

El Informe Eléctrico

*Cinco años de Regulación y Control
1993 - Abril - 1998*



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. Ricardo Martínez Leone

⁽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

ENRE
Ente Nacional Regulador de la Electricidad

El Informe Eléctrico

*Cinco años de Regulación y Control
1993 - Abril - 1998*

El Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, ha cumplido, casi coincidentemente con los primeros cinco años desde el inicio de las transformaciones encaradas a partir de la sanción y promulgación del Marco Regulatorio, ley N° 24.065, el primer quinquenio de gestión.

El presente informe tiene el cometido dar cuenta y presentar una evaluación al Congreso de la Nación y al Poder Ejecutivo, del desenvolvimiento del sector eléctrico en ese período.

El presente informe, tiene el propósito de servir de guía para las exposiciones que el Directorio del ENRE efectuará ante las comisiones pertinentes de ambas Cámaras del Congreso de la Nación, con motivo de cumplir este Organó sus primeros cinco años de gestión, además de poner al alcance de instituciones públicas y privadas con interés en el desenvolvimiento del sector eléctrico, su regulación y control, una expresión sintética de lo hecho.

Quiénes deseen una relación amplia y minuciosa de la gestión del ENRE pueden remitirse a los informes que, en cumplimiento de lo que establece el inciso q) del artículo 56 de la Ley N° 24.065, produce anualmente el organismo.

El nuevo rol del Estado y el Marco Regulatorio Eléctrico

Su Acierto y Rango Institucional

La transformación del sector eléctrico iniciada con la presente década, en la Argentina, resultó, principalmente, producto de la necesidad. La discusión teórica fue largamente excedida por la grave crisis que atravesó el sector en el verano 88/89 como resultado de muchos años de sucesivos desaciertos en la administración estatal.

La sanción y promulgación de la ley de Reforma del Estado y Emergencia Administrativa marcó un hito respecto del papel del Estado en la República Argentina. Se institucionaliza la decisión de que abandone su papel de estado empresario para asumir el rol de diseñador de políticas, regulador de actividades esenciales, ejerciendo, también, el contralor del desenvolvimiento de las mismas.

Complementando la decisión se encararon las transformaciones sectoriales. Así el Poder Ejecutivo envió al Congreso del proyecto de ley Marco para regular las actividades del sector eléctrico. La Legislatura lo sancionó y convirtió en Ley. La confección del Proyecto y el análisis parlamentario partieron de un diagnóstico correcto, y la puesta en marcha del proceso de transformación permitió activar inversiones privadas que permitieron revertir un cuadro de escasez de energía eléctrica por otro de abundancia, y pasar de prestaciones inseguras a servicios confiables, a precios más bajos.

Debe quedar claro que no todos los problemas del sector quedaron resueltos con la sanción del Marco. Había que trabajar en el diseño de criterios y procedimientos operativos que fueran completando el cuerpo de normas y disposiciones regulatorias para que instalaciones y empresas que funcionaban con ajuste al sistema anterior, se adecuaran a los nuevos lineamientos, cuya característica saliente está dada por reglas de mercado de competencia, y, en los segmentos monopólicos, por normas específicas y parámetros de calidad y eficiencia cuyo incumplimiento se penaliza.

Los procedimientos operativos permiten acompañar la dinámica del mercado efectuando las correcciones que demanden situaciones nuevas, corregir desvíos y dar solución a problemas no previstos. Por ello el Ente Regulador tiene como mandato de Ley, no sólo a asegurar un sistema de reglas de juego claras que transmitan confianza a los inversores y al público, sino también a mostrar la suficiente flexibilidad para ir adaptando las normativas al cumplimiento de los objetivos fijados.

Es importante destacar la ubicación institucional del órgano regulador. Creado por Ley como organismo autárquico y con plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, el ENRE tiene como mandato ajustar su accionar a los principios y normas del Marco

Regulatorio, asegurando la prestación de los servicios en condiciones de confiabilidad, competitividad, igualdad, libre acceso, con tarifas justas y razonables adecuada a la calidad exigible de prestación, protegiendo los derechos de los usuarios y garantizando el suministro a largo plazo.

El hecho de que el Marco Regulatorio haya sido sancionado y promulgado por Ley, lo encuadra adecuadamente en el criterio posteriormente sustentado por la Reforma Constitucional del 94, en cuanto a la necesaria intervención legislativa en la formulación de los marcos Regulatorios de los servicios públicos privatizados.

El art. 1° de la Ley 24.065 caracteriza al transporte y la distribución de electricidad como servicios públicos, que se prestan en condiciones de mercado monopólico con usuarios cautivos en los que la regulación determina y controla precios y la calidad previniendo la ocurrencia de prácticas que configuren abuso de posición predominante en el mercado. En lo que se refiere a las instalaciones, tanto de Transporte como de Distribución, rige el principio de “Libre Acceso” que posibilita que cualquiera puede hacer uso de las mismas sin restricciones ni oposición por parte del titular, pagando los costos correspondientes, garantizando que el mismo no se constituya en un límite al principio.

La generación, cualquiera sea su destino, es considerada actividad de interés general, que opera en un mercado de competencia, cuyo funcionamiento se ajusta a las normas legales y a los Procedimientos operativos de modo que los generadores reciban una tarifa uniforme para todos, en cada lugar de entrega fijado por el Despacho Nacional de Cargas, calculada con ajuste al costo económico del sistema, considerando el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada. El costo económico está representado por el costo marginal de corto plazo.

