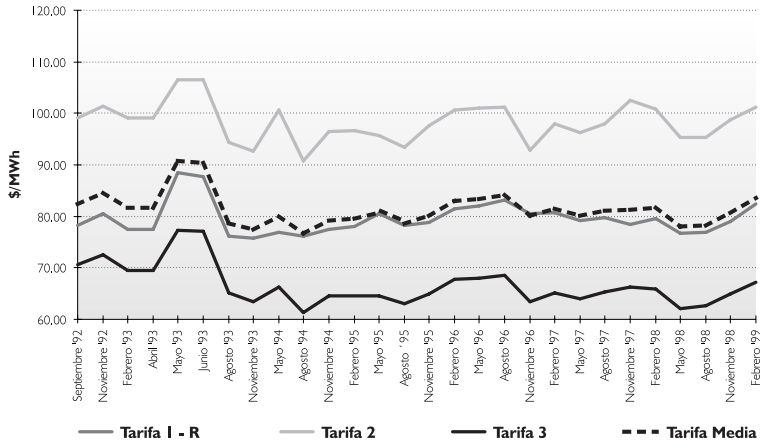
EDESUR S.A. - CUADRO TARIFARIO

		INICIAL Septiembre '92	Resolución ENRE 114/98 Febrero '98	Resolución ENRE 689/98 Mayo '98	Resolución ENRE 1318/98 Agosto '98	Resolución ENRE 1651/98 Noviembre '98	Resolución ENRE 210/99 Febrero '99
T1-R1 CF	$-bim	2.54	4.39	4.10	4.12	4.25	4.26
T1-R1 CV	$/KWh	0.061	0.083	0.080	0.080	0.082	0.085
T1-R2 CF	$-bim	13.04	15.81	14.82	14.90	15.34	15.41
T1-R2 CV	$/KWh	0.056	0.045	0.044	0.044	0.044	0.048
T1-G1 CF	$-bim	6.35	7.96	7.27	7.33	7.61	7.65
T1-G1 CV	$/KWh	0.108	0.106	0.102	0.103	0.105	0.108
T1-G2 CF	$-bim	47.14	57.96	53.85	54.21	55.94	56.13
T1-G2 CV	$/KWh	0.083	0.075	0.074	0.074	0.075	0.078
T1-G3 CF	$-bim	127.91	155.22	145.56	146.42	150.87	151.27
T1-G3 CV	$/KWh	0.063	0.05	0.050	0.051	0.051	0.054
T1-AP	$/KWh	0.074	0.072	0.067	0.068	0.069	0.072
T2 CP	$/KW-mes	6.69	8.3	7.63	7.69	7.96	8.01
T2 CE	$/KWh	0.067	0.062	0.058	0.059	0.060	0.063
T3-BT CPP	$/KW-mes	7.09	8.74	8.06	8.12	8.40	8.44
T3-BT CPF	$/KW-mes	4.81	5.25	5.21	5.21	5.25	5.25
T3-BT CEP	$/KWh	0.048	0.038	0.036	0.036	0.037	0.043
T3-BT CER	$/KWh	0.048	0.039	0.036	0.037	0.038	0.042
T3-BT CEV	$/KWh	0.047	0.041	0.038	0.039	0.038	0.041
T3-MT CPP	$/KW-mes	4.02	5.34	4.73	4.78	5.02	5.06
T3-MT CPF	$/KW-mes	2.66	2.91	2.88	2.88	2.90	2.90
T3-MT CEP	$/KWh	0.046	0.036	0.034	0.034	0.035	0.041
T3-MT CER	$/KWh	0.046	0.038	0.034	0.035	0.036	0.039
T3-MT CEV	$/KWh	0.044	0.039	0.037	0.037	0.037	0.039
T3-AT CPP	$/KW-mes	2.07	3.16	2.59	2.64	2.86	2.90
T3-AT CPF	$/KW-mes	0.4	0.44	0.43	0.43	0.44	0.44
T3-AT CEP	$/KWh	0.043	0.034	0.033	0.033	0.034	0.039
T3-AT CER	$/KWh	0.043	0.036	0.033	0.034	0.035	0.038
T3-AT CEV	$/KWh	0.042	0.038	0.035	0.036	0.035	0.037
TARIFAS SERVICIO PEAJE							
T3-BT CPP	$/MW-mes		6,159	6,033	6,040	6,113	6,360
T3-BT CPF	$/MW-mes		5,255	5,211	5,211	5,251	5,251
T3-BT CEP	$/MWh		4.29	4.11	4.10	4.22	4.84
T3-BT CER	$/MWh		4.48	4.11	4.19	4.34	4.72
T3-BT CEV	$/MWh		4.71	4.36	4.44	4.36	4.66
T3-MT CPP	$/MW-mes		2,760	2,696	2,700	2,735	2,980
T3-MT CPF	$/MW-mes		2,906	2,882	2,882	2,904	2,904
T3-MT CEP	$/MWh		2.41	2.31	2.31	2.37	2.73
T3-MT CER	$/MWh		2.52	2.31	2.36	2.44	2.65
T3-MT CEV	$/MWh		2.65	2.45	2.50	2.45	2.62
T3-AT CPP	$/MW-mes		580	559	561	571	814
T3-AT CPF	$/MW-mes		437	433	433	437	437
T3-AT CEP	$/MWh		0.94	0.90	0.90	0.92	1.06
T3-AT CER	$/MWh		0.98	0.90	0.92	0.95	1.03
T3-AT CEV	$/MWh		1.03	0.95	0.97	0.95	1.02
CARGO VARIABLE TRANSITORIO							
CVT Pico							3.32
CVT Resto							6.37
CVT Valle							18.32
SERVICIO DE REHABILITACIÓN							
T1-R	$		5.05	5.00	5.00	5.00	5.00
T1-G Y T1-AP	$		30.35	30.10	30.10	30.35	30.35
T2 Y T3	$		80.40	79.75	79.75	80.35	80.35
CONEXIONES DOMICILIARIAS							
COMUNES							
Aéreas Monofásicas	$		61.20	60.65	60.65	61.15	61.15
Subterráneas	$		190.10	188.50	188.50	189.95	189.95
Aéreas Trifásicas	$		115.80	114.85	114.85	115.70	115.70
Subterráneas Trifásicas	$		290.60	288.20	288.20	290.35	290.35
ESPECIALES							
Aéreas Monofásicas	$		160.60	159.25	159.25	160.45	160.45
Subterráneas	$		516.75	512.50	512.50	516.35	516.35
Aéreas Trifásicas	$		282.95	280.60	280.60	282.75	282.75
Subterráneas Trifásicas	$		534.25	529.80	529.80	533.80	533.80

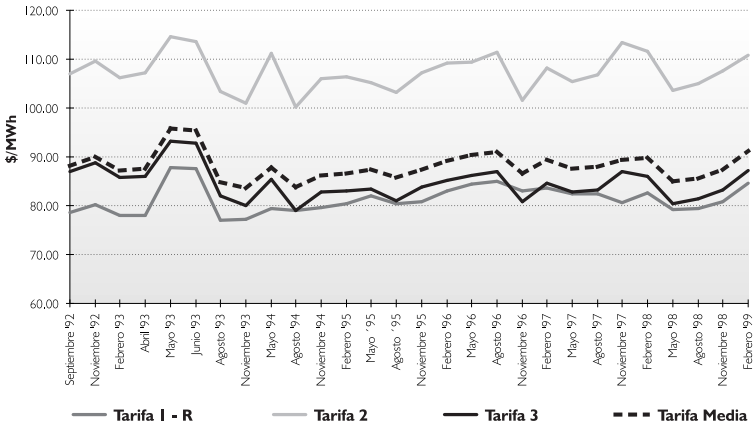
EDELAP S.A. - CUADRO TARIFARIO

		INICIAL Diciembre '92	Resolución ENRE 115/98 Febrero '98	Resolución ENRE 690/98 Mayo '98	Resolución ENRE 1345/98 Agosto '98	Resolución ENRE 1652/98 Noviembre '98	Resolución ENRE 212/99 Febrero '99
T1-R1 CF	$-bim	2.54	4.26	4.12	4.04	4.19	4.22
T1-R1 CV	$/KWh	0.061	0.078	0.076	0.073	0.076	0.080
T1-R2 CF	$-bim	13.04	15.43	14.95	14.72	15.23	15.32
T1-R2 CV	$/KWh	0.056	0.041	0.040	0.037	0.039	0.043
T1-G1 CF	$-bim	6.35	7.65	7.32	7.14	7.49	7.55
T1-G1 CV	$/KWh	0.108	0.102	0.099	0.096	0.099	0.103
T1-G2 CF	$-bim	47.14	56.19	54.15	53.14	55.24	55.45
T1-G2 CV	$/KWh	0.083	0.072	0.070	0.067	0.069	0.073
T1-G3 CF	$-bim	127.91	152.29	147.16	145.11	150.35	150.52
T1-G3 CV	$/KWh	0.063	0.047	0.046	0.044	0.045	0.049
T1-AP	$/KWh	0.074	0.063	0.061	0.057	0.059	0.064
T2 CP	$/KW-mes	6.69	8.00	7.67	7.50	7.84	7.90
T2 CE	$/KWh	0.067	0.056	0.054	0.051	0.053	0.058
T3-BT CPP	$/KW-mes	7.09	8.44	8.11	7.93	8.28	8.34
T3-BT CPF	$/KW-mes	4.81	5.25	5.21	5.21	5.25	5.25
T3-BT CEP	$/KWh	0.048	0.034	0.033	0.031	0.032	0.040
T3-BT CER	$/KWh	0.048	0.036	0.033	0.030	0.033	0.036
T3-BT CEV	$/KWh	0.047	0.031	0.030	0.027	0.027	0.031
T3-MT CPP	$/KW-mes	4.02	5.05	4.77	4.60	4.91	4.96
T3-MT CPF	$/KW-mes	2.66	2.91	2.88	2.88	2.90	2.90
T3-MT CEP	$/KWh	0.046	0.032	0.032	0.029	0.031	0.038
T3-MT CER	$/KWh	0.046	0.034	0.031	0.029	0.031	0.035
T3-MT CEV	$/KWh	0.044	0.030	0.029	0.025	0.026	0.029
T3-AT CPP	$/KW-mes	2.07	2.89	2.63	2.47	2.75	2.80
T3-AT CPF	$/KW-mes	0.40	0.44	0.43	0.43	0.44	0.44
T3-AT CEP	$/KWh	0.043	0.031	0.030	0.028	0.029	0.036
T3-AT CER	$/KWh	0.043	0.033	0.030	0.027	0.030	0.033
T3-AT CEV	$/KWh	0.042	0.029	0.027	0.024	0.025	0.028
TARIFAS SERVICIO PEAJE							
T3-BT CPP	$/KW-mes		6,121	6,038	6,017	6,097	6,205
T3-BT CPF	$/KW-mes		5,255	5,211	5,211	5,251	5,251
T3-BT CEP	$/KWh		3.85	3.77	3.48	3.66	4.53
T3-BT CER	$/KWh		4.05	3.71	3.41	3.71	4.13
T3-BT CEV	$/KWh		3.56	3.41	3.01	3.12	3.51
T3-MT CPP	$/KW-mes		2,739	2,699	2,687	2,727	2,831
T3-MT CPF	$/KW-mes		2,906	2,882	2,882	2,904	2,904
T3-MT CEP	$/KWh		2.17	2.12	1.96	2.06	2.55
T3-MT CER	$/KWh		2,28	2.09	1,92	2,09	2,32
T3-MT CEV	$/KWh		2.00	1.92	1.69	1.75	1.97
T3-AT CPP	$/KW-mes		572	560	556	568	670
T3-AT CPF	$/KW-mes		437	433	433	437	437
T3-AT CEP	$/KWh		0.84	0.83	0.76	0.80	0.99
T3-AT CER	$/KWh		0.89	0.81	0.75	0.81	0.90
T3-AT CEV	$/KWh		0.78	0.75	0.66	0.68	0.77
CARGO VARIABLE TRANSITORIO							
CVT Pico							1.02
CVT Resto							3.83
CVT Valle							10.14
SERVICIO DE REHABILITACIÓN							
T1-R	$		5.05	5.00	5.00	5.00	5.00
T1-G Y T1-AP	$		30.35	30.10	30.10	30.35	30.35
T2 Y T3	$		80.40	79.75	79.75	80.35	80.35
CONEXIONES DOMICILIARIAS							
COMUNES							
Aéreas Monofásicas	$		61.20	60.65	60.65	61.15	61.15
Subterráneas	$		190.10	188.50	188.50	189.95	189.95
Aéreas Trifásicas	$		115.80	114.85	114.85	115.70	115.70
Subterráneas Trifásicas	$		290.60	288.20	288.20	290.35	290.35
ESPECIALES							
Aéreas Monofásicas	$		160.60	159.25	159.25	160.45	160.45
Subterráneas	$		516.75	512.50	512.50	516.35	516.35
Aéreas Trifásicas	$		282.95	280.60	280.60	282.75	282.75
Subterráneas Trifásicas	$		534.25	529.80	529.80	533.80	533.80

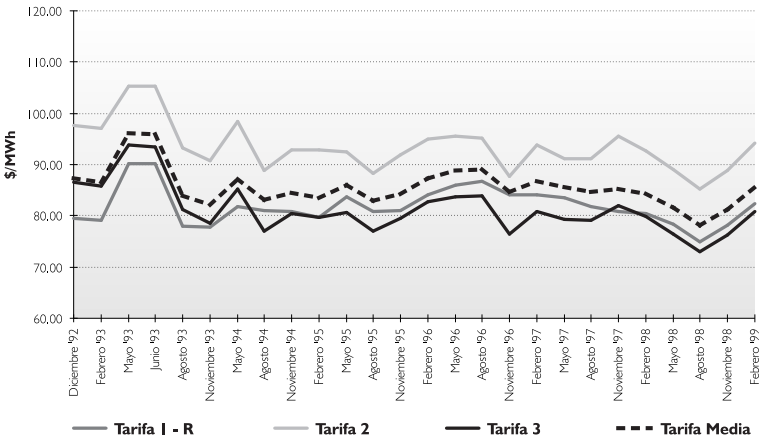
EDENOR S.A. - Evolución de la Tarifa Media desde la Privatización



EDESUR S.A. - Evolución de la Tarifa Media desde la Privatización



EDELAP S.A. - Evolución de la Tarifa Media desde la Privatización



EDENOR S.A. - Tarifas Monómicas según Estructura Año 1996

	INICIAL Septiembre '92	**Resolución ENRE 114/98 Febrero '98**	**Resolución ENRE 689/98 Mayo '98**	**Resolución ENRE 1318/98 Agosto '98**	**Resolución ENRE 1651/98 Noviembre '98**	**Resolución ENRE 210/99 Febrero '99**
Tarifa 1 - R	85.25	79.56	76.75	76.89	78.92	82.41
Tarifa 1 - R1	110.28	110.06	105.53	106.47	109.36	111.98
Tarifa 1 - R2	78.60	71.45	69.10	69.03	70.83	74.55
Tarifa 1 - G	112.10	111.09	106.73	107.37	109.89	112.69
Tarifa 1 - G1	124.10	126.20	120.81	121.76	124.54	127.21
Tarifa 1 - G2	103.74	100.54	97.10	97.04	99.87	102.51
Tarifa 1 - G3	81.11	72.07	69.96	70.93	71.60	75.33
Tarifa 1 - AP	74.00	70.00	66.00	66.00	68.00	70.00
Tarifa 2	99.12	100.90	95.35	95.26	98.70	101.12
Tarifa 3	70.68	65.82	62.11	62.60	64.99	67.25
Tarifa 3 - BT	80.37	76.31	72.49	72.86	75.37	77.72
Tarifa 3 - MT	61.98	56.41	52.81	53.39	55.67	57.85
Tarifa 3 - AT	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.
Total	**85.66**	**81.62**	**78.05**	**78.30**	**80.62**	**83.52**
Variac. c/anterior		**0.38%**	**-4.38%**	**0.32%**	**2.97%**	**3.60%**
Variación con Sept.'92		**-0.92%**	**-5.26%**	**-4.96%**	**-2.14%**	**1.39%**

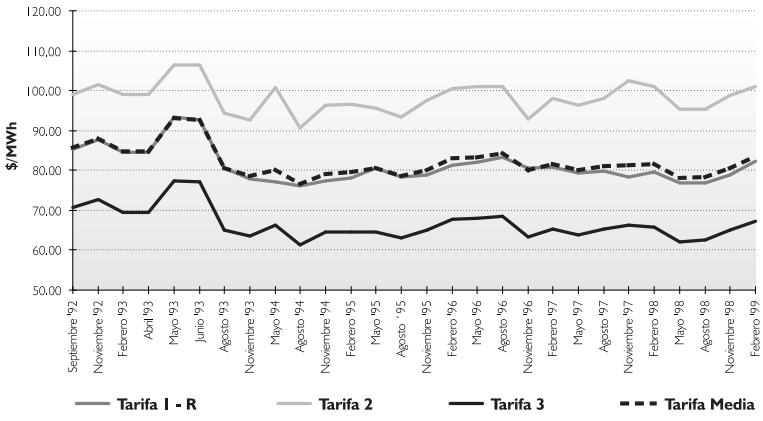
EDESUR S.A. - Tarifas Monómicas según Estructura Año 1996

	INICIAL Septiembre '92	**Resolución ENRE 114/98 Febrero '98**	**Resolución ENRE 689/98 Mayo '98**	**Resolución ENRE 1318/98 Agosto '98**	**Resolución ENRE 1651/98 Noviembre '98**	**Resolución ENRE 210/99 Febrero '99**
Tarifa 1 - R	86.96	82.58	79.30	79.44	80.73	84.59
Tarifa 1 - R1	109.44	109.98	105.20	105.32	108.12	111.18
Tarifa 1 - R2	79.27	73.21	70.45	70.59	71.37	75.50
Tarifa 1 - G	109.80	108.16	104.13	104.97	107.00	110.09
Tarifa 1 - G1	123.45	125.37	119.69	120.84	123.52	126.62
Tarifa 1 - G2	102.76	99.29	96.57	96.72	98.44	101.52
Tarifa 1 - G3	80.29	70.98	69.67	70.79	71.39	74.45
Tarifa 1 - AP	74.00	72.00	67.00	68.00	69.00	72.00
Tarifa 2	106.99	111.62	103.61	104.97	107.59	110.88
Tarifa 3	86.99	85.91	80.38	81.31	83.17	87.20
Tarifa 3 - BT	101.07	101.25	95.48	96.54	98.57	102.95
Tarifa 3 - MT	67.77	64.95	59.76	60.51	62.13	65.69
Tarifa 3 - AT	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.
Total	**91.59**	**89.75**	**85.04**	**85.69**	**87.40**	**91.11**
Variac. c/anterior		**0.41%**	**-5.25%**	**0.77%**	**1.99%**	**4.25%**
Variación con Sept.'92		**-2.01%**	**-7.15%**	**-6.44%**	**-4.57%**	**-0.52%**

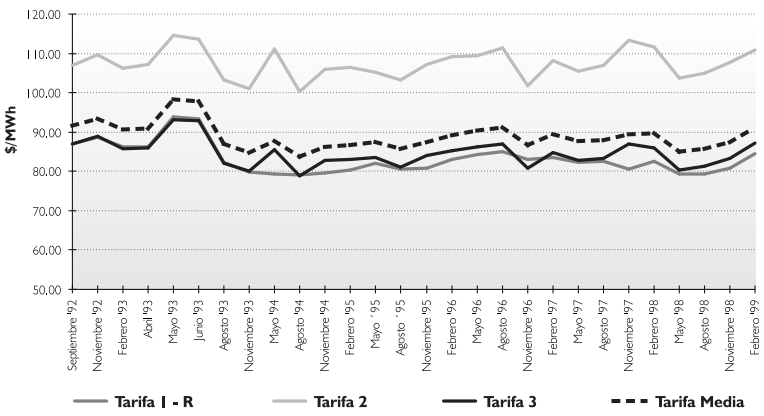
EDELAP S.A. - Tarifas Monómicas según Estructura Año 1996

	INICIAL Diciembre '92	Resolución ENRE 115/98 Febrero '98	Resolución ENRE 690/98 Mayo '98	Resolución ENRE 1345/98 Agosto '98	Resolución ENRE 1652/98 Noviembre '98	Resolución ENRE 212/99 Febrero '99
Tarifa 1 - R	89.40	80.50	78.30	74.85	78.10	82.28
Tarifa 1 - R1	109.79	104.59	101.71	98.21	102.15	106.34
Tarifa 1 - R2	80.73	70.26	68.35	64.92	67.88	72.05
Tarifa 1 - G	113.65	108.61	105.27	101.93	105.32	109.45
Tarifa 1 - G1	126.98	124.87	120.88	117.34	121.39	125.57
Tarifa 1 - G2	102.92	95.74	92.88	89.45	92.34	96.43
Tarifa 1 - G3	82.40	70.10	68.32	66.01	67.80	71.83
Tarifa 1 - AP	74.00	63.00	61.00	57.00	59.00	64.00
Tarifa 2	97.60	92.60	89.09	85.31	88.87	94.14
Tarifa 3	86.62	79.80	76.39	73.02	76.33	80.82
Tarifa 3 - BT	98.97	93.13	89.46	85.99	89.55	93.95
Tarifa 3 - MT	72.68	64.76	61.65	58.40	61.41	66.01
Tarifa 3 - AT	0.00	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.
Total	**91.99**	**84.28**	**81.56**	**78.07**	**81.28**	**85.68**
Variac. c/ant.		-1.20%	-3.22%	-4.28%	4.12%	5.41%
Variac. c/Sept.'92		-3.40%	-6.51%	-10.52%	-6.83%	-1.79%

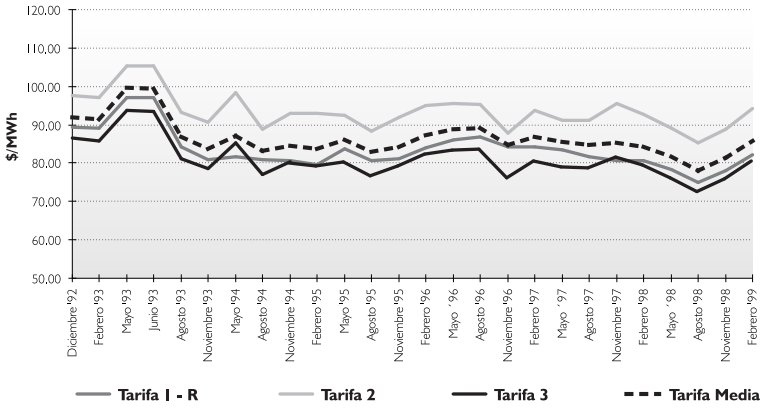
EDENOR S.A. - Proyección que no refleja el subsidio transitorio aplicado en la Tarifa Residencial 1 (finalizado en Mayo de 1994)



EDESUR S.A. - Proyección que no refleja el subsidio transitorio aplicado en la Tarifa Residencial 1 (finalizado en Mayo de 1994)



EDELAP S.A. - Proyección que no refleja el subsidio transitorio aplicado en la Tarifa Residencial 1 (finalizado en Mayo de 1994)



Poder Judicial de la Nación

Causa N° 13.499/98 "EDESUR S A c/ Resolución 223/97 -ENRE- (Exp 2093/96)".

Buenos Aires, 14 de agosto de 1998.-

Y VISTO:

el recurso de apelación interpuesto contra la resolución del Ente Nacional Regulatorio de la Electricidad n° 223 del 6 de marzo de 1997 (memorial de fs. 1/10 y réplica de fs.121/128vta.). Y,

CONSIDERANDO:

I.- Que el punto 6.3. (obligaciones en cuanto a la prestación del servicio) del Subanexo 4 del contrato de concesión, dispone que por incumplimiento de lo establecido en el contrato de concesión referido a las obligaciones de la distribuidora en cuanto a la prestación del servicio, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el Ente conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000kWh, valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la distribuidora. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la distribuidora;

II.- Que la recurrente pretende, sustancialmente, que en la sanción que le fuera aplicada mediante la resolución impugnada, sólo es legítima la porción destinada a compensar al usuario el daño o sobrecosto producido, careciendo distintamente de "causa" aquella parte de la penalidad ingresada al patrimonio del Ente Regulador. Afirma, por consiguiente, que sea que la penalidad complementaria funcione independientemente, sea que considere que integra una sóla penalidad, en ambos casos resulta ilegal. En la primera hipótesis, por cuanto, como se ha dicho, carecería de causa; en el supuesto aludido en segundo término, por cuanto desbordaría la específica destinación prevista en la cláusula implicada;

III.- Que el argumento no es admisible. Por de pronto, como bien sugiere el Ente Regulador en su respuesta, se debería comenzar por analizar la efectiva validez de una prescripción que espontáneamente parece estar en contradicción con

aquello que dispone el art. 66, inc.d- (en su versión original) de la ley n° 24.065 en el sentido de que integraba los recursos del ente regulador el producido de las multas y decomisos. Pero más allá de tal consideración, que actualmente ha perdido vigencia en función de lo que ulteriormente se observará, el agravio pierde sustento a poco que se repare en que el antecedente fáctico que funda la potestad sancionatoria viene constituído por "el incumplimiento de lo establecido en el contrato de concesión referido a las obligaciones de la distribuidora en cuanto a la prestación del servicio" con lo cual no es dudoso que es procedente no solo relativamente al usuario sino a todos aquellos que puedan experimentar un detrimento en función del incumplimiento e, inclusive, sin que el "daño" o "sobrecosto" se hubiere efectivamente configurado.

Que, en el sentido indicado, cabe observar que la cláusula se encuentra ubicada en el Subanexo 4 (Anexo 1) del contrato de concesión, ap.6, cuyos acápite es, precisamente, "Otras obligaciones de la Distribuidora" y que los respectivos capítulos se refieren a trabajos en la vía pública, construcción, ampliación u operación de instalaciones (prestación del servicio), peligro para la seguridad pública, contaminación ambiental, acceso de terceros a la capacidad de transporte, preparación y acceso a los documentos, competencia desleal y acciones monopólicas, todo lo cual robustece la idea de que la potestad sancionatoria del Ente comprende no sólo el incumplimiento de obligaciones para con el usuario sino también respecto de externos a la relación concesionario-usuario que se ubican primariamente en la relación concedente-concesionario y en el esquema general de aquello que se denomina, al margen de la mayor o menor fortuna de la expresión, "policía del servicio público";

Que, por otro lado y conforme se anticipara, comporta un principio de antigua raigambre que -en cuanto sanción autoprotectora, es decir, aquella que sustancialmente reposa en la relación especial de sujeción ligada entre concedente/concesionario- la imposición de la penalidad no resulta fatalmente anudada a la existencia previa de un "perjuicio susceptible de apreciación pecuniaria" según la modulación consagrada en los arts. 1068 y 1069 del Código Civil y que en la medida que constituyen fórmulas del derecho general pueden ser utilizados aquí sin mayores inconvenientes. Y ello es así porque si se partiera de un distinto orden de ideas, habría que concluir -conduciendo el razonamiento hasta sus consecuencias extremas- que aquel incumplimiento que no suscita un "daño" en el sentido que se deja indicado, no merecería reproche sancionatorio, lo cual no puede ser aceptado;

IV.- Que relativamente al destino específico de la penalidad (argumento capital del recurso) sólo cabe señalar que al margen de que no constituye un presupuesto fáctico que torna procedente el ejercicio de la potestad sancionatoria del Ente Regulador, el art. 31 de la ley n° 24.447 determinó que a partir de la iniciación del ejercicio fiscal de 1995, los Entes Reguladores deberán ingresar al Tesoro Nacional los recursos originados en las multas que se apliquen en cumplimiento de sus funciones de contralor (conf. igualmente art. 61 y la incorporación a la Ley Complementaria Permanente de Presupuesto -t.o. 1996-) con lo cual ha quedado modificado, por derogación orgánica, el criterio invocado por el recurrente, quien por lo demás, y así se debe señalar, no discute las infracciones cometidas ni tampoco específicamente la graduación de la penalidad.

En mérito a los antecedentes desarrollados, SE RESUELVE: desestimar la apelación. Con costas.

Teniendo presente la naturaleza, resultado y valor patrimonial del litigio, la calidad y extensión de la tarea profesional cumplida y la etapa desarrollada, se fijan los honorarios de la dirección letrada y representación del Ente Regulador en la suma de PESOS DOSCIENTOS ($200), en conjunto (art. 8° del Arancel de Abogados y Procuradores).-

Regístrese, notifíquese y devuélvase.-

PABLO GALLEGOS FEDRIANI

LUIS CÉSAR OTERO

CARLOS MANUEL GRECCO

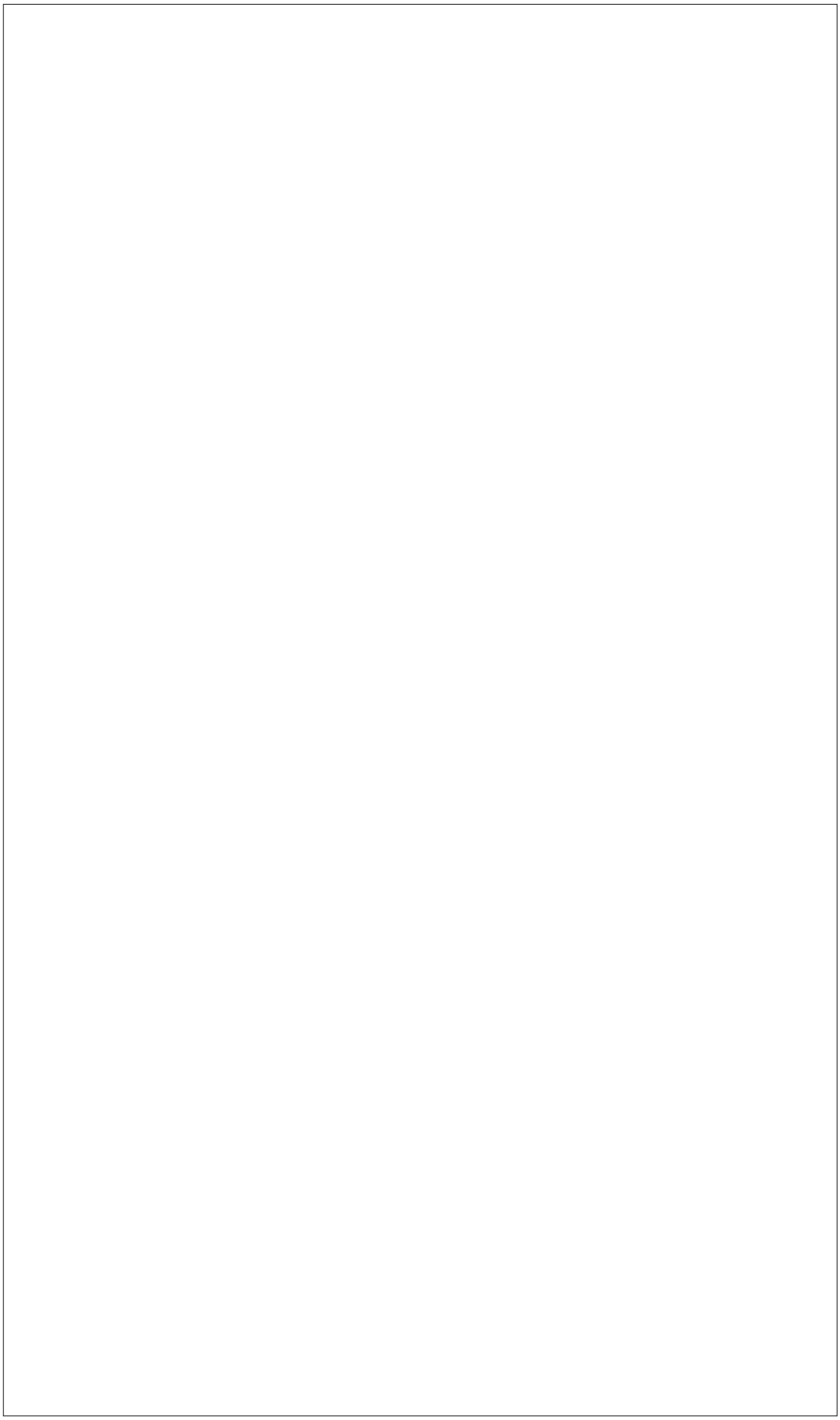
ANA MARÍA DE MARCO
SECRETARIA

SALA CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO Nº 5

LIBRO DE SENTENCIAS

Registrado al Nº 1303 Fº 1854/5 Tº IV

ANA MARÍA DE MARCO
SECRETARIA



Poder Judicial de la Nación

JUZGADO FEDERAL DE SALTA N° 2 - SALTA - Fol. N° 87

//ta, 16 de octubre de 1998.-

Y VISTOS: Estos autos caratulados: "Perez, Héctor Eduardo c. Interandes S.A.- Amparo - Medida de no innovar" Expte.n°3-454/98, y,