Los distribuidores están obligados a suministrar la totalidad de la energía que les sea demandada en el área geográfica de su concesión, no pudiendo alegar falta de suministro. Esta obligación – conjuntamente con un adecuado esquema de precios y tarifas, es la que actúa como garantía para que, de acuerdo a las estimaciones de la evolución de la demanda, se tomen los recaudos correspondientes para que en los segmentos de transporte y distribución, se realicen las inversiones necesarias para asegurar el suministro.

La Ley 24.065 ha dispuesto la desintegración vertical de la actividad, limitando la participación de los propietarios de empresas de un segmento en la propiedad de empresas de otro segmento. Las limitaciones alcanzan, también a empresas controladas, y según el caso, controlantes, mediante la tenencia de paquetes accionarios. Sin embargo, con previa aprobación del ENRE, dos o más transportistas o dos o más distribuidores pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario. Otro requisito que tiende a garantizar la no constitución de situaciones que configuren posición dominante, es que las acciones de las sociedades que se dediquen a distribución o transporte de energía eléctrica, deben ser nominativas no endosables.

Con la finalidad de evitar eventuales situaciones de discriminación favoreciendo a algunos usuarios en detrimento de otros, los transportistas tienen prohibido comprar y vender energía eléctrica.

Un agente del mercado eléctrico cuya presencia tiene como objetivo propiciar la competencia, es el Gran Usuario, que es aquel que puede contratar para consumo propio, en forma independiente, su abastecimiento de energía eléctrica con un generador o distribuidor. La reglamentación de los procedimientos operativos ha ido fijando módulos decrecientes de potencia y energía para acceder a esa categoría de usuario.

El nuevo papel asumido por el Estado en materia de regulación y control de los servicios públicos, ha sido motivo de permanente preocupación para el Congreso de la Nación, y cabe recordar que ambas Cámaras no solo fueron escenario de múltiples iniciativas debidas a legisladores de distintos bloques, referidas a la cuestión regulatoria, sino que se receptaron críticas y comentarios de los medios de comunicación, así como propuestas diversas de las asociaciones de usuarios y consumidores referidas al funcionamiento de los entes reguladores. Próximo a concluir el período ordinario de sesiones de 1997, en el mes de noviembre, la Cámara Alta votó afirmativamente un proyecto de ley por el que se creaba la Comisión Legislativa Nacional de las Regulaciones. La Cámara de Diputados no alcanzó al considerar esta iniciativa que sólo tiene sanción del Senado.

Ahora bien, a nuestro juicio, tanto los proyectos presentados como los comentarios conocidos sobre los Entes Reguladores, no han distinguido suficientemente sobre dos situaciones diferentes. Por una parte la existencia de organismos emanados de disposiciones del poder administrador, y por la otra de instituciones regulatorias que, como el ENRE, tienen origen en una Ley de la Nación, previa a la transferencia a manos privadas de los servicios eléctricos, cuyo directorio fue integrado a través del procedimiento concursal, con intervención de una comisión especial del Congreso, prevista y creada por la misma ley. Y esta distinción resulta muy importante en circunstancias, como las actuales, en que el Directorio viene a informar acerca de los resultados de una gestión cuyos lineamientos trazó el Congreso. En efecto, el legislador encomendó al ENRE: “sujetar su accionar a los principios y disposiciones del Marco Regulatorio y controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos” (Art. 2° in fine de la Ley 24.065).

LEY 24.065 – Artículo 2°

Objetivos de Política General

- * Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios
- * Promover la competitividad en producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo
- * Promover el libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios de transporte y distribución
- * Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables
- * Incentivar y eficientizar la oferta y demanda por medio de tarifas apropiadas
- * Alentar las inversiones privadas asegurando la competitividad de los mercados

El Marco Regulatorio fijó los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad. El primero de ellos fue: proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, y a continuación dispuso otras cinco metas igualmente importantes. Todas serán tratadas en este informe, como la mejor manera de reseñar la gestión del ENRE durante los cinco años.

Sin embargo es conveniente precisar cual es el criterio para lograr la mejor manera de proteger los derechos del usuario, facilitando así la comprensión acerca del papel que la legislación encomendó cumplir a la entidad reguladora.

El legislador se refiere al usuario actual y al usuario futuro. Es el que recibe un servicio satisfactorio hoy y el que se le debe garantizar que lo recibirá mañana porque se dan las previsiones correspondientes en cuanto a estimular la oferta, la capacidad y calidad de transporte y la calidad y capacidad de distribución.

El Mercado Eléctrico Mayorista MEM

*“Competencia cuando es posible regulación cuando es necesaria” **

La etapa inmediatamente anterior a la transferencia a manos privadas de las empresas estatales exigió la transformación de las mismas, para adecuarlas al nuevo modelo regulatorio.

Existían tres grandes empresas verticalmente integradas, propiedad del Estado Nacional: Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado (generación, transmisión y distribución); SEGBA S.A. (generación y distribución) e Hidronor. S.A. (generación y transmisión). Un conjunto de empresas provinciales, también estatales, la gran mayoría de ellas operando solamente en distribución, y un gran número de cooperativas, prestando servicios de distribución en pequeñas localidades. Cada una de las tres grandes empresas del Estado Nacional fue dividida en unidades de negocios independientes, bajo la forma de sociedades por acciones, siendo el propio Estado Nacional el tenedor inicial del cien por cien de dichas acciones. Esas unidades de negocios debían tener viabilidad económica y las empresas de transporte y distribución fueron concesionadas, estableciéndose cuadros tarifarios iniciales y un régimen de calidad de servicio y sanciones por incumplimiento, contenido todo en los contratos respectivos.

En el caso de las empresas de transporte y distribución, una vez implementado el mecanismo anteriormente descrito, se procedió a vender, en licitación pública internacional, el paquete accionario de control. Este paquete de control es indivisible. Para el caso de la generación térmica, lo que se vendió fueron directamente los activos, y en lo que hace a la generación hidráulica, fue necesario previamente concesionar el uso del recurso agua, que siempre es propiedad de la nación y las provincias.

En todas las empresas privatizadas se implementó el Programa de Propiedad Participada para los trabajadores de la organización antecesora de la nueva unidad de negocios.

En un esfuerzo por simplificar los grandes objetivos perseguidos por las nuevas reglas de juego, diríamos que son: la introducción de la competencia directa en la producción, donde el despacho se basa en los costos y son los generadores más eficientes los que producen. Competencia en la producción para los grandes usuarios quienes pueden contratar libremente sus compras de energía. Competencia en las ampliaciones del sistema de transporte, que deben ser solventadas por los beneficiarios y adjudicadas por concurso, y simulación de competencia en los segmentos regulados, procurando precios (tarifas) comparables a los que se obtendrían si el mercado operara bajo un régimen de competencia.

* Procurando explicar el desenvolvimiento del MEM desde otra perspectiva, en el Anexo 1 desarrollamos el tema de la oferta y la demanda eléctrica, de una manera detallada. Anexo 2: Actores reconocidos del Mercado Eléctrico

Como hemos dicho la producción de energía eléctrica opera en condiciones de competencia, y para que el mercado pueda desarrollarse plenamente, la ley ha previsto la entrada de nuevos participantes sin condicionamientos en el caso de los operadores térmicos, mientras que la generación hidroeléctrica esta sujeta a concesión por las razones arriba expresadas.

La realidad tecnológica de la industria eléctrica impone sin embargo ciertas restricciones a la introducción absoluta de la competencia en todo el sistema. Por ejemplo, la necesidad de igualar oferta con demanda en forma instantánea y la imposibilidad de almacenar el fluido eléctrico lleva a que se deba operar con un despacho centralizado que determina: dónde, quién y cuanto se generará al mismo tiempo. Se ha creado para esto una entidad responsable del mercado mayorista: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Sociedad Anónima (CAMMESA) que es la responsable del Organismo Encargado del Despacho (OED).

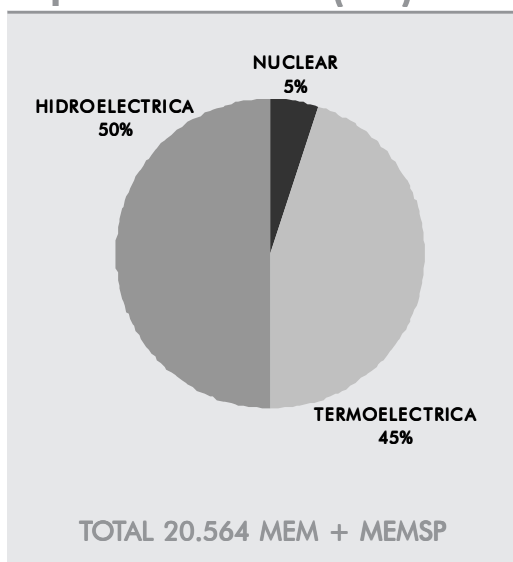
El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) abastece el 93% de la demanda del sistema eléctrico argentino, mientras que el sistema patagónico, no vinculado al primero, cubre el 6% de la demanda, y el 1% de los requerimientos de energía restante es abastecido por pequeños sistemas aislados, alejados de los grandes centros de consumo.

El MEM está asociado al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) con casi 8.000 Kms de líneas de 500 kV que cubre casi toda la extensión del país, a excepción de las provincias patagónicas.

La potencia instalada actual de generación es de 20.564 MW y representa la siguiente estructura: 45 % térmico; 50% hidráulico y 5% nuclear.

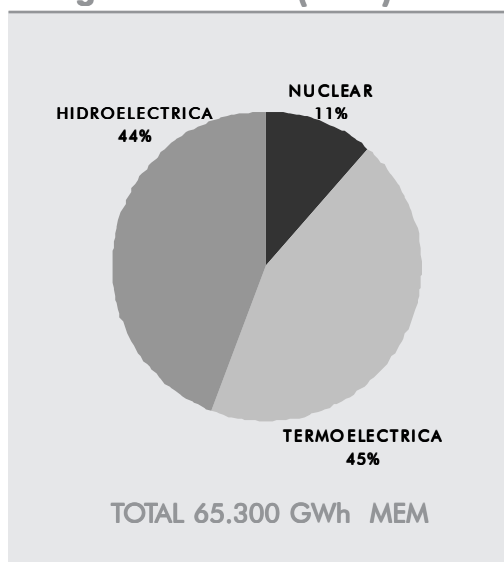
La estructura de la generación, por tipo de equipamiento es : 45% térmico, 44% hidráulico y 11% nuclear, para un total generado en 1997 de 65.300 Gwh.

Capacidad Instalada (MW)



Fuente: Elaboración propia, en base a los datos del mercado.