CONSIDERANDO:

I.- A fs. 2/10 se presentan el Dr. Juan Bartolomé Guaymas y María Susana Guaymas en representación de la actora, e interponen acción de amparo en contra de la firma "Interandes S.A.", por violación del derecho de propiedad privada garantizado por los arts. 17, 14, 14 bis, 30 , 80 y 84 de la Constitución Nacional.

Luego de exponer el carácter de legitimado de su mandante, expresan que la accionada se encuentra en la etapa de construcción de un proyecto cuya finalidad es la de exportar energía eléctrica al vecino país de Chile, desde la ciudad de Gral Güemes en la Pcia. de Salta. Señalan que por resolución n°106/98 del E.N.R.E. -Ente Nacional Regulador de la Electricidad-, el trazado de la línea de alta tensión debía pasar entre los vértices S-46 y S-62, por la finca "Las Mesadas", correspondiente a los catastros n°149 y 47 del Dpto. La Caldera; pero es del caso que la citada empresa, y el mismo E.N.R.E., sin dar cumplimiento con lo que dispone la resolución n°236/96 -estudio previo del impacto ambiental-, por resolución n°858/98 modificó el trazado original, y estableció un nuevo tendido que atraviesa su propiedad.

Señala también, que antes de proceder a la modificación del trazado,y por aplicación de lo establecido en el art.11 de la ley n°24.065, y resolución n°39/94 del E.N.R.E. que reglamenta las audiencias públicas del ente regulador, se debió notificar a los particulares que resultaban afectados con el nuevo tendido, a los efectos de hacer valer sus derechos y así dar oportunidad a defenderse, tal como lo hicieron en su oportunidad los propietarios de la zona del "Gallinato". Pese a ello, -continúa-, sin el estudio del impacto ambiental, ni de la audiencia, el ente regulador modificó inaudita parte el trazado original dictando la resolución n°858/98, haciendo pasar el tendido de alta tensión por la finca "Las Vertientes" catastros n°111 y 32 del ya citado departamento.

Por otra parte, exponen que al haberse enterado su mandante de la resolución n°858/98 recién en fecha 07/08/98, no existió tiempo para formular el reclamo pertinente al E.N.R.E, debido a que en un juicio por constitución definitiva de servidumbre administrativa de electroducto, en virtud de lo normado por el art. 8°

de la ley n°19.552, la demandada con copia del plano de obra y de la resolución n°858/98, obtuvo medida cautelar por la que se disponía el libre acceso a la propiedad de su representado a fin de realizar las construcciones pertinentes. Es decir, que aún antes de que se constituyera definitivamente la servidumbre de electroducto, la demandada realizó obras como picadas y desmalezamiento, volteando y destruyendo parte del monte de propiedad del actor, encontrándose en la misma traza la casa habitación; en suma, produciendo serios serios perjuicios. Que tal actividad atenta contra la reserva natural de especies arbóreas de considerable porte, como también de fauna en vías de extinción, todo lo que forma parte de un proyecto de turismo ecológico de iniciativa de los familiares de su mandante. Acompaña prueba documental, y ofrece pruebas. Formula reserva del caso federal.

Posteriormente, hace extensiva la demanda en contra del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (cfr. fs. 27).-

II.- En contestación al informe circunstanciado que fue requerido, se presenta a fs. 37/53 el apoderado de la empresa Interandes S.A. Dr. Tomás Cornejo Dubois y plantea la improcedencia formal de la demanda, a la vez que presenta el informe circunstanciado previsto en el art. 8° de la ley n°16.986 solicitando el rechazo de la acción de amparo, con costas. Luego de señalar que el amparo es un remedio excepcional, sostiene que existió una vía previa tal como se encuentra previsto en la ley n°24.065 art. 12 -marco regulatorio de la electricidad-, recurriendo ante el ENRE de la resolución n°858/98, la que fue notificada con la debida antelación por escribano público en fecha 06/07/98. Que lo que se pretende obtener es la revisión judicial de la medida cautelar ordenada en el expte. n°3-301/98 que por constitución definitiva de servidumbre administrativa inició su representada contra el actor en autos, violando lo normado en los incisos b), c) y d) de la citada ley de amparo; como también que su derecho de propiedad prevalezca por sobre el interés general, cuando en realidad nos encontramos frente a un servicio público.

Al producir el informe circunstanciado que le fue requerido, señala que su representado es concesionario de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional, en virtud de la resolución n°1029/97 del ENRE, y obtuvo por ello la aprobación por parte del ENRE de la traza relativa a la línea de interconexión internacional de alta tensión de 345 kv, que une la Central Termoeléctrica Salta (propiedad de Termoandes S.A.) en las cercanías de General Güemes, con el Paso de

JUZGADO FEDERAL DE SALTA Nº 2 - SALTA - Fol. 88

Sico (frontera con la República de Chile), obteniendo el certificado de conveniencia y necesidad pública.

Que la ley nº24.065 que crea el ENRE, faculta a este organismo en el art.18 a autorizar las servidumbres de electroducto, por lo que los transportistas gozan de los derechos de servidumbres estatuidos en la ley nº19.552, normativa ésta última que dispone que: "Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto" (art. 1º). Así es que la autoridad ha constituido la servidumbre a las parcelas incluidas en el trazado, entre las que se encuentran comprendidos los inmuebles identificados con los catastros nº32 y 111 del departamento La Caldera.

En cuanto a la función del ENRE de proteger el medio ambiente, la resolución de ese organismo nº32/94 contiene una "Guía de contenidos mínimos del plan de gestión ambiental", en virtud del cual los proyectos de generación y transporte de energía eléctrica deben incorporar en forma orgánica un documento con toda la programación a desarrollar respecto del cuidado del medio ambiente; de ahí que la actividad de la empresa se encuentre controlada y fiscalizada en dichos aspectos.

Por medio del cumplimiento de la audiencia pública prevista en el art. 11 de la ley nº24.065 se obtuvo el certificado de conveniencia y necesidad pública, el que se otorga al proyecto como un todo teniendo en cuenta el uso público del mismo. La señalada audiencia se llevó a cabo con todos los que solicitaron ser parte, permitiendo la resolución del ENRE nº39/94 art. 4º, la intervención de todo aquel que se crea con derecho a participar. La convocatoria se efectuó en los diarios Clarín y El Tribuno (acompaña copias en la prueba documental aportada).-

Como resultado de la audiencia se dictó la resolución nº1029/97, la cual contiene un análisis de las objeciones formuladas por los vecinos del "Valle del Gallinato", concluyendo que los reparos no eran relacionados al medio ambiente sino con el paso de la línea por sus predios, lo que será objeto de debate respecto a la indemnización a abonar.

Aclara que la traza originaria prevista en la resolución nº106/98 por la margen derecha del río Wierna, y la aprobada por resolución nº858/98 tienen en la zona de conflicto una diferencia no mayor a los 200 mts.; es decir, que no pueden existir reparos de orden ecológico.

Manifiesta que su parte cumplió con las exigencias establecidas por la resolución del ENRE nº236/98 en cuanto elevó informe de los especialistas que

explican las razones del cambio de la construcción de la línea a la margen izquierda del río Wierna, pues se pondría en riesgo la estabilidad de la construcción, a la vez que desde el punto de vista ambiental implicaría una gran limpieza de vegetación y nivelación del suelo provocando un impacto ambiental enorme en la zona. Acompaña documentación a fin de acreditar lo expresado.-

III.- A pedido de la firma "Interandes S.A." se efectuó una audiencia a los fines conciliatorios (cfr. fs. 57), la que no logró sus objetivos.

Posteriormente, a fs. 66/73 se presenta el Dr. Mariano García Cuerva en representación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), y produce el informe circunstanciado. Expone la improcedencia formal del amparo, pues entiende que no se cumple con los presupuestos de arbitrariedad e ilegalidad manifiestas, ya que las leyes n°15.336 y 19.552 establecen que: "Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto". Por ello es que en aras al interés público, el derecho de propiedad establecido en el artículo 14 de la Constitución Nacional no es absoluto sino sujeto a las leyes que reglamentan su ejercicio; añade, que la obra de construcción del electroducto cuestionado está destinado a un servicio público (ley n°24.065 art. 1°), y que no se presenta el supuesto de la "inexistencia de otros medios idóneos" pues su derecho de propiedad goza de todas las garantías constitucionales para ser atendida en la causa que por constitución de servidumbre administrativa tramita en expediente n° 3-301/98, en este mismo Juzgado. Pide el rechazo "in limine" de la demanda.

Respecto al informe circunstanciado que le fuera requerido, acompaña constancias del expediente ante el ENRE n°3464/97 iniciado a solicitud de la empresa Interandes S.A. a fin de obtener a favor del proyecto de construcción de una línea de interconexión internacional, la expedición del correspondiente certificado de conveniencia y necesidad pública (art. 11 de la ley n°24.065).

El proyecto contempla la construcción, puesta en servicio y operación de una línea de alta tensión de 263 km con una tensión normal de 345 kv desde la localidad de Güemes (Salta) hasta la frontera con Chile, en el Paso de Sico.

El Ente Regulador a través de las resoluciones n°736/97 y 743/97 debidamente publicadas, convocó a una audiencia pública con el objeto de otorgar el certificado de conveniencia y necesidad pública, para lo cual todo aquél que acredite un interés legítimo y/o difuso tiene la posibilidad de efectuar sus manifestaciones. La

ratio legis del "certificado de conveniencia y necesidad pública" reside en que tratándose de la prestación de un servicio público que el Estado Nacional concederá a un particular, debe evaluarse su conveniencia no desde el punto de vista del interés individual del solicitante, sino desde el interés público, confluyendo parámetros de carácter técnico, económico y socio-ambiental.

Con relación a este último parámetro es que la resolución n°236/96 estableció que debía presentarse una evaluación del impacto ambiental acorde con las líneas de alta tensión, todo lo que fue cumplido por la empresa Interandes S.A.

Como resultado de la precitada audiencia, por resolución n°1029/97 se autorizó la construcción otorgando el referido certificado y aprobando la traza de la línea salvo en la porción entre los vértices S-63 y S-66, del que no forma parte el actor, cuya propiedad se encuentra comprendida en el sector S-42 y S-62.

La decisión de realizar una reunión en la ciudad de Salta con los vecinos que se presentaron en la audiencia, no reconoce un imperio legal, pues no existe norma que obligue al ENRE a hacerla como pretende la actora, sino que el directorio la consideró prudente con el objeto de compatibilizar los intereses legítimos de los vecinos del valle con los de la obra. Es decir, que previo a la reunión en Salta, el ENRE por resolución n°1029/97 ya había aprobado la traza general; a diferencia de los vecinos del Valle del Gallinato, el actor no solicitó participación en la audiencia, luego por resolución n°1224 se completó el certificado con relación a la porción de la traza que faltaba.-

Posteriormente, en marzo de 1998 Interandes S.A. solicita un ajuste de la traza originaria, en el tramo entre los vértices S-46 y S-62, debido a que por un relevamiento in situ y diseño y ubicación de torres, se detectaron inconvenientes topográficos y geológicos, por lo que consecuentemente, con el estudio ambiental de tal ajuste efectuado por la empresa y analizada por el Sector Ambiental del ente, se concluyó que era la mejor solución entre las alternativas estudiadas. De allí que, como se acredita con las constancias del expediente administrativo acompañado (documentos n°9 y 10), el ENRE no omitió con la consideración de los efectos ambientales que ocasionaba el ajuste a la traza. Por otra parte, expresa que debe especificarse a que el ajuste de la traza originaria a la zona de conflicto, existe una diferencia no mayor de 1.000 mts, por lo que se trata de una misma unidad de ecosistema natural.

Agrega que no es cierto que el ENRE deba convocar a una nueva audiencia pública a los efectos de decidir la afectación de los predios a servidumbre administrativa de electroducto, pues estas cuestiones se encuentran regidas por la ley n°19.552 modificada por el art. 83 de la ley n° 24.065, no imponiendo la necesidad de consulta previa a los titulares del predio sobre el que recaerá la afectación; sin perjuicio de los derechos que éstas mismas leyes enuncian respecto a los de carácter patrimonial de los afectados. (Art. 14 de la ley n°19.552).-

En definitiva, expresa que el amparista confunde dos procedimientos administrativos diferentes que tienen como fin el dictado de dos actos administrativos diferentes, uno de ellos los que son consecuencia del dictado de las resoluciones n°1029/97 y su complementaria n°1224/98, y por otro, la resolución n°106/98, modificada por la n°858/98. Por otra parte, y tratándose de valores establecidos por resoluciones emanadas del ente regulador, el ajuste a la traza efectuado no justifica el llamado a audiencia pública. Acompaña prueba documental consistente en copias de resoluciones y del expediente administrativo al que se hizo alusión. Pide el rechazo de la demanda y efectúa reserva del caso federal.-

IV.- En primer lugar, es preciso abordar el análisis de la acción impetrada teniendo presente el art. 43 de la Constitución Nacional luego de la reforma del año 1994; y entrando a considerar si se encuentran configurados los extremos que habilitan la vía excepcional del amparo, legislados también por la ley n°16.986 en todo aquello que no resulte contrario al nuevo precepto constitucional.