Energía Generada (GWh)



El segmento de la producción ha mantenido una fuerte expansión, respondiendo a las necesidades de un mercado cuyo consumo creció un 65% entre 1991 y 1997, y permitió la convergencia entre oferta y demanda, con el consiguiente efecto en los precios del mercado mayorista. Si consideramos el período analizado, se puede observar una caída del precio spot (monómico) del orden del 48% (promedio contra promedio), pasando del 48,76 \$/Mwh en 1992 a 25,25 \$/Mwh en 1997. Este valor se ubicó en el mes de diciembre del último año en 21,12 \$/Mwh.

En el tramo de la generación, (competitivo), se han producido logros importantes. El proceso de inversiones realizadas ha garantizado mayores posibilidades de abastecer al sistema.. Mayor producción y mejor calidad, permiten mayor confiabilidad a distribuidores y usuarios.

El cuadro que sigue da cuenta de la composición del Sistema Eléctrico Argentino.

Sistema Eléctrico Argentino

	MEM	MEMSP	TOTAL
Generadores	41	4	45
Autogeneradores	11		11
Distribuidores	28	3	31
Grandes Usuarios Mayores	331	19	350
Grandes Usuarios Menores	794	4	798
Transportistas en Alta Tensión	1		1
Transportistas por Distribución Troncal	6	1	7
Prestadores adicionales Función Técnica de Transporte (PAFTT)	17		17
Total de Agentes	1231	31	1262
Prestadores adicionales Función Técnica de Transporte (PAFTT) no Agentes			22
Total de contratos	1174	18	1192

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista
MEMSP: Mercado Eléctrico Mayorista –Sistema Patagónico.

Fuente: Elaboración propia, en base a los datos del mercado.

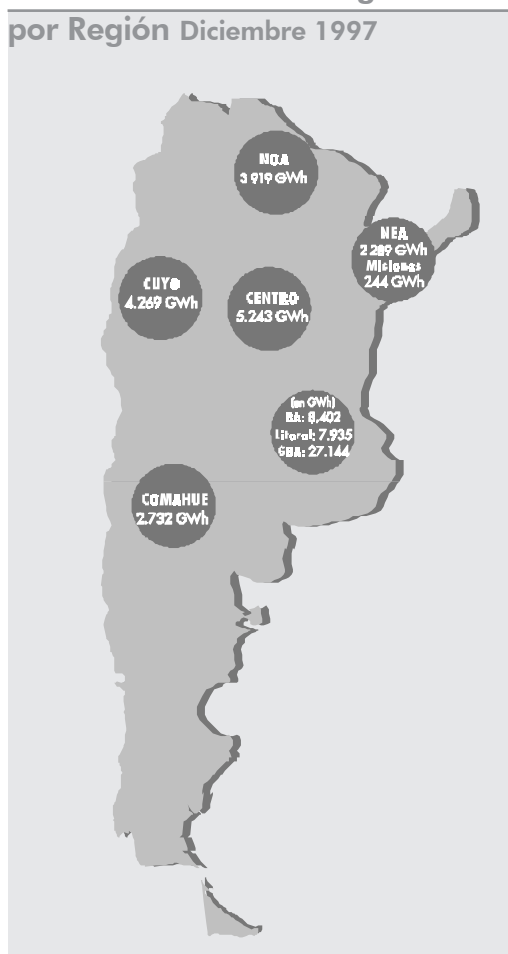
Potencia Instalada por región

Diciembre 1997



Demanda Neta de Energía

por Región Diciembre 1997

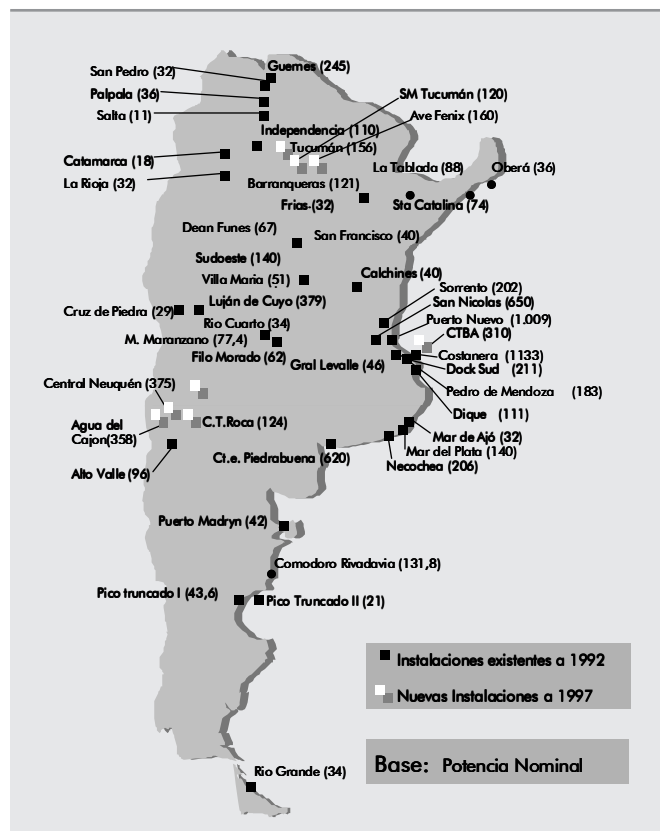


Fuente: Elaboración propia, en base a los datos del mercado.

Centrales Hidroeléctricas y Nucleares



Centrales Térmicas



Fuente: Elaboración propia, en base a los datos del mercado.

El Transporte

El vínculo entre la producción de energía eléctrica y la demanda para consumo, da lugar a la actividad de transporte. Se realiza a través del soporte físico que configura el sistema de transmisión y transformación, ya sea del Sistema de Transporte en Alta Tensión que vincula a las Regiones Eléctricas, o de los diferentes Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, que es el que se realiza dentro de las distintas regiones eléctricas.