Rodolfo Barra en su artículo "La acción de amparo en la Constitución reformada: La legitimación para accionar" en Rev., La Ley del 14/11/94, sostiene que el amparo únicamente procedería cuando, para calificar el acto u omisión como arbitrario o ilegal, corresponda realizar una investigación que no requiera ir más allá de la mera comprobación de documentos y hechos evidentes, constatables por sí mismos o a través de una prueba sumamente abreviada. Fuera de aquellos supuestos excepcionales, agrega este autor, que el amparo no es vía idónea en doble sentido: en primer lugar, porque limita las facultades cognoscitivas del Juez, y en segundo término, porque restringe la amplitud del ejercicio del derecho de defensa de la demandada, debiendo primar la garantía del debido proceso, por lo que concluye que el amparo es de interpretación restrictiva.

Teniendo en cuenta el nuevo texto del art. 43 de la Carta Magna, resulta

incuestionable que en cada caso el juicio de idoneidad del amparo ha de efectuarse, valorando si el acto u omisión impugnado mediante esta acción presenta caracteres de arbitrariedad o ilegalidad manifiestas, lo que constituye otro aspecto de la excepcionalidad propia del instituto.

En este orden de ideas, cabe recordar que, por vía jurisprudencial, la Corte Suprema de Justicia de la Nación dejó sentada aquella doctrina por la cual el amparo debía ser entendido como un remedio excepcional, subsidiario, residual o heroico. Así, dijo que: "La acción de amparo debe quedar reservada para las delicadas y extremas situaciones en las que, por falta de otros medios legales, peligra la salvaguarda de derechos fundamentales" (C.S.J.N Fallos 294:152; 301:1061; 303:422; 306:1253; 307:178; entre muchos otros). Asimismo, que esta acción "constituye una vía excepcional que no tiene por finalidad obviar los trámites legales aptos ni la de urgirlos" (C.S.J.N. Fallos 236:575; 259:285; 262:181; y 364; 301:489, entre otros).-

V.-Partiendo de esta premisa, como así también de la valoración de la documentación aportada a la causa por las partes, corresponde entrar analizar si en el sub-lite se encuentran reunidas las condiciones para procedencia de esta particular acción.

Concordantemente con lo que ya precisado en torno a la naturaleza de la acción de amparo, es preciso establecer específicamente si en el particular concurren los presupuestos de arbitrariedad e ilegalidad del acto impugnado.

El actor impugna de arbitraria e ilegal la resolución n°858/98 emanada del ENRE, pues a su entender, no se cumplieron con los presupuestos establecidos imperativamente por la ley n°24.065, presupuestos éstos tales como la audiencia pública a fin de modificar la traza originaria de la línea de alta tensión, como de los estudios relativos al impacto ambiental que obras de este tipo producen en el medio ambiente.

Principalmente, expresa que ha sido vulnerado su derecho de propiedad, pues el tendido de la línea de alta tensión pasaría por encima de su casa; también se siente afectado en sus proyectos personales de turismo ecológico que pretendía realizar en la zona en cuestión.-

Al respecto, debe remarcarse que en autos se dictó medida cautelar de no innovar a efectos de paralizar la ejecución de la obra en la propiedad del

accionante, dejando en suspenso la orden de acceder libremente a la citada propiedad dispuesta a fs. 68 de los autos caratulados: "Interandes S.A. c. Chuchuy, Hemergildo; Chuchuy María Mercedes y Perez Retes Héctor - por constitución definitiva de servidumbre de electroducto - medida cautelar innovativa" Expte. n°3-301/98 de trámite por ante mismo Tribunal. La cautelar ordenada en estos obrados, obedeció específicamente que a criterio del Suscripto, -abonada por la documentación existente en ambos expedientes-, aparecían "prima facie" atendibles las razones del accionante en cuanto a la posibilidad de la existencia de un procedimiento administrativo irregular que precedió al dictado de la resolución n°858/98; fundamentalmente ante la ausencia de una audiencia, y puntalmente a que la ejecución de las obras pondrían en peligro, o bien afectarían de manera directa la casa existente en el inmueble.

Frente a actos emanados de la administración pública, tal como la resolución n°858/98 de un Ente Regulador, que de por sí se encuentra dotado de legitimidad y de ejecutoriedad propia, se requiere para el progreso de la acción de amparo de modo inexcusable, que dicho acto esté viciado de arbitrariedad e ilegalidad manifiestas. Por ello, el amparista deberá individualizar la restricción invocada e indicar con precisión el o los derechos lesionados, siendo asimismo imprescindible su existencia y que pueda evidenciarse con nitidez, en el curso de un breve debate, la inexistencia de los recursos y remedios judiciales o administrativos que permitan obtener la protección o garantía constitucional de que se trate.

En la documentación acompañada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, -expediente administrativo n°3464/97, y demás resoluciones que en la presente se mencionan- se evidencia el cumplimiento por parte del mismo de la normativa existente en la materia respecto a la concesión, y autorización para la construcción del electroducto en el tramo que aquí se cuestiona, es decir, el que se encuentra relacionado con el inmueble del accionante. Aún más; en el procedimiento administrativo para la modificación de la traza de la línea de alta tensión originaria, se respetaron las exigencias en cuanto a la protección y conservación del medio ambiente, mediante los estudios y verificación pertinente, tal como dan cuenta los informes del Sector de medio ambiente del citado organismo (cfr. documentos identificados con los números 9 y 10 de la prueba presentada por el ENRE).

Queda claro, entonces, que la audiencia a la que hace referencia el art

11 de la ley n°24.065 sólo se efectúa con el objetivo final de establecer si existen reparos de orden ambiental para el otorgamiento del certificado de conveniencia y necesidad pública de la obra que emprenderá el concesionario del electroducto, y que la ley no la establece con la finalidad de citar a los propietarios de los inmuebles sobre los que pasará el electroducto.

A más, y acerca de la posibilidad del accionante de haber intentado previamente su reclamo por la vía administrativa, es menester traer a colación nuevamente lo relativo a la orden de acceder libremente a la propiedad del afectado por la servidumbre administrativa -dispuesta en expte. n°3-301/98-, ya que debido a la premura de evitar cualquier acción directa sobre la casa existente en el mismo, se accedió a la paralización de las mismas a fin de evitar un perjuicio mayor. De este modo no resultó ajustado a las circunstancias,- claramente evidenciables-, exigir que el posible afectado recurra previamente ante el ENRE; de allí que la discusión acerca de si la notificación de la resolución n°858/98 fue efectuada o no en tiempo al actor, para que recurra administrativamente, no fue de mayor consideración.-

De las constancias arrimadas con motivo de una nueva audiencia de conciliación ante la Excma. Cámara Federal de Apelaciones de Salta, (cfr. fs. 74), la empresa Interandes S.A, estudió la factibilidad de una alternativa para no afectar directamente la casa del actor.

Por lo demás, cabe expresar que las consecuencias relacionadas a la constitución de servidumbre administrativa de electroducto sobre los fundos afectados por la traza, es objeto de debate en el juicio iniciado por la firma Interandes S.A., y que se encuentra regulada por la ley n°19.552, y sus modificaciones introducidas por la ley n°24.065.-

Especificado anteriormente el campo limitado y excepcional de esta acción, y frente a la legitimidad y ejecutoriedad con que cuenta la resolución n°858/98 del ENRE, no se evidencia dónde reside la arbitrariedad manifiesta del citado acto administrativo; más aún, al existir un juicio por constitución definitiva de servidumbre administrativa de electroducto, en él deberán efectuarse los planteos que no son objeto del amparo dentro de ese proceso a fin de evitar las posibles consecuencias dañosas que el actor invoca; y es que el amparo, no ha sido instituido con la finalidad de impedir o frenar actos que se dicen arbitrarios e ilegales emanados de particulares o públicos sólo porque esta vía parezca ser la que con mayor celeridad

resolverá la cuestión.

Sobre el particular, cabe poner de relieve que el accionante en autos, si bien parece alegar la inutilidad de esta vía -proceso por constitución definitiva de servidumbre de electroducto- por la demora en obtener una decisión definitiva sobre la pretensión que esgrime, no acredita de manera alguna la ineficacia de este procedimiento común en la especie. Al respecto, sostuvo la C.S.J.N que : "..por la vía del amparo pueden obviarse las debidas instancias ordinarias administrativas o judiciales, siempre que aparezcan de modo claro o manifiesto la ilegitimidad de una restricción de cualquiera o algunos de los derechos esenciales de las personas, así como el daño grave e irreparable que se causaría remitiendo el examen de la cuestión a los procedimientos ordinarios" (Fallos 303:811).-

Resulta entonces, concluyente admitir la inviabilidad del amparo intentado, pues no se encuentran configurados, ni acreditados los agravios que invoca el accionante.

Por eso, y con especial referencia al Poder Ejecutivo, ámbito en el cual ejerce sus funciones el ENRE, el Alto Tribunal ha dicho -doctrina ratificada después de la reinstitucionalización operada en 1983- que la razón de ser de la acción de amparo no es someter a la vigilancia o supervisión judicial el desempeño de los funcionarios y organismos administrativos, sino proveer el remedio adecuado contra la arbitraria violación de los derechos o garantías reconocidas por la Constitución Nacional. La Corte agrega que "ni el control ni el acierto con que la administración desempeña las funciones que la ley le encomienda válidamente, ni el razonable ejercicio de las atribuciones propias de la autoridad administrativa son bastantes para motivar la intervención judicial por vía del amparo, en tanto no medie arbitrariedad en los organismos correspondientes" (CSJN Fallos 306:506; 305:2237 y otros) Cfr. Néstor Pedro Sagües "Derecho Procesal Constitucional- Acción de Amparo- Ed. Astrea Bs.As. 1991-pág. 291).

De conformidad, con los fundamentos expuestos precedentemente,

RESUELVO:

I.- NO HACER LUGAR a la acción de amparo interpuesta a fs.2/10 por el sr. Héctor Eduardo Pérez, con costas en virtud del principio objetivo de la derrota (art. 68 del C.Pr.C.y C. de la Nación).-

II.- MANDAR se copie, registre y notifique.-

MIGUEL ANTONIO MEDINA
JUEZ FEDERAL

2678

REGISTRADO
Folio Nº 134
Secretaria Civil 14/10/1998

14/10/98.

Me notifico de la Resolución que antecede
Retiro copias

Poder Judicial de la Nación

JUZGADO FEDERAL DE SALTA N° 2 - Fol. Nº ____ - SALTA -

/////ta, 15 De octubre de 1.998.- Habiéndose expedido el Tribunal de Alzada y proveyendo al escrito de fs. 81, líbrese oficio al Sr. Juez de Paz con jurisdicción en la localidad de La Caldera a los fines requeridos. Asimismo autorízase el acceso libre a la propiedad del Sr. Héctor Eduardo Pérez y el uso de la fuerza pública en caso de oposición para la realización de la obra del tendido del Electroducto.-

mb.

LADISLAO ANTONIO MEDINA
JUEZ FEDERAL

CAMARA FEDERAL DE APELACIONES - SALTA - Fol. Nº 28

Poder Judicial de la Nación

" Actuaciones relativas a los autos caratulados : Pérez, Héctor Eduardo c/ Interandes S.A. s/ Amparo-Medida de no innovar "
- Expte. nº: 155/98.-
- Juzgado Federal de Salta nº: 2-

/// ta, 09 de octubre de 1.998.-

VISTO:

El recurso de apelación interpuesto por la parte demandada a fs.7/9, y;

CONSIDERANDO:

I.- Que vienen las presentes actuaciones en virtud del recurso de apelación deducido por la accionada en contra de la sentencia de fecha 13 de agosto de 1.998 (fs. 3/4), por la que el Juez de 1a. instancia hizo lugar a la medida cautelar de no innovar interpuesta por la actora, con el objeto de suspender toda obra u acción directa sobre la finca Las Vertientes por parte de la firma Interandes S.A, hasta tanto se decida la acción de fondo.-

En su expresión de agravios, la recurrente señaló una serie de circunstancias, que a su criterio hacen inadmisible a la acción de amparo intentada por la actora y por consiguiente a la cautelar en examen, por su accesoriedad, referidas al vencimiento del plazo para deducir la acción, a la existencia de otras vías idóneas que no fueron empleadas por la demandante, y al entorpecimiento al servicio público de transporte de electricidad que debe prestar la empresa.-

Calificó de sorprendente a la ampliación de la cautela

decidida por el a-quo a fs.6, afirmando que con tal proceder se violó unilateralmente lo que los litigantes habían acordado de manera voluntaria a fs. 74/75 del expediente n°: 3-301/98, iniciado por su parte en contra de la aquí actora, por constitución definitiva de servidumbre de electroducto.-

Corrido el traslado de ley fue contestado a fs.12/14 por la accionante, quien solicitó el rechazo del recurso, con costas.-

Para ello, dijo que el escrito de la demandada no puede calificarse como una expresión de agravios, en los términos del artículo 265 del Cpr., ya que la recurrente no refutó los argumentos vertidos por el a-quo para la concesión de la medida.-

Luego de resaltar las razones de urgencia que justificaron a su criterio la cautela y su ampliación, dijo que la supuesta inadmisibilidad de la acción de amparo, por no relacionarse con la medida recurrida, debía ser analizada recién al momento de alegar.-

II.- Que del examen de las presentes actuaciones, de los expedientes principales, y de su documentación, que fueran requeridos a fs. 17, surge que con la medida cuestionada, el Juez de 1a. instancia dejó sin efecto a la resolución de libre acceso que había concedido a fs. 68 y vta. del expediente caratulado " Interandes S.A. c/ Chuchuy, Hemergildo; Chuchuy, María Mercedes y Pérez Retes, Héctor Martín s/ constitución definitiva de servidumbre de electroducto- medida cautelar innovativa ". n°: 3-301/98, en trámite por ante el mismo Juzgado, con el objeto de que la empresa pudiera acceder libremente a la propiedad en litigio, para la realización de las obras pertinentes.-

Esta situación procesal resulta suficiente para revocar la cautelar en examen, ya que como regla esta vía no es válida para interferir en el cumplimiento de pronunciamientos judiciales dictados en otros procesos (C.S., 17/07/96- Lineas Aéreas Williams S.A. c/ Provincia de Catamarca, J.A. 1.997,

II, pág. 451, Palacio, Derecho Procesal Civil, editorial Abeledo Perrot, reimpresión, tomo VIII, pág. 183, y este Tribunal en autos Sánchez, Carlos Alberto c/ Banco de la Nación Argentina s/ acción autónoma de nulidad, fallo del 27/02/97). Además, dicho principio se ve robustecido en el sublite, toda vez que los derechos del concesionario emanan prima facie de leyes que imponen afectaciones a la propiedad individual por causas de utilidad pública (art. 17 de la C.N), al punto que la decisión recaída en el expte. 3-301/98 encontró sustento en normas expresas de este sistema legal, contenidas en los artículos 8vo. de la ley 19.552 y 1°, 18 y 56 inciso i) de la ley 24.065 , cuya constitucionalidad no se encuentra discutida por los litigantes.-

Que en consecuencia, sin perjuicio de la magnitud del daño y la justa indemnización que corresponda, procede dejar sin efecto a la cautelar recurrida, sin que resulte necesario examinar el resto de los aspectos discutidos por las partes.-

Que en cuanto a los escritos presentados por la recurrente a fs. 26 y 27, por los que asume el compromiso de modificar la traza de la linea en función de la subvariante a que se refiere el acta de fs. 23, ofreciendo además una fianza bancaria por la suma de $ 300.000 para responder a los daños y perjuicios que se determinen, corresponde que sean tramitados por ante el Juez de 1a. instancia en las actuaciones principales.-

III.- Las costas se impondrán por el orden causado, atento a que las particularidades de la causa pudieron generar en la actora la creencia de un mejor derecho para litigar.-

En mérito a lo expuesto se:

RESUELVE:

I) HACER LUGAR al recurso de apelación interpuesto por

la parte actora en contra de la sentencia de fecha 13 de agosto de 1.998 (fs. 3/ 4), revocando la prohibición de innovar en ella dispuesta.-

II) IMPONER las costas por el orden causado atento a lo expuesto en el punto III de los considerandos.-

II) DIFERIR pronunciamiento sobre honorarios para su oportunidad.-

III) REGISTRESE, notifíquese y oportunamente devuélvase.-

No firma el Dr. Ricardo Lona por encontrarse en uso de licencia.-

RICARDO MUNIR FALU

HUGO MEZZENA

ANTE MI:

ERNESTO SOLA
SECRETARIO

REGIS
Folio 159
Secretario 21

0075/1998 Sanción a Edelap S.A.