Al tratarse de un servicio prestado a través de “redes”, razones de economía privilegian, como solución más eficiente, la que no implique duplicar inversiones, logrando menores costos mediante la configuración de lo que se denomina “monopolio natural”. Es por eso que el papel de la regulación es garantizar el libre acceso, la no discriminación y evitar que se verifique abuso de posición dominante en el mercado.

La remuneración que percibe el transportista retribuye la operación y el mantenimiento de las instalaciones del sistema que se le ha concesionado. La decisión para encarar ampliaciones y el costo de construcción de las mismas es soportado por los usuarios del sistema que se benefician con la misma.

El sistema descrito aspira a garantizar que las obras a realizarse sean las que obedecen a requerimientos efectivos de un sistema funcionando en competencia. El mantenimiento de la aptitud de la capacidad de las instalaciones en las condiciones que garanticen los parámetros de calidad estipulados, es logrado mediante un sistema de sanciones que pondera la duración de la indisponibilidad y la magnitud de la demanda que por ese motivo deja de atenderse.

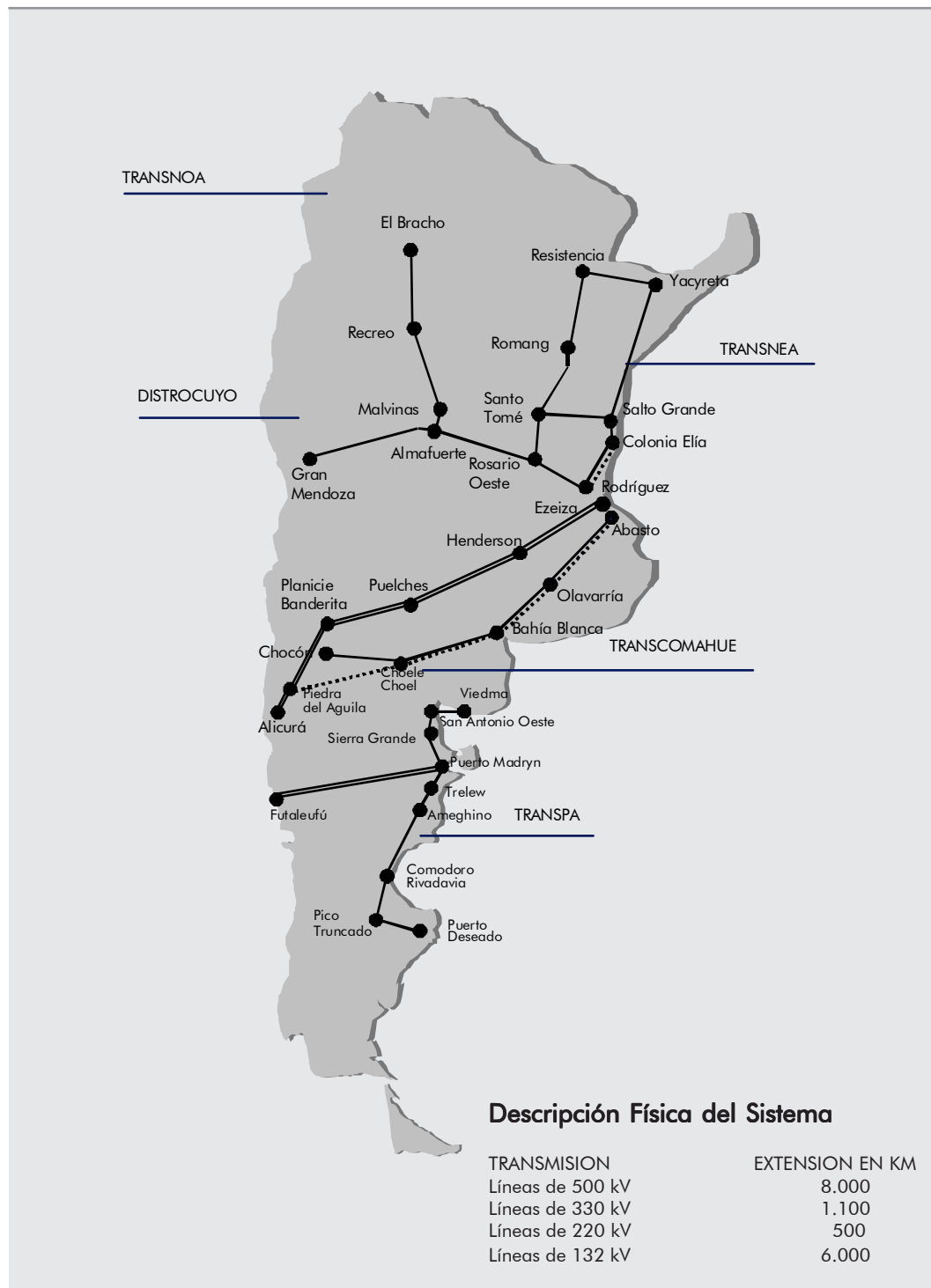
En el modelo adoptado es de capital importancia la calidad del servicio de transporte. Se ha diseñado un sistema de incentivos y penalizaciones. La relación entre las remuneraciones de la prestación, la disponibilidad de las instalaciones afectadas a la misma, y la calidad es la base del funcionamiento. Los ingresos del transportista se calculan a partir de una disponibilidad del 100% de sus equipos e instalaciones. Esto significa que la remuneración máxima está fijada a partir de una disponibilidad permanente de todos los vínculos. La penalización económica de las indisponibilidades, constituye una reducción de la remuneración, tendiente a inducir al concesionario a optimizar el mantenimiento de la red a su cargo.