0076/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

0077/1998 Sanción a Epe S.F.

0078/1998 Sanción a Transnea S.A.

0081/1998 Tranelsa S.A. Adjudícase a la empresa la supervisión de la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión en 345 kV, entre la Localidad de Güemes (Provincia de Salta) y el nodo de frontera con la República de Chile, ubicado en el Paso Sico.

0083/1998 Dirección Provincial de Energía de La Pampa. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de una Línea de Alta Tensión de 132 KV, entre las localidades de General Pico en la Provincia de la Pampa, y Trenque Lauquen en la Provincia de Buenos Aires.

0100/1998 Sanción a Transener S.A.

0101/1998 Sanción a Edesur S.A.

0102/1998 Sanción a Transpa S.A.

0104/1998 Villa Mercedes S.R.L. Autorízase a la empresa a acceder a la capacidad de transporte en la E.T. 132 kV Villa Mercedes, propiedad de Edesal S.A., por la ampliación de potencia a instalar de la Central Térmica Villa Mercedes hasta 200 MW.

0105/1998 Sanción a Edenor S.A.

0109/1998 Hidroeléctrica Río Hondo S.A. Desestímase el pedido de prórroga solicitado para la ejecución de los trabajos obligatorios pendientes al 30 de octubre de 1997 por el lapso adicional de dieciocho meses a partir del 1° de enero de 1998. Concédense nuevos plazos de vencimientos perentorios para la ejecución de sus obligaciones contractuales en materia de Obras y Trabajos Obligatorios.

0110/1998 Central Dock Sud S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de dos nuevos electroductos que vincularán las E.T. Dock Sud, Don Bosco y Sobral, en los municipios de Avellaneda y Quilmes, en la provincia de Buenos Aires.

0112/1998 Cooperativa de Agua Potable y Otros Servicios Públicos de General Las Heras Ltda. Autorízase a la Cooperativa a prestar el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica a usuarios finales en la zona rural del Partido de Las Heras.

0113/1998 Tasa Anual de Fiscalización y Control, año 1998.

0114/1998 Edesur S.A. - Edenor S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 1998.

0115/1998 Edelap S.A. Apruébase los valores del Cuadro Tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 1998.

0123/1998 Sanción a Edenor S.A.

0126/1998 Centrales Térmicas del NOA S.A. Autorízase el acceso de la empresa a la capacidad de transporte para ampliar la Central Térmica Independencia con un Ciclo Combinado de 242 MW, consistente en una máquina turbogas de 154 MW y una máquina turbovapor de 88 MW, a conectarse mediante transformadores independientes a la E.T. 132 kV Independencia, propiedad de Transnoa S.A.

0127/1998 Recházase el Recurso de Reconsideración interpuesto por Epec en contra de la Resolución ENRE 1056/97.

0132/1998	Sanción a Epen.
0133/1998	Sanción a Epen.
0134/1998	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.
0135/1998	Sanción a Transnea S.A.
0136/1998	Sanción a Epe S.F.
0137/1998	Sanción a Distrocuyo S.A.
0138/1998	Sanción a Epec.
0139/1998	Edesur S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la realización de un conjunto de obras, que comprenden la construcción y montaje de un nuevo electroducto de 132 kV que implicará básicamente la colocación de dos ternas de cable subterráneo que vincularán eléctricamente las S.S.E.E. Perito Moreno y Santa Rita, incluyendo además el montaje de equipos de maniobra y protección en la S.E. Perito Moreno, obras complementarias y accesorias.
0140/1998	Edelap S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción y montaje de la nueva Subestación Gonnet de 132/13,2 kV, 2 x 40 MVA (132/13,2 kV), la construcción de una nueva línea de 5.200 m, obras complementarias y accesorias.
0230/1998	"Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la Cooperativa de Luz y Fuerza de Punta Alta Ltda. para conectarse a la E.T. Punta Alta, propiedad de Transba;y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión 132 kV que conecta la E.T. Punta Alta y la futura E.T. Punta Alta (Coop.) 132/33/13,2 kV, 2x15/10/10 MVA, que se realizará el día 11 de marzo de 1998."
0231/1998	Sanción a Transpa S.A.
0233/1998	Sanción a Edesur S.A.
0234/1998	Sanción a Transener S.A.
0237/1998	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe para la instalación de un Transformador 500/132 kV de 300 MVA en la E.T. Rosario Oeste, propiedad de Transener S.A. y obras complementarias accesorias, que se realizará el día 23 de marzo de 1998.
0239/1998	Sanción a Transener S.A.
0240/1998	Sanción a Epe S.F.
0241/1998	Distrocuyo S.A. Apruébase la solicitud de ampliación a la capacidad de transporte presentada por la Transportista consistente en la provisión y montaje para el reemplazo de interruptores, transformadores, y seccionadores en la E.T. 132 kV San Juan.
0242/1998	Transener S.A. Apruébase en los términos del artículo 4 de la Ley N° 19.552 y a los fines de la afectación a servidumbre administrativa de electroducto, los planos relativos a la Cuarta Línea de Transmisión del Corredor Comahue - Buenos Aires, de 500 kV, que se extiende desde la E.T. Piedra del Aguila, en la Provincia de Neuquen, hasta la E.T. Abasto, Partido de la Plata, en la Provincia de Buenos Aires.
0271/1998	Sanción a Transnea S.A.
0272/1998	Sanción a Edenor S.A.
0273/1998	Sanción a Epec.

0274/1998 Eastman Chemical Argentina S.A. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para la incorporación de la Estación de 132 kV Eastman, a vincularse mediante una línea de alta tensión de 132 kV de 6,5 km de longitud a la línea Zárate San Pedro propiedad de Transba S.A., en una conexión provisoria en T a efectuarse en la torre N° 26 de esa línea.

0275/1998 Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Tasa Anual de Fiscalización y Control, año 1998: cancelación de montos.

0356/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

0357/1998 Sanción a Transnoa S.A.

0359/1998 Cuarta Línea. Disponer la realización de una Auditoría de las obras del Corredor Comahue - Buenos Aires, cuya adjudicación a Transener S.A. fuera aprobada por Resolución ENRE 1028/97.

0360/1998 Yacylec S.A. Ajústase el Canon Mensual a abonar a la Transportista Independiente en la suma de U$S 2.582.202,79, para el período 01/03/98 al 31/08/98.

0361/1998 Sanción a Edesur S.A.

0363/1998 Sanción a Transpa S.A.

0364/1998 Sanción a Transnoa S.A.

0365/1998 Sanción a Transnoa S.A.

0366/1998 Sanción a Transnoa S.A.

0367/1998 Sanción a Transnoa S.A.

0368/1998 Sanción a Edesur S.A.

0370/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

0371/1998 Sanción a Edenor S.A.

0372/1998 Sanción a Epe S.F.

0374/1998 Distrocuyo S.A. Rectifícase el Artículo 2 de la Resolución ENRE 241/98 en lo referente al Canon Anual Máximo, debiendo entenderse el monto especificado de $106.726 más el IVA que corresponda, como el Canon Mensual Máximo aprobado.

0465/1998 LITSA. Acéptase el recurso de reconsideración interpuesto por la Transportista Independiente contra la Resolución ENRE 330/97 y, en consecuencia, ajustar el canon mensual a abonar a la mencionada Transportista Independiente en la suma de u$s 2. 594.278,14 para el período 01/03/97 al 31/0897.

0466/1998 Sanción a Epen.

0467/1998 Sanción a Epec.

0468/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

0469/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

0470/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

0471/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

0546/1998 Recházase el Recurso de Reconsideración interpuesto por Epec contra la Resolución ENRE 664/97.

0547/1998 LITSA. Ajústase el Canon Mensual a abonar a la Transportista Independiente en la suma de U$S 2.576.631,76, para el período 01/03/98 al 31/08/98.

0548/1998 Audiencia Pública. Convócase para considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas Edesur S.A. y Distrilec S.A. para adquirir las acciones de Edem S.A. a celebrarse el día martes 7 de abril de 1998.

0561/1998 Fiplasto S.A. Autorízase a la empresa, en su carácter de agente Gran Usuario del MEM, a acceder a la capacidad de transporte para conectar su demanda en barras de 132 kV de la E.T. 220/132 kV Ramallo, propiedad de Transener S.A. y Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la Ampliación a la Capacidad de Transporte constituida por la línea de Alta Tensión de 132 kV, que une la E.T. 220/132 kV Ramallo con la E.T. 132/6,6 kV Fiplasto, quedando dicha línea en propiedad de Transba S.A.

0563/1998 Aes Paraná S.A. Autorízase a la empresa para que aumente la potencia de su Central de Ciclo Combinado San Nicolás, de los 751 MW originalmente autorizados por el artículo 1 de la Resolución ENRE 125/97, al valor final de 830 MW.

0564/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

0565/1998 Sanción a Epec.

0567/1998 Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A. Reemplázase el Diagrama de Operaciones del Subanexo II.A - Seguridad de Presas, Embalses y Obras Auxiliares - Manual de Auscultación, correspondiente al Anexo III.B del Contrato de Concesión e incorpórase al Subanexo, Anexo y Contrato de Concesión el Diagrama de Mantenimiento, Operación e Inspección del Equipamiento Hidroelectromecánico.

0569/1998 Sanción a Edesur S.A.

0570/1998 Sanción a Edesur S.A.

0571/1998 Sanción a Edesur S.A.

0573/1998 Sanción a Edesur S.A.

0574/1998 Sanción a Epen.

0575/1998 Sanción a Edesur S.A.

0576/1998 Sanción a Edelap S.A.

0577/1998 Sanción a Transnoa S.A.

0578/1998 Sanción a Transnea S.A.

0579/1998 "Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la empresa Capex para incorporar una unidad turbovapor de 270 MW, a conectarse en la E.T.Chocón Oeste, propiedad de Transener S.A.; y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión de 500 kV línea que vinculará la E.T. Chocón Oeste con la E.T. C.T. Agua del Cajón 500 kV y para la Estación Agua del Cajón, que se realizará el día 21 de abril de 1998."

0581/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

0582/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

0583/1998 Cooperativa de Provisión de Electricidad, Obras y Servicios Públicos, Crédito y Vivienda Ltda. de San Antonio de Areco (CEOSP). Levántanse los cargos formulados.

0584/1998 Transener S.A. Apruébase en los términos del artículo 4 de la Ley 19.552 y a los fines de la afectación a servidumbre administrativa de electroducto, los planos relativos a las dos Líneas Paralelas de 500 kV, separadas entre sí por una distancia de cincuenta metros (50), que se extienden desde la E.T. Ramallo, en la Provincia de Buenos Aires, hasta el seccionamiento de la línea que une las E.T. General Rodriguez, en la Provincia de Buenos Aires y Rosario Oeste, en la Provincia de Santa Fe.

0585/1998 Edesal S.A. Apruébase que la Distribuidora facturará a los Grandes Usuarios de su área de concesión los recargos por exceso en la capacidad de suministro en la prestación de la FTT.

0605/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

0606/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

0614/1998 Edesur S.A. - Edem S.A. Autorízase a Edesur S.A. a adquirir las acciones pertenecientes a Edem S.A., objeto de la Licitación Pública Nacional e Internacional llevada a cabo por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza.

0616/1998 Transnoa S.A. - Edesa S.A. Modifícase la Licencia Técnica aprobada por Resolución ENRE 326/97 y aprobar como Licencia Técnica Definitiva, que Transnoa S.A. le otorga al Transportista Independiente Edesa S.A. para la operación de la interconexión Metán - El Tunal - J.V.González y Estaciones Transformadoras El Tunal y J.V.González.

0619/1998 Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Las empresas deberán incorporar en las facturas que emitan a sus usuarios la siguiente leyenda: A la fecha de emisión de la presente, este suministro no registra facturas emitidas pendientes de pago por consumo de energía eléctrica.

0620/1998 Transba S.A. Apruébase la reforma de los artículos 2°, 5°, 17° y 24° y recházase la modificación del artículo 4° y 10° de su Estatuto Social.

0622/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

0624/1998 Sanción a Edesur S.A.

0625/1998 Sanción a Edenor S.A.

0626/1998 Sanción a Edenor S.A.

0627/1998 Sanción a Edenor S.A.

0628/1998 Sanción a Edesur S.A.

0629/1998 Sanción a Edesur S.A.

0630/1998 Sanción a Edenor S.A.

0631/1998 Dirección Provincial de Energía de Corrientes. Déjase sin efecto la obligación contenida en el Artículo 2 de la Resolución ENRE N° 30/95, por la cual la Dirección, en su carácter de solicitante de la ampliación, debía trasladar el reactor de 80 MVAr que actualmente se encuentra en la E.T. Resistencia, a la E.T. Paso de la Patria.

0633/1998 YPF S.A. Autorízase a la empresa ha acceder a la Capacidad de Transporte de Energía Eléctrica como Autogenerador para la incorporación de la C.T. Plaza Huincul compuesta por una TG a ciclo abierto de 40 MW, a conectarse en la E.T. Plaza Huincul de 132 kV propiedad de Epen Distribuidor.

0635/1998 Sanción a Edenor S.A.

0636/1998 Sanción a Edelap S.A.

0637/1998 Sanción a Edesur S.A.

0638/1998 Sanción a Edesur S.A.

0639/1998 Sanción a Epe S.F.

0640/1998 Sanción a Edenor S.A.

0641/1998 Sanción a Edelap S.A.

0642/1998 Sanción a Edesur S.A.

0643/1998 Edenor S.A. Otórgase la autorización para la modificación de la ubicación de la Subestación N° 260 Derqui de 132/13,2 kV, 2 x 40 MVA, para cuya construcción fue otorgado el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública mediante Resolución ENRE N° 1338/97.

0644/1998 Audiencia Pública. Convócase para tratar las modificaciones que, con relación a las estipulaciones contenidas en el Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión, prevé su Contrato de Concesión de Transener S.A. en los artículos 2º y 8º del Subanexo II-A y 8º y 28º del Subanexo II-B, y que se realizará el día 29 de mayo de 1998.

0650/1998 Pluspetrol Energy S.A. Autorízase el acceso a la capacidad de transporte de una potencia adicional de 150 MW a su Central Térmica Tucumán, a conectarse en barras de 132 kV de la E.T. 500/132 kV El Bracho, propiedad de Transener S.A.

0654/1998 Sanción a Transener S.A.

0655/1998 Sanción a Edesur S.A.

0656/1998 Sanción a Edesur S.A.

0657/1998 Sanción a Edesur S.A.

0658/1998 Sanción a Edenor S.A.

0659/1998 Sanción a Edenor S.A.

0660/1998 Sanción a Edenor S.A.

0662/1998 Sanción a Edesur S.A.

0663/1998 Hidroeléctrica Río Hondo S.A. Liberar $ 86.350 del total de $ 190.050 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente.

0664/1998 Sanción a Edelap S.A.

0665/1998 Sanción a Edelap S.A.

0666/1998 Sanción a Edelap S.A.

0670/1998 Sanción a Edelap S.A.

0672/1998 Cooperativa Eléctrica y de Crédito Ltda. de Carmen de Areco - Magneti Marelli Argentina S.A. Instrúyese a la Cooperativa a aplicar la Resolución SEyT 406/96 a la tarifa de peaje prestada a la empresa Magneti Marelli S.A. Los montos que surjan de dicha instrucción serán de aplicación ante falta de acuerdo entre prestador y usuario, hasta tanto el ENRE determine los precios a aplicar a la FTT de manera general o para una situación en particular.

0673/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

0674/1998 Sanción a Transener S.A.

0675/1998 Transnea S.A. Apruébanse las obras ejecutadas por la Transportista para la adecuación de la línea de 132 kV doble terna Puerto Bastiani Barranqueras a las disposiciones sobre altura de líneas de alta tensión contenidas en las Especificaciones Técnicas N° GC-IE-T-N° 1 emitidas por la ex-empresa Agua y Energía Electica S.E., dando por cumplimentado lo ordenado en el artículo 3 de la Resolución ENRE 123/95.

0676/1998 Epe S.F. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la instalación de un Transformador 500/132 kV de 300 MVA en la E.T. Rosario Oeste, propiedad de Transener S.A.

0685/1998 Sanción a Edenor S.A.

0686/1998 Sanción a Edenor S.A.

0687/1998 Sanción a Epen.

0688/1998 Distrocuyo S.A. Apuébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista, consistente en la instalación de un banco de capacitores compensación paralelo- de 45 MVAr conectado al arrollamiento terciario

del transformador de 150 MVA en la E.T. San Juan. Apruébase un Canon Mensual Máximo de $ 97.792, más el IVA que corresponda, para la ampliación autorizada en el artículo precedente. Apruébase un período de amortización de la inversión de 12 meses para el pago de la ampliación autorizada, que comenzará a regir a partir de la fecha de la efectiva puesta en servicio de la ampliación.

0689/1998 Edesur S.A. - Edenor S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de mayo de 1998.

0690/1998 Edelap S.A. Apruébanse los valores del Cuadro Tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de mayo de 1998.

0691/1998 Transnea S.A. Recházase el recurso de revocatoria interpuesto por la Transportista contra la Resolución ENRE 139/95 y concédese el recurso de alzada interpuesto contra la resolución mencionada, y elévase las actuaciones a la SE dentro del término legal. Autorízase a Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial el acceso a la capacidad de transporte para la conexión de dos líneas desde la E.T. Resistencia, propiedad de Transener S.A. a las instalaciones de dicha distribuidora.

0693/1998 Recházase la aclaratoria presentada por Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A., Hidroeléctrica El Chocón S.A., Capex S.A., Central Puerto S.A., Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. y Central Térmica Alto Valle S.A., respecto al alcance de la palabra modificaciones mencionadas en el considerando séptimo y en el artículo 1° de la Resolución ENRE 644/98.

0694/1998 Sanción a Transener S.A.

0695/1998 Sanción a Transpa S.A.

0696/1998 Hidrotérmica San Juan. Acéptase el pedido de prórroga de algunas de las obligaciones establecidas en el Subanexo VI, Obras, Trabajos y Suministros Obligatorios del Anexo III B del Contrato de Concesión.

0697/1998 Sanción a Edesur S.A.

0698/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

0699/1998 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el Acceso a la capacidad de Transporte y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte solicitados por las empresas Indupa S.A., Petroquímica Bahía Blanca S.A., y Polisur S.A. en su carácter de Grandes Usuarios del MEM, consistente en la construcción de una doble terna de 132 kV de 30 km de longitud aproximadamente, que unirá la Estación Transformadora 132/33 kV Petroquímica y la E.T 500/132 kV Bahía Blanca, asi como las ampliaciones para permitir la acometida de dichas líneas en las mencionadas estaciones, que se realizará el día 24 de junio de 1998.

0703/1998 Distrocuyo S.A. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista, consistente en un campo de 132 kV y otro de 220 kV en la E.T. San Juan que permitirá el montaje y conexionado del autotransformador próximo a ser entregado por Hidrotérmica San Juan. Aprúebase un Canon Mensual Máximo de $ 96.186, más el IVA que corresponda, para la ampliación autorizada en el artículo precedente. Aprúebase un período de amortización de la inversión de 12 meses para el pago de la ampliación autorizada, que comenzará a regir a partir de la fecha de la efectiva puesta en servicio de la ampliación.

0705/1998 Edet S.A. Autorízase el acceso para conectarse a nivel de 132 kV sobre la línea Cabra Corral Tucumán Norte propiedad de Transnoa S.A. y otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción y montaje de la nueva E.T. Trancas de 132/33/13,2 kV de 15/15/10 MVA.

0706/1998 Sanción a Epe S.F.

0708/1998 Sanción a Edesur S.A.

0709/1998 Sanción a Edenor S.A.

0710/1998 Sanción a Central Pedro de Mendoza S.A.

0711/1998 Sanción a Centrales Térmicas del Litoral S.A.

0712/1998 Cooperativa de Luz y Fuerza Eléctrica de Punta Alta Ltda. Autorízase el acceso a la cooperativa a la capacidad de transporte para conectarse a nivel de 132 kV en la E.T. Punta Alta propiedad de Transba S.A. y Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción y montaje de la nueva E.T. Punta Alta (Coop.), de 132/33/13,2 kV, 2 x 15/10/10 MVA y la construcción de una nueva línea de 132 kV que conectará la E.T. Punta Alta y la futura E.T. Punta Alta (Coop).

0713/1998 Sanción a Cooperativa Fel Ltda. Laboulaye.

0714/1998 Sanción a Edenor S.A.

0715/1998 Sanción a Edelap S.A.

0717/1998 Sanción a Edenor S.A.

0719/1998 Sanción a Edelap S.A.

0720/1998 Sanción a Edesur S.A.

0721/1998 Sanción a Edenor S.A.

0722/1998 Sanción a Edesur S.A.

0723/1998 Sanción a Edenor S.A.

0724/1998 Sanción a Epe S.F.

0725/1998 Sanción a Epen.

0726/1998 Transener S.A. - Transnoa S.A. - Transpa S.A. - Transnea S.A. - Transcomahue - Distrocuyo S.A. - Transba S.A. Adecuar las remuneraciones de la concesionarias para el período 01/05/98 al 16/07/98. Edenor S.A. - Edesur S.A. - Epe S.F. - Epec - Epen - Energía San Juan S.A. Adecúase la remuneración de los prestadores de la FTT y fíjase la remuneración por Energía Eléctrica transportada a percibir por los prestadores de la FTT para el período 01/05/98 al 31/1098.

0752/1998 Sanción a Edenor S.A.

0753/1998 Sanción a Edesur S.A.

0754/1998 Sanción a Edelap S.A.

0756/1998 Sanción a Edesur S.A.

0757/1998 Edesur S.A. Hácese lugar parcialmente al recurso de reconsideración interpuesto por la distribuidora contra la Resolución ENRE 818/96 (sanción por infracciones a la seguridad pública).

0759/1998 Sanción a Transpa S.A.

0761/1998 Capex S.A. Autorízase el acceso solicitado por la empresa para incorporar una unidad turbovapor de 270 MW, a conectarse en la E.T. Agua del Cajón, que se vinculará a través de una línea de 500 kV a la E.T. Chocón Oeste de propiedad de Transener S.A. y otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte correspondiente a la Estación Agua del Cajón 500 kV y la línea de alta tensión de 500 kV que vinculará la E.T. Chocón Oeste con la E.T. Agua del Cajón 500 kV.

0762/1998 Transener S.A. Apruébase en los términos del artículo 4 de la Ley N° 19.552 y a los fines de la afectación a servidumbre administrativa de electroducto, los planos relativos a la Cuarta Línea de Transmisión del Corredor Comahue - Buenos Aires, de 500 kV, que se extiende desde la E.T. Piedra del Aguila, en la Provincia de Neuquen, hasta la E.T. Abasto, Partido de la Plata, en la Provincia de Buenos Aires. (Rectifícase la Resolución ENRE 242/98 en su artículo 2).

0803/1998 Distrocuyo S.A. Apruébase la documentación licitatoria para la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica transporte consistente en el reemplazo de interruptores, transformadores, y seccionadores de las EE.TT. Montecaseros y Cruz de Piedra, en la Provincia de Mendoza.

0804/1998 Hidroeléctrica Río Hondo S.A. Hacer lugar al Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa en contra de la Resolución ENRE 109/98.

0805/1998 Sanción a Epec.

0806/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

0807/1998 Sanción a Centrales Térmicas del NOA S.A.

0809/1998 Sanción a Edesur S.A.

0810/1998 Sanción a Epec.

0811/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

0813/1998 Hidroeléctrica Río Juramento S.A. Libéranse $ 73.850 del total de $ 697.900 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente y establécese en $ 624,050 el nuevo monto para la constitución de la fianza destinada a garantizar las obras y trabajos obligatorios aún pendientes.

0845/1998 Sanción a Edelap S.A.

0849/1998 Sanción a Epec.

0853/1998 Epen. Recházase el recurso de reconsideración interpuesto por Epen contra la Resolución ENRE 249/97.

0854/1998 Sanción a Ledesma S.A.A.I.

0855/1998 Sanción a Ente Ejecutivo Presa de Embalse Casa de Piedra - Central Hidroeléctrica Casa de Piedra.

0856/1998 Sanción a Epe S.F.

0858/1998 Interandes S.A. Apruébase en los términos del artículo 4 de la Ley 19.552 y a los fines de la afectación a servidumbre administrativa de electroducto, los planos relativos a la modificación de traza de la línea que une la Central Termoeléctrica Salta, situada en las cercanías de la localidad de General Güemes, con el Paso de Sico, frontera con la República de Chile entre los vértices S-46 y S-62 (Departamento de La Caldera) Provincia de Salta.

0861/1998 Sanción a Transener S.A.

0862/1998 Central Puerto S.A. - Edenor S.A. - Edesur S.A. Prestar conformidad con el cálculo efectuado por las empresas correspondiente a la actualización del precio del contrato de suministro de energía entre las partes para el periodo 01/04/98 al 31/03/99 inclusive el que, sin considerar la incidencia del Impuesto a los Ingresos Brutos, arroja un valor de u$s 38,97/MWh.

0864/1998 Sanción a Epe S.F.

0865/1998 Sanción a Transnea S.A.

0868/1998 Sanción a Transener S.A.

0869/1998 Sanción a Centrales Térmicas del Litoral S.A.

0870/1998 Audiencia Pública. Convócase para decidir acerca de la existencia de impedimentos par a la construcción de la línea de 500 kV de vinculación del ciclo combinado de 830 MW de Aes Paraná S.A. a la nueva estación Ramallo 500, solicitada bajo el régimen del artículo 31 del Decreto N° 1398/92 por Aes Paraná S.A. la que se realizará el día 28 de julio de 1998.

0903/1998 Sanción a Epen.

0904/1998 Sanción a Transpa S.A.

0905/1998 Sanción a Transpa S.A.

0906/1998 Sanción a Transpa S.A.

0907/1998 Sanción a Transener S.A.

0908/1998 Sanción a Transener S.A.

0925/1998 Audiencia Pública. Convócase para analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte del corredor Centro - NOA, a través de la instalación de un banco de capacitores serie a conectarse en la E.T. Recreo de propiedad de Transener S.A., ubicada en la provincia de Catamarca, que se realizará el día 30 de julio de 1998.

0926/1998 Sanción a Transnea S.A.

0927/1998 Sanción a Transnea S.A.

0930/1998 Transener S.A. Desígnase responsable por los servicios de Operación, Mantenimiento y Actualización del Sistema de Desconexión Automática de Generación del corredor Comahue - Buenos Aires (Sistema DAG) a la empresa transportista, a partir del 12 de julio de 1998.

0931/1998 Sanción a Epec Generación.

0932/1998 Sanción a Epen.

0933/1998 Sanción a Transener S.A.

0935/1998 Sanción a Transener S.A.

0936/1998 Epec - Edese S.A. Adecúase la remuneración de los prestadores de la FTT para el período 01/05/98 al 31/10/98 y fíjase la remuneración por Energía Eléctrica transportada a percibir por los prestadores de la FTT para el mismo período.

0937/1998 Central Dock Sud S.A. Autorízase la constitución de una prenda sobre las acciones a favor del consorcio de bancos liderado por Chase Manhattan Bank con el objeto de garantizar un crédito destinado a la construcción del ciclo combinado emplazado en la localidad de Dock Sud, Partido de Avellaneda, Provincia de Buenos Aires.

0938/1998 Indupa S.A. - Petroquímica Bahía Blanca S.A. - Polisur S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, solicitado por las empresas, Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista, para la Ampliación a la Capacidad de Transporte consistente en la construcción de una doble terna de 132 kV de 30 km de longitud aproximadamente, que unirá la Estación Transformadora 132/33 kV Petroquímica y la E.T. 500/132 kV Bahía Blanca, así como las ampliaciones para permitir la acometida de dichas líneas en las mencionadas estaciones.

0939/1998 Central Costanera S.A. - Edenor S.A. - Edesur S.A. Determínase el precio del contrato para el periodo que va del 29/05/98 al 28/05/99 inclusive, en U$S 38,87/Mwh, el cual incluye una compensación positiva de U$S 0,61/Mwh, por la diferencia entre el porcentaje de incidencia del impuesto calculado y el que efectivamente correspondió para el periodo transcurrido desde el 29/05/97 al 28/05/98 inclusive y una previsión positiva de U$S 0,96/MWh, como incidencia del impuesto a los Ingresos Brutos para el periodo que va del 29/05/98 al 28/05/99 inclusive.

1013/1998 Transener S.A.. Prorrógase a partir del día 17/07/98, a los efectos del procesamiento de las transacciones del MEM, la vigencia de los valores de remuneración aplicables a la fecha en el contrato de concesión de la Transportista así como las estipulaciones contenidas en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

1014/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

1015/1998 Sanción a Epec.

1016/1998 Sanción a Edenor S.A.

1017/1998 Sanción a Hidroeléctrica Tucumán S.A.

1018/1998 Sanción a Hidroeléctrica Río Hondo S.A.

1019/1998 Electroingeniería S.A. Autorízase a la firma a transferir la cantidad de 588.000 acciones Clase B5, de valor nominal $ 0,10 cada una y de un voto por acción representativas del 1,96% del capital social y votos de Líneas de Transmisión del Litoral S.A.

1020/1998 Distrocuyo S.A. Autorízase la modificación al artículo 5° de los estatutos sociales.

1021/1998 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa Edenor S.A. para la realización de un conjunto de obras de traslado de las líneas de alta tensión 2 x 220 kV que unen la Subestación N° 067 Morón con la Subestación N° 160 Rodriguez (Ternas 41/43 y 45/47) y la línea aérea de alta tensión 1 x 132 kV que vinculan las Subestaciones N° 067 Morón y N° 165 San Miguel (Terna 633) de sus actuales emplazamientos, en la zona abarcada por el Golf club Argentino y su club de Campo, en la Localidad de Bella Vista, Partido de San Miguel, Provincia de Buenos Aires, que se realizará el 25 de agosto de 1998.

1022/1998 Sanción a Edenor S.A.