Existe consenso de que hay mucho por hacer en cuanto a los procedimientos a adoptar y a las innovaciones regulatorias a introducir para mejorar la calidad en el Sistema Argentino de Interconexión,

y a los mecanismos para encarar las ampliaciones y determinar quiénes y en qué proporción deberán afrontarlas económicamente.

Con los mecanismos del nuevo modelo, las obras de mayor impacto que se han encarado son las del sistema de transmisión de Yacyreta y la denominada “cuarta línea”, que partiendo de Piedra del Aguila, en el Comahue, llega hasta la localidad de Abasto, próxima al Gran Buenos Aires, recorriendo 1300 km, aproximadamente.

Red de Transporte



Fuente: Elaboración propia, en base a los datos del mercado.

Los Grandes Usuarios, el Libre Acceso en el Mercado Eléctrico Mayorista y la Competitividad

El establecimiento de condiciones de competitividad intra sector eléctrico, ha sido un objetivo explícito que abarca el segmento categorizado como de Interés General (producción/generación), y también a los segmentos categorizados como Servicio Público (transporte y distribución). En estos dos últimos segmentos, dadas las características de mercado monopólico en el que se desarrollan las actividades, los mecanismos creados y administrados desde la regulación, buscan recrear condiciones de competencia.

La búsqueda de competitividad en el sector energía eléctrica encuentra justificación en sí misma y, fundamentalmente, en el efecto simpático que esa competitividad tiene en otras actividades en cuyos costos tiene incidencia el uso de energía eléctrica.

Con tal fin se estableció la figura del Gran Usuario como agente del Mercado Eléctrico Mayorista, tendiendo a beneficiar directamente a demandas concentradas haciéndolas participar de la operatoria de dicho mercado.

Gran Usuario es aquel usuario que por su característica de consumo puede celebrar contratos de compraventa de energía en bloque, negociando condiciones que le proporcionen un plus de beneficios respecto de obtener el abastecimiento del distribuidor en cuya zona de concesión está ubicado. Como una forma de incentivar el desarrollo de este tipo de operaciones, los módulos de potencia y energía requeridos para poder aspirar a ser Gran Usuario se han ido reduciendo desde el comienzo de la vigencia del Marco Regulatorio.

Se plantean así, nuevas relaciones entre agentes -y no agentes del Mercado Eléctrico Mayorista- que, para el caso de los prestadores, sin ser transportistas, pasan a prestar -adicionalmente a su función- la función técnica de transporte a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Las relaciones entre agentes crecen en número y complejidad, evolucionando, por ejemplo, de 18 grandes usuarios a fines de 1993, a más de 1100 hacia fines de 1997.

Se han diseñado mecanismos tendientes a vigilar la no consumación de actos que impliquen competencia desleal ni abuso de posición dominante. La Ley 24.065 (art. 19) dispone que la configuración de situaciones como las descriptas habilitarán la instancia judicial para el ejercicio de las acciones previstas por la Ley 22.262, de Defensa de la Competencia. El ENRE orienta su accionar

a prevenir situaciones de práctica de abuso de posición dominante, o de conductas que atenten contra la libre competencia.

Los distribuidores del MEM deberán comprometer el libre acceso, pero no gratuito, a sus instalaciones en tanto cuenten con capacidad remanente para ello. En ese contexto, el ENRE, precisa los criterios para el ejercicio del derecho de libre acceso a la capacidad de transporte de los sistemas del transportista y/o distribuidor, además de garantizar el derecho mismo al libre acceso.

La Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica, es el servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forman parte del Sistema Argentino de Interconexión, o las que están conectadas con éstas o con instalaciones conectadas con éstas últimas, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, en cuanto comunican físicamente a los vendedores y compradores de energía eléctrica entre sí y con el Mercado Eléctrico Mayorista.

Todas las instalaciones eléctricas, en cuanto sirven a la Función Técnica de Transporte, están alcanzadas por los principios de libre acceso no discriminatorio contenidos en la Ley 24.065. Además del valor del Principio de libre acceso, consagrado por la ley, la importancia de su inclusión en Los Procedimientos radica en que, quienes sean reconocidos como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, adquieren el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida para ese fin, dictadas por la Secretaría de Energía y el ENRE.

Las condiciones de prestación de los servicios de transporte y/o distribución, forman una unidad en cuanto a calidad y precio. Cada calidad se corresponde con un precio de prestación, el ENRE es quien aplica y trabaja en la fijación de las tarifas correspondientes, de acuerdo con la evolución del sistema y de su calidad resultante.

Expectativas de los Usuarios

*Tarifas y Calidad de Servicio **

El usuario identifica claramente sus expectativas. Exige calidad y precio; esto quiere decir: un servicio confiable con tarifas razonables. Podemos afirmar que los aproximadamente cinco millones de usuarios (representativos de una población de casi quince millones de habitantes) que viven en las áreas de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica con jurisdicción del ENRE (EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.), pagan las tarifas eléctricas más bajas del país y comparables, favorablemente, con las de las grandes ciudades del mundo. Por otra parte, las tarifas residenciales estabilizadas nominalmente desde 1992, son menores en un 19% si se las compara con la evolución del Índice de Precios al Consumidor.