1153/1997 Hidroeléctrica Tucumán S.A. Desestímase el pedido de prórroga solicitado por la hidroeléctrica para la ejecución de los trabajos obligatorios pendientes al 30 de octubre de 1997 por un lapso adicional de tres años con relación a los plazos consignados en su Contrato de Concesión y aplícase un apercibimiento a por incumplimiento de los plazos perentorios de ejecución de Obras y Trabajos Obligatorios establecidos en el Subanexo VIII del mismo contrato.

1154/1997 "Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción y montaje de la nueva Subestación N° 261 Pontevedra de 132/33/13,2 kV, 2 x 20 MVA (132/33 kV) y 2 x 40 MVA (132/13,2 kV), la construcción de una nueva línea de 2 x 132 kV de 10.460 m de longitud que unirá las Subestaciones Rafael Castillo en construcción y Pontevedra; y en la actual Subestación N° 114 VIDAL para la construcción y puesta en servicio de una nueva Subestación de 132/13,2 kV con dos transformadores de 132/13,2 kV de 80 MVA cada uno y dos tableros de 13,2 kV, la desafección del equipamiento hoy existente, con excepción del actual tablero de 13,2 kV, y obras complementarias accesorias."

1155/1997 Distrocuyo S.A. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista, consistente en la provisión y montaje del equipamiento E.T. de 132 kV EE.TT. Montecaseros y Cruz de Piedra.

1156/1997 Sanción a Epen.

1157/1997 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

1178/1997 Sanción a Edenor S.A.

1179/1997 Sanción a Edesur S.A.

1187/1998 Sanción a Edelap S.A.

1188/1998 Sanción a Transnoa S.A.

1189/1998 Sanción a Transpa S.A.

1190/1998 Sanción a Transnoa S.A.- Comunicación a todos los agentes del MEM%Audiencia Pública. Modifícase el lugar de celebración de la Audiencia Pública convocada por Resolución ENRE 644/98, a celebrarse el día 29 de mayo de 1998.

1191/1998 Sanción a Transnoa S.A.

1192/1998 Sanción a Edelap S.A.

1193/1998 Sanción a Edesur S.A.

1194/1998 Sanción a Edesur S.A.

1195/1998 Sanción a Transnea S.A.

1200/1997 Sanción a Edelap S.A.

1224/1997 "Termoandes S.A. Apruébase la traza de la porción del electroducto denominada como variante Cerro San José que abarca los vértices S-63; S-64N; S-64 NA; S-64 NB; S-65N Y S-66 y el pliego de bases y condiciones para la

contratación del organismo y/o empresa pública o privada independiente del grupo solicitante que deberá efectuar la supervisión de la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión de 263 Km con una tensión nominal de 345 kV, entre la Localidad de Güemes (Provincia de Salta) y el nodo de frontera con la República de Chile, ubicado en Paso Sico."

1225/1997 Sanción a Epec.

1226/1997 Sanción a Epen.

1227/1997 Sanción a Epe S.F.

1228/1997 Sanción a Transnoa S.A.

1229/1997 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

1229/1998 Sanción a Epe S.F.

1230/1998 Sanción a Edelap S.A.

1231/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

1232/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue

1318/1998 Edenor S.A. - Edesur S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de agosto de 1998.

1319/1998 "Transener S.A. - Apruébanse como valor de la remuneración anual por el concepto de energía eléctrica transportada, el de $33.170.000, el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), establécese el sistema de premios, al que se refiere el artículo 27° del Subanexo II-B del Contrato de Concesión, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, prorrógase hasta el 31/10/98, la vigencia de las categorías asignadas a las líneas del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión por la Resolución ENRE 585/96, y aprobar la metodología de categorización de las líneas de dicho sistema, el que tendrá vigencia a partir del 01/11/98 y convócase a la Audiencia Pública que se realizará el día 27 de agosto de 1998 con el objeto de analizar, con relación a la remuneración de Transener S.A. las previsiones de inversión y costos operativos; el monto de capital sobre el cual entiende que debe aplicarse la tasa de rentabilidad; la tasa de rentabilidad propuesta; el nivel de la remuneración implícito, el modo en que se trasladaría a los distintos usuarios del sistema de transporte, una eventual diferencia que pudiera surgir entre la remuneración que finalmente resulte aprobada y la que se correspondería estrictamente con lo dispuesto en la presente Resolución?"

1320/1998 Distrocuyo S.A. Apruébase la Documentación Licitatoria para la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica consistente en el reemplazo de interruptores, transformadores, y seccionadores de la E.T. San Juan.

1321/1998 "Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte solicitado por las empresas Indupa S.A., Petroquímica Bahía Blanca S.A., y Polisur S.A. en su carácter de Grandes Usuarios del MEM, consistente en el reemplazo en la E.T. 500/132 kV BAHIA BLANCA, de un transformador existente de 500/132 kV - 150 MVA, por una unidad de 500/132 kV - 300 MVA; que se realizará el día 14 de septiembre de 1998."

1325/1998 "Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre la emisión del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de la Instalación de Interconexión Internacional, que se extenderá desde la Estación Transformadora Rincón de Santa María, ubicada en la localidad de Ituzaingó, Provincia de Corrientes, atravesando la localidad de Santo Tomé, hasta la localidad de Garabí, donde se fija el nodo frontera; la que se realizará el día 7 de Septiembre 1998."

1326/1998 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la provisión e instalación de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, para la E.T. Recreo 500 kV, propiedad de TRANSENER S.A., que se realizará el día 10 de setiembre de 1998.

1330/1997 Sanción a Edenor S.A.

1331/1997 Sanción a Edesur S.A.

1332/1997 Sanción a Edenor S.A.

1333/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. para el acceso y ampliación a la capacidad de transporte existente consistente en el seccionamiento de la línea Cabra Corral - Tucumán Norte de 132 kV perteneciente a Transnoa S.A., para alimentar la E.T. Trancas a construir, en la que se instalará un transformador de 132/33/13,2 kV de 15/15/10 MVA., y obras complementarias accesorias, que se realizará el día 22 de enero de 1998.
1334/1997	Transener S.A. - LITSA. Modifícase el esquema de cálculo del cargo por supervisión referente el Segundo Tramo de Transmisión Yacyretá, aprobado por Resolución ENRE 990/97.
1337/1997	Sanción a Central Térmica San Nicolás S.A.
1338/1997	Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción y montaje de la nueva Subestación N° 260 Derqui de 132/13,2 kV, 2 x 40 MVA, obras complementarias y accesorias.
1342/1998	Sanción a Edelap S.A.
1343/1998	Sanción a Transnea S.A.
1344/1998	Sanción a Edesur S.A.
1345/1998	Edelap S.A. Apruébanse los valores del Cuadro Tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de agosto de 1998.
1346/1998	Sanción a Edesur S.A.
1347/1998	Sanción a Epec.
1348/1997	Sanción a Edenor S.A.
1348/1998	Sanción a Edesur S.A.
1349/1997	Sanción a Transpa S.A.
1350/1997	Sanción a Transpa S.A.
1350/1998	Sanción a Distrocuyo S.A.
1352/1998	Sanción a Edenor S.A.
1353/1998	Sanción a Edelap S.A.
1355/1998	Sanción a Edesur S.A.
1356/1998	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. Autorízase a modificar el artículo 4° de sus Estatutos Sociales de acuerdo al texto aprobado por Asamblea General Extraordinaria celebrada con carácter unánime el día 3 de abril de 1998.
1367/1998	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la Empresa Distribuidora de Catamarca para la construcción de las Estaciones Transformadoras Belén y Tinogasta de 132/34,5/13,8 kV y obras complementarias accesorias, que se realizará el día 17 de septiembre de 1998.
1375/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa Edelap S.A. para la realización de un conjunto de obras, que comprenden la construcción y montaje de la nueva Subestación Gonnet de 132/13,2 kV, 2x40 MVA (132/13,2 kV), la construcción de una nueva línea de 132 kV de 5.200 m y obras complementarias accesorias, que se realizará el día 21 de enero de 1998.
1376/1998	Sanción a Epe S.F.
1377/1998	Sanción a Epen.
1379/1998	Sanción a Transnea S.A.

1380/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1381/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1382/1998	Sanción a Edenor S.A.
1383/1998	Sanción a Distrocuyo S.A.
1384/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1385/1998	Sanción a Transnea S.A.
1386/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1387/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1388/1998	Sanción a Epen.
1394/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1396/1998	Sanción a Epec.
1397/1998	Sanción a Edenor S.A.
1398/1998	Recházase el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural y Otros Servicios Públicos de Brandsen Ltda contra la nota ENRE 11843/97.
1400/1998	Edenor S.A. - Cooperativa Limitada de Consumo Popular de Electricidad y servicios Anexos de Escobar Norte. Deniégase el pedido formulado por la Cooperativa de extender el término de la autorización para prestar el servicio de distribución y comercialización de electricidad oportunamente otorgada a esta el ENRE. Y deniégase al pedido formulado por la distribuidora para que el organismo fije las condiciones de transferencia de las instalaciones de la Cooperativa citada en el artículo precedente ni al dictado de medidas que posibiliten el acceso de la distribuidora a las instalaciones de dicha Cooperativa.
1402/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1412/1998	Sanción a Epec.
1413/1998	Sanción a Epen.
1414/1998	Sanción a Epe S.F.
1415/1998	Sanción a Distrocuyo S.A.
1416/1998	LITSA. Ajústase el Canon Mensual a abonar a la Transportista Independiente en la suma de U$S 2.594.468,19, para el período 01/0998 al 28/02/99.
1417/1998	Yacylec S.A. Ajústase el canon mensual a abonar a la empresa en la suma de U$S 2.600.148,91, para el período 01/09/98 al 28/02/99.
1443/1998	(modificada por Res. ENRE 1832/98)%Normas de seguridad. Apruébase la Reglamentación de Instalaciones Eléctricas de Distribución referida a Trabajos en la Vía Pública que se realicen con el objeto de instalar, operar y mantener las Instalaciones Eléctricas Aéreas de Media y Baja Tensión.
1444/1998	Sanción a Edenor S.A.
1446/1998	Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para el traslado de las líneas de Alta Tensión 2 x 220 kV que unen la Subestación N° 067 Morón con la Subestación N° 160 Rodríguez (Ternas 41/43 y 45/47) y la línea aérea de Alta Tensión 1 x 132 kV que vincula las Subestaciones N° 067 Morón y N° 165 San Miguel (Terna 633) de sus actuales emplazamientos, en la zona abarcada por el Club de Golf Buenos Aires y su Club de Campo, en la localidad de Bella Vista, Partido de San Miguel, Provincia de Buenos Aires.

1447/1998	Sanción a Transpa S.A.
1448/1998	Sanción a Transpa S.A.
1449/1998	Sanción a Edelap S.A.
1450/1998	Sanción a Edelap S.A.
1451/1998	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1452/1998	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1453/1998	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.
1454/1998	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.
1455/1998	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.
1456/1998	Sanción a Transba S.A.
1459/1998	Sanción a Transba S.A.
1460/1998	Sanción a Transba S.A.
1472/1998	Pluspetrol S.A. - Central Térmica San Miguel de Tucumán S.A. - Ave Fénix Energía S.A. - Central Térmica Güemes S.A. Apruébase la solicitud presentada de ampliación a la capacidad de transporte Centro - NOA para la instalación de un banco de capacitores serie a conectarse en la E.T. Recreo de propiedad de Transener S.A., ubicada en la provincia de Catamarca.
1476/1998	Compañia Naviera Pérez Companc S.A. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte en la E.T. 500kV EZEIZA, propiedad de Transener S.A., para la incorporación de la Central Termoeléctrica GENELBA 2 constituida por un ciclo combinado de 850 MW.
1479/1998	Distrocuyo S.A. Apruébanse las Circulares N° 1, N° 2, N° 3 y N° 4 que completa la Documentación Licitatoria aprobada por Resolución ENRE 803/98 para el llamado a Concurso Público de la ampliación a la capacidad de transporte consistente en el Suministro, Montaje Electromecánico, Construcción de Obras Civiles, y Puesta en Servicio de los Centros de Distribución de las EE.TT. Montecaseros y Cruz De Piedra, en la Provincia de Mendoza.
1480/1998	Edelap S.A. Aprúebanse las reformas a los artículos 25° y 36° de sus Estatutos Sociales.
1481/1998	Central Dique S.A. Apruébanse las reformas a los artículos 24° y 33° de sus estatutos sociales.
1483/1998	Sanción a Hidroeléctrica Río Hondo S.A.
1484/1998	Sanción a Epec Generación.
1485/1998	Indupa S.A. - Petroquímica Bahía Blanca S.A. - Polisur S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, solicitado por las empresas, Grandes Usuarios del MEM, para la Ampliación a la Capacidad de Transporte consistente en el reemplazo en la E.T. 500/132 kV Bahía Blanca, de un transformador existente de 500/132 kV - 150 MVA, por una unidad de 500/132 kV - 300 MVA.
1486/1998	Sanción a Transnea S.A.
1487/1998	Sanción a Distrocuyo S.A.
1488/1998	Sanción a Transba S.A.
1489/1998	Sanción a Epen.
1507/1998	Central Térmica San Nicolás - Edelap S.A. Apruébase el precio máximo del contrato de suministro para el periodo que va del 01/06/98 al 31/05/99.

1509/1998 Distrocuyo S.A. Apruébase la documentación Licitatoria para la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica consistente en un campo de 132 kV y otro de 220 kV en la E.T. San Juan para permitir el montaje y conexionado del autotransformador próximo a ser entregado por Hidrotérmica San Juan.

1510/1998 Sanción a Transpa S.A.

1511/1998 Sanción a Edenor S.A.

1512/1998 (anulada)%Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

1512/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

1513/1998 Sanción a Transener S.A.

1514/1998 Sanción a Transener S.A.

1515/1998 Sanción a Transener S.A.

1516/1998 Sanción a Transener S.A.

1519/1998 Sanción a Edelap S.A.

1520/1998 Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. Autorización a la operación a distancia de las compuertas de los vertederos.

1521/1998 Audiencias Públicas. Convocatoria para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para un conjunto de obras por parte de Edenor S.A.

1527/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

1528/1998 Sanción a Transener S.A.

1529/1998 Sanción a Transener S.A.

1530/1998 Sanción a Transener S.A.

1533/1998 Sanción a Epec.

1534/1998 Sanción a Edelap S.A.

1535/1998 Sanción a Edelap S.A.

1536/1998 Sanción a Transba S.A.

1537/1998 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la Ampliación a la Capacidad de Transporte presentada por la Transportista por Distribución Troncal Transpa S.A., consistente en la instalación de un autotransformador de 132/33/13,2 kV de 20 MVA y equipo electromecánico vinculado a instalarse en la E.T. Pico Truncado I, que se realizará el día 11 de noviembre de 1998.

1538/1998 "Distrocuyo S.A. Apruébase la oferta preadjudicada a la empresa en el Concurso Público para la Ampliación de la Capacidad de Transporte consistente en el Suministro, Montaje Electromecánico, Construcción de Obras Civiles, y Puesta en Servicio de los Centros de Distribución de las EE.TT. ""Montecaseros"" y ""Cruz De Piedra""."

1539/1998 Sanción a Transener S.A.

1540/1998 Edelap S.A. Instrúyese a la distribuidora para que proceda al cálculo de los indicadores de la calidad del servicio técnico a nivel de suministro y de las multas (bonificaciones) asociadas correspondientes al período comprendido entre el 22/1296 y el 21/06/97 -primer semestre de control de la Etapa 2-, excluyendo del referido cálculo las interrupciones aceptadas por el Organismo como originadas en causales de caso fortuito o fuerza mayor.

1543/1998 Sanción a Epen.