La calidad de la prestación, como lo comprueban las encuestas y mediciones del más distinto origen, ha sido percibida por los usuarios y el mejoramiento de la confiabilidad del servicio es notable.

El régimen tarifario se basa en el cálculo económico con eficiente asignación de recursos, y por tratarse de una actividad que por razones de economía se desarrolla en condiciones de "monopolio natural", la regulación recrea condiciones de mercado de competencia, resguardando que no se verifiquen situaciones por abuso de posición dominante, resguardando la no discriminación y garantizando el libre acceso. Las tarifas incluyen un término que permite trasladar a los usuarios, parte de los beneficios provenientes de aumentos en la productividad logrados por las empresas. El incentivo para mejorar la eficiencia está dado por la posibilidad de aumentar la rentabilidad empresarial a través de la reducción de sus costos.

La apropiación de los beneficios del aumento de la eficiencia tiene la siguiente secuencia: al fijarse un cuadro tarifario por un período determinado, toda mejora en la productividad lograda por la empresa incrementa sus beneficios. Luego, parte del incremento en la eficiencia debe ser trasladado a los usuarios a través de la reducción de las tarifas para el período siguiente. Este procedimiento constituye un mecanismo dinámico de incentivos que tiene como objetivo inducir un mejoramiento continuo del servicio público de distribución de energía eléctrica.

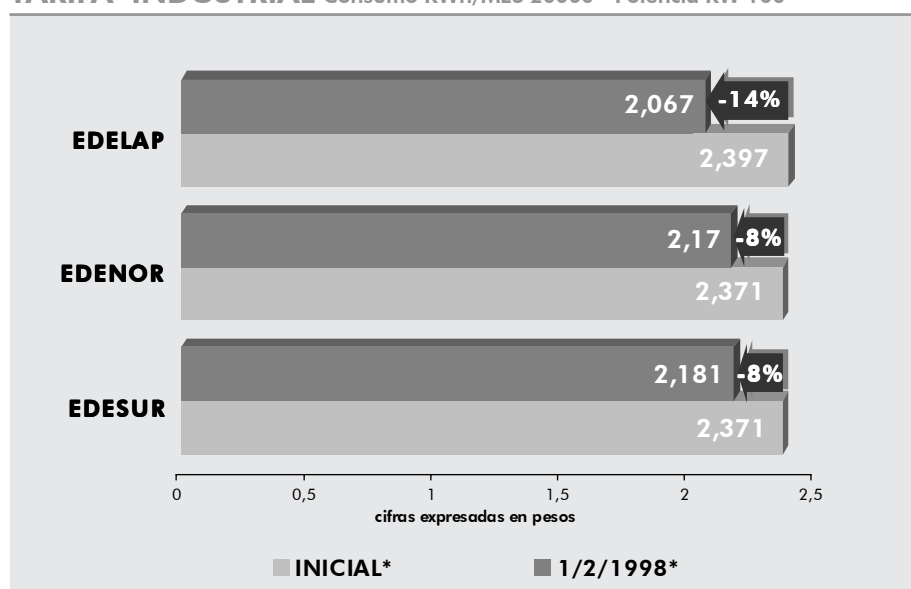
El mejoramiento se puede medir. Los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) han bajado un 48 % en estos últimos cinco años. No obstante ello, la actividad sigue siendo un negocio atractivo. Continúan incorporándose nuevos actores que hacen nuevas inversiones asegurando energía eléctrica abundante y a bajo costo, con servicios confiables en los próximos años.

* Se acompañan Anexos 3 de Tarifas y Anexo 4 de Calidad de Servicio (Etapa 1 y 2), ampliatorios y explicativos

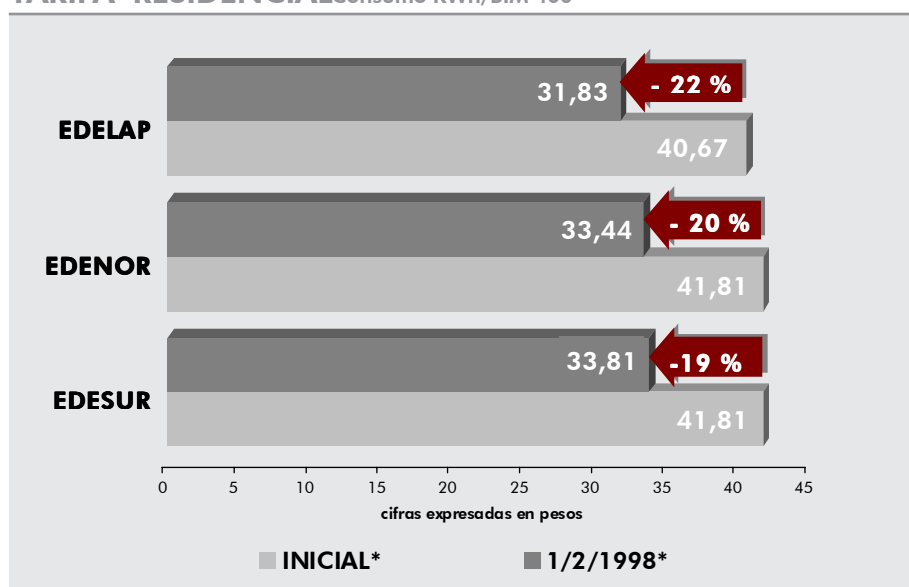
El control de la calidad del servicio es la complementación imprescindible del nuevo esquema regulatorio. El estricto cumplimiento de los contratos de concesión, ejercido por el ENRE como la instancia técnica idónea para proteger los intereses del usuario, resguarda que se cumpla con las condiciones de prestación –calidad y precio– evitando que frente a tarifas fijas se busquen beneficios bajando costos a partir de deteriorar la calidad. Es función del regulador verificar si las interrupciones, los niveles de tensión y la atención comercial respetan los índices de tolerancia pactados.

La modalidad regulatoria establecida por la Ley 24.065 no autoriza al ENRE a interferir la gestión empresaria; tampoco fijarle montos, lugar u oportunidad para efectuar sus inversiones. En resumen el Estado ha entregado en concesión un monopolio y exige a cambio, para resguardar los intereses de los usuarios cautivos, el cumplimiento de las condiciones convenidas de calidad y precio, que se orientan a garantizarle un servicio satisfactorio.

TARIFA INDUSTRIAL Consumo KWh/MES 20000 - Potencia KW 100



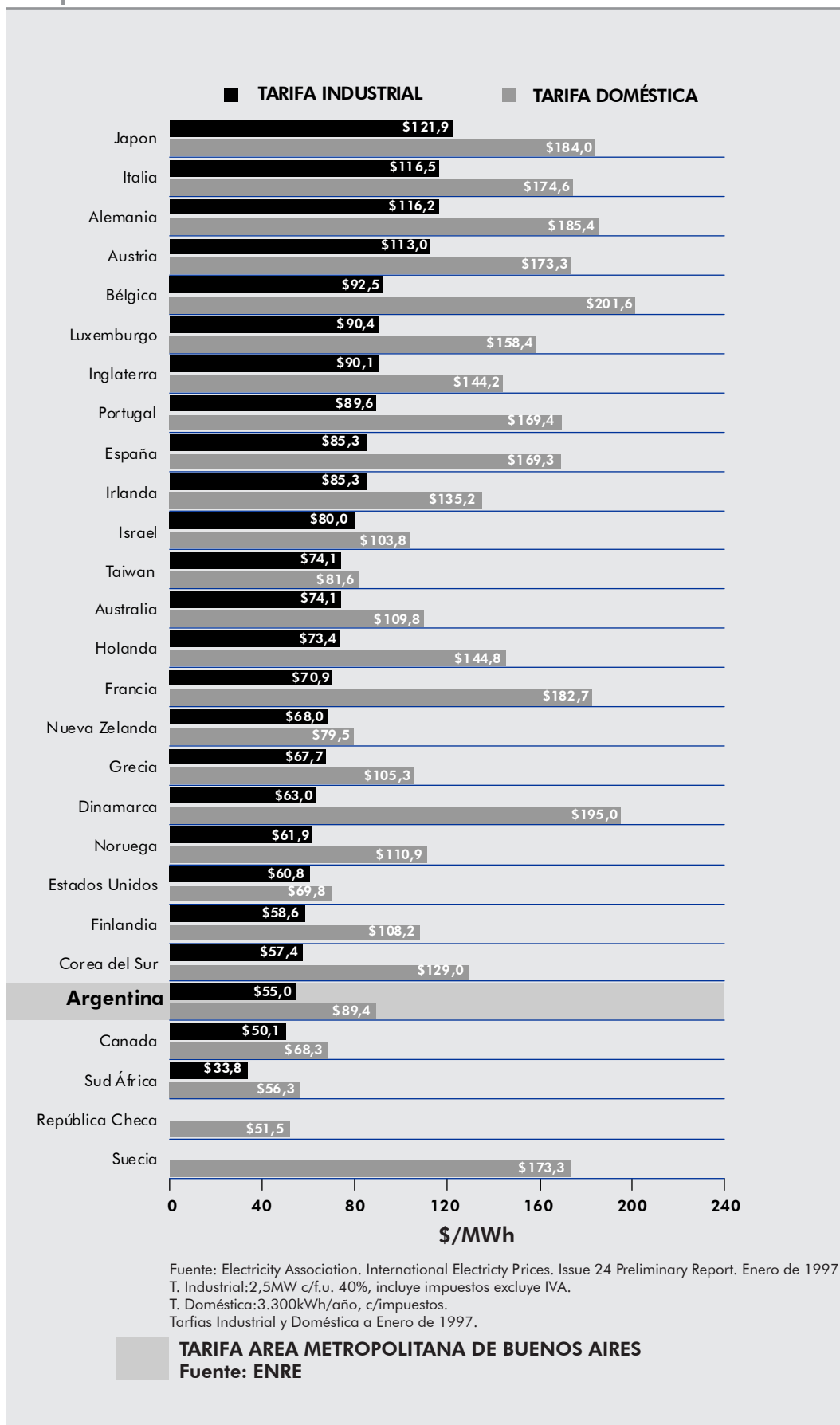
TARIFA RESIDENCIAL Consumo KWh/BIM 400



Fuente: ENRE

* Los valores iniciales corresponden a septiembre de 1992 para EDENOR y EDESUR y diciembre de 1992 para EDELAP. Estas cifras están expresadas en pesos de febrero de 1998. Para el ajuste se utilizó el I.P.C. Para el consumo residencial y el I.P.M. Nivel general para el consumo industrial.

Comparación de Tarifas Eléctricas Internacionales



Para facilitar la comprensión de lo que sigue recordaremos que las Distribuidoras. EDENOR S.A. y EDESUR S.A. fueron transferidas a manos privadas el 1° de setiembre de 1992 y EDELAP S.A. el 22 de diciembre del mismo año.

Los Contratos de Concesión