1544/1998 Sanción a Epe S.F.

1546/1998	Sanción a Edenor S.A.
1547/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1548/1998	Sanción a Transpa S.A.
1549/1998	Sanción a Edenor S.A.
1550/1998	Sanción a Transnea S.A.
1551/1998	Sanción a Epe S.F.
1552/1998	Sanción a Epec.
1553/1998	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.
1554/1998	Sanción a Edesur S.A.
1555/1998	Sanción a Edenor S.A.
1556/1998	Sanción a Edelap S.A.
1557/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1573/1998	Distrocuyo S.A. Apruébase la documentación correspondiente a la Licitación Pública por el suministro, montaje electromecánico, construcción de obras civiles y puesta en servicio de un sistema de compensación capacitiva en la E.T. San Juan, para la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica consistente en la instalación de un banco de capacitores - compensación paralelo - de 45 MVAr conectado al arrollamiento terciario del transformador de 150 MVA en la E.T. San Juan.
1574/1998	Edecat S.A. - Transnoa S.A. Servidumbre administrativa de electroducto. Apruébase en los términos del artículo 4 de la Ley 19.552 y a los fines de la afectación los planos y el listado de parcelas, relativos a la Línea de 132 kV, E.T. Villa Quinteros hasta la E.T. Andalgalá.
1576/1998	Sanción a Edelar S.A.
1577/1998	Central Costanera S.A. - Comercializadora del Mercosur S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de la instalación de Transporte de Interconexión Internacional, destinada a vincular eléctricamente el MEM de Argentina con el Brasil, consistente en una Línea de extra Alta Tensión de 500 kV que se extiende desde la E.T. 500 kV Rincón de Santa María, ubicada en la provincia de Corrientes, hasta el nodo de frontera fijado en el límite internacional del Río Uruguay en el cruce de Colonia Garabí, Corrientes, y Garabí, Brasil.
1578/1998	"Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte solicitado por las empresas Central Costanera S.A. y Empresa Comercializadora de Energía del Mercosur S.A., consistente en la ampliación del sistema de barras de la playa de 500 kV de la E.T. Rincón Santa María, y el equipamiento del campo 03 con los equipos de maniobra, medición, y protección, control, telesupervisión, etc. necesarios para permitir el acceso de la línea de Alta Tensión de Interconexión Internacional entre la mencionada estación y el nodo frontera Garabí; que se realizará el día 17 de Noviembre de 1998, a las 15:00 horas."
1583/1998	Sanción a Ledesma S.A.A.I.
1584/1998	Sanción a Edesur S.A.
1586/1998	Sanción a Epe S.F.
1609/1998	Transener S.A. Admítese parcialmente el recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución ENRE 234/98, en lo referente a las sanciones por indisponibilidades de equipamiento de reactivo pertenecientes a la Transportista Independiente Yacylec S.A. y por supervisión de la operación y mantenimiento que ejerce Transener S.A.
1640/1998	Hidroeléctrica El Chocón S.A. Autorízase a mantener una dotación mínima de personal en cada guardia permanente de la Central Arroyito no menor a un Jefe de Turno a los fines de preservar la capacidad técnica exigida en el Subanexo V

de Guardias Permanentes del Contrato de Concesión y con arreglo a lo dispuesto en el artículo 23 del Capítulo VI del Anexo IX del Contrato de Concesión.

1645/1998 Sanción a Edenor S.A.

1646/1998 "Central Térmica Güemes S.A. Recházase el recurso interpuesto contra Resolución ENRE 1319/98 (Transener S.A. - remuneración; previsiones de inversión y costos operativos; monto de capital sobre el cual debe aplicarse la tasa de rentabilidad; tasa de rentabilidad)."

1647/1998 "Hidroeléctrica Alicurá S.A. Recházase el recurso interpuesto contra Resolución ENRE 1319/98 (Transener S.A. - remuneración; previsiones de inversión y costos operativos; monto de capital sobre el cual debe aplicarse la tasa de rentabilidad; tasa de rentabilidad)."

1648/1998 Central Térmica San Nicolás S.A. Recurso de reconsideración contra Resolución ENRE 1337/97 (sanción por punto 2.1.-Anexo X del Pliego de Bases y Condiciones de Transferencia de Acciones)

1649/1998 Sanción a Hidroeléctrica Juramento S.A.

1650/1998 Transener S.A. Apruébanse los valores de remuneración por conexión, los que resultan aplicables a partir del inicio del segundo período tarifario, y modifican lo estipulado en el Punto 1.1. del Subanexo II-C del Contrato de Concesión.

1651/1998 Edesur S.A. - Edenor S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de noviembre de 1998.

1652/1998 Edelap S.A. Apruébanse los valores del Cuadro Tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de noviembre de 1998.

1658/1998 Sanción a Edenor S.A.

1661/1998 Apelp - Epec. Recházase la defensa de prescripción opuesta por APELP contra el crédito reclamado por EPEC y aplícase como metodología de cálculo para el peaje, para el período comprendido entre agosto de 1991 y el 30 de abril de 1992, lo dispuesto por la Resolución de la ex - SEE 38 de fecha 19 de julio de 1991. Aplícase como metodología de cálculo para el peaje, para el período comprendido entre el 1° de mayo de 1992 y el 30 de abril de 1994, lo dispuesto por la Resolución SE 61/92.

1662/1998 Transener S.A. Revísase la calificación asignada a las líneas del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión a cargo de Transener.

1679/1998 Aguas de Formosa S.A.- Edefor S.A. Determínase que mientras la prestación de la FTT sea realizada en Baja Tensión, la facturación y demás condiciones debe realizarse acuerdo a las condiciones fijadas en la Resolución S.E. 91/97 y que a partir de la instalación del equipo de medición comercial en Media Tensión y habilitado el mismo para el uso comercial, la facturación y demás condiciones de la prestación de la FTT, deberá realizarse acuerdo a las condiciones establecidas en las Disposiciones S.S.E. 58/98 y 116/98.

1680/1998 Transener S.A. - Transnoa S.A. - Transpa S.A. - Transnea S.A. - Transcomahue S.A. - Distrocuyo S.A. - Transba S.A. Adecúanse las remuneraciones de las concesionarias de transporte por distribución troncal para el período 01/11/98 al 30/04/99. Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. - Epe S.F. - Epec - Epen - Energía San Juan - Edese S.A. Adecúanse las remuneraciones de los prestadores de la FTT para el período 01/11/98 al 30/04/99. Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. - Epe S.F. - Epec - Epen - Energía San Juan - Edese S.A. Adecúanse las remuneraciones por Energía Eléctrica transportada a percibir por los prestadores de la FTT para el 01/11/98 al 30/04/99. Transener S.A. Adecúanse los valores de penalizaciones medias mensuales históricas para el período 01/11/98 al 30/04/99.

1682/1998 Transener S.A. - Eden S.A. Aprúebase que los consumos correspondientes a una caseta de microondas en San Nicolás corresponde que sean facturados por Eden S.A. de acuerdo a lo previsto en el Reglamento de Servicio y Cuadro Tarifario aprobados por el EPRE.

1683/1998 Edecat S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública a favor para la construcción de las E..T Belén y Tinogasta de 132/34,5/13,8 kV y obras complementarias accesorias.

1684/1998 Central Puerto S.A. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para incorporar una unidad termovapor de una potencia de 190 MW, a conectarse en barras de 500 kV de la E.T. Loma de la Lata, propiedad de la misma empresa.

1685/1998 "Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para un conjunto de obras que implican la construcción y montaje de las nuevas Subestaciones nº 365 ""Pantanosa"" de 220/132 kV, 1 x 300 MVA, Nº 363 ""Marcos Paz"" de 132/33 kV - 2 x 20 MVA, Nº261 ""Pontevedra"" de 132/13,2 kV - 2 x 40 MVA , con sus obras complementarias y accesorias, y de la Línea de Alta Tensión 2 x 132 kV que vinculará las mencionadas subestaciones."

1686/1998 Sanción a Edenor S.A.

1687/1998 Sanción a Edenor S.A.

1688/1998 Sanción a Edenor S.A.

1689/1998 Sanción a Edenor S.A.

1690/1998 Sanción a Edenor S.A.

1691/1998 Sanción a Edenor S.A.

1692/1998 Sanción a Edenor S.A.

1693/1998 Sanción a Edenor S.A.

1694/1998 Sanción a Edenor S.A.

1695/1998 Sanción a Hidroeléctrica Tucumán S.A.

1696/1998 Sanción a Transba S.A.

1698/1998 Sanción a Edelap S.A.

1699/1998 Sanción a Distrocuyo S.A.

1700/1998 Sanción a Transpa S.A.

1701/1998 Sanción a Epec.

1702/1998 Sanción a Transnea S.A.

1703/1998 Sanción a Epe S.F.

1704/1998 Sanción a Epen.

1705/1998 Sanción a Edesur S.A.

1708/1998 Problemática de la Transición al Año 2000. Generadoras, transportistas y distribuidoras de energía eléctrica. Información que deben suministrar al ENRE.

1709/1998 "Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de dos Lineas de Alta Tensión de 132 kV, una entre la E.T. Recreo 500/132 kV, ubicada en la Provincia de Catamarca, propiedad de Transener S.A. y la E.T. Frias 132/13,2 kV, ubicada en la Provincia de Santiago del Estero, propiedad de Transnoa S.A. y la otra entre la mencionada E.T. Recreo 500/132 kV y la localidad de San Martín, Provincia de Catamarca, incluídas las obras de acceso a la estaciones y desarticulación de la ""T"" rigida en esta última localidad; que se realizará el día 22 de diciembre de 1998."

1710/1998 Audiencia Pública. Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía del Neuquén, Energía Río Negro S.A., Administración Provincial de Energía de La Pampa. Cálculo de la remuneración por energía eléctrica transportada (próximo período tarifario) y determinación del coeficiente de estímulo a la eficiencia (convocatoria)

1714/1998 Audiencia Pública. Convocatoria para resolver sobre la Autorización de Acceso y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la Ampliación de la Capacidad de Transporte consistente en la construcción de la E.T. Burruyacu 132/33 kV, en la localidad homónima de la Provincia de Tucumán, que se realizará el día 12 de enero de 1999.

1715/1998 Sanción a Edesur S.A.

1717/1998 Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. Autorízase a modificar los artículos 6° y 20° de sus Estatutos Sociales de acuerdo al texto aprobado por la Asamblea General Extraordinaria del día 7 de agosto de 1998.

1718/1998 Tasa Anual de Fiscalización y Control, año 1998.

1719/1998 Sanción a Edenor S.A.

1720/1998 Sanción a Edesur S.A.

1721/1998 Sanción a Edelap S.A.

1724/1998 Medio Ambiente. Instrucciones para la medición de campos eléctricos y magnéticos en sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica.

1725/1998 Transporte y Distribución de energía eléctrica - ampliaciones a la capacidad de transporte y certificados de conveniencia y necesidad pública (instructivo para elaboración de informes y guía de análisis de evaluaciones de impacto ambiental)

1726/1998 MEM. Ordénase a la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), que adecue la tarifa por el servicio correspondiente a la Función Técnica del Transporte a cobrar a Molino Cañuelas SACIFIA a lo dispuesto en la Resolución de la ex Secretaría de Energía y Transporte N° 406/96.

1728/1998 Audiencia Pública. Convócase para analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la provisión e instalación de un transformador 500/132 kV, 150MVA, y obras asociadas a la conexión, en la E.T. Salto Grande 500/132 kV, propiedad de la Comisión Técnica Mixta Salto Grande, que se realizará el día 14 de enero de 1999.

1729/1998 Edesur S.A. Apruébase para que la distribuidora perciba de sus usuarios del Partido de Ezeiza la tasa municipal por consumo de alumbrado público de la Municipalidad de Ezeiza.

1730/1998 Audiencia Pública. Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía del Neuquén, Energía Río Negro S.A., Administración Provincial de Energía de La Pampa. Cálculo de la remuneración por energía eléctrica transportada (próximo período tarifario) y determinación del coeficiente de estímulo a la eficiencia (convocatoria - modificación)

1731/1998 Central Costanera S.A. - Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente la ampliación del sistema de barras de la playa de 500 kV de la E.T. Rincón Santa María, y el equipamiento del campo 03 con los equipos de maniobra, medición, y protección, control, telesupervisión, etc. necesarios para permitir el acceso de la línea de Alta Tensión de Interconexión Internacional entre la mencionada estación y el nodo frontera Garabí.

1732/1998 "Audiencia Pública. Convócase para analizar la conveniencia de la modificación de la traza original aprobada oportunamente por Resolución ENRE N° 866/97, para el tramo comprendido entre el vértice 23 y el 34, de la línea que transcurre entre la Estación Transformadora ""Villa Quinteros"" y la Estación Transformadora ""Andalgalá"" solicitada por la empresa Edecat S.A., que se realizará el día 21 de diciembre de 1998 a las 15:00 horas."

1733/1998 "Distrocuyo S.A. Ratificar la aprobación dada por el Comité de Evaluación y Adjudicación de Ofertas a las Circulares n° 1, 2, 3, 4, 5, y 6 que completan la Documentación Licitatoria aprobada por Resolución ENRE N° 1320/98 para el llamado a Concurso Público de la ampliación a la capacidad de transporte consistente en el ""Suministro, montaje electromecánico, construcción de obras civiles y puesta en servicio del Centro de Distribución de la E.T. San Juan."

1745/1998 Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Resuélvese que los usuarios y grandes usuarios comprendidos en la Tarifa N° 3 (T3-Grandes Demandas) y la Tarifa por el Servicio de Peaje, respectivamente, del cuadro tarifario de las Distribuidoras, deberán tener una demanda mínima de potencia igual a 315 KW, como requisito para solicitar el suministro en media tensión, y una demanda mínima de potencia igual a 20 MW, para solicitar el suministro en alta tensión.

1748/1998 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.

1749/1998 Sanción a Arcor Misky S.A.

1750/1998 Sanción a Refinerías de Maíz S.A.I.C.yF.

1751/1998	Sanción a Disco S.A.-Supermercado San Miguel de Tucumán
1752/1998	Sanción a Edelap S.A.
1753/1998	Sanción a Arcor S.A.I.yC.-Ingenio la Providencia (Provincia de Tucumán)
1754/1998	Sanción a Refinerías del Norte S.A. (Refinor S.A.) - Planta de Almacenaje y Despacho de Combustibles - Banda del Río Salí (provincia de Tucumán)
1755/1998	Sanción a Pol Ambrosio y Cía S.A. - Planta Tucumán.
1756/1998	Sanción a Centrales Térmicas del NOA S.A.
1758/1998	Sanción a Transba S.A.
1759/1998	Sanción a Transnoa S.A.
1761/1998	Sanción a Algodonera San Nicolás S.A.-Planta Los Gutiérrez (Provincia de Tucumán)
1812/1998	Sanción a Edesur S.A.
1813/1998	Sanción a Edesur S.A.
1814/1998	Edesur S.A. - percepción de sus usuarios del Partido de Berazategui la tasa municipal por consumo de alumbrado público
1815/1998	Sanción a Edelap S.A.
1816/1998	Sanción a Distrocuyo S.A.
1820/1998	Pluspetrol Energy S.A. - Central Térmica San Miguel de Tucumán S.A. - Ave Fénix Energía S.A. - Central Térmica Güemes S.A. Apruébase la Documentación Licitatoria para la construcción e instalación de un banco de capacitores serie a conectarse en la E.T. Recreo.
1822/1998	Sanción a Siderar S.A.
1823/1998	Sanción a Edenor S.A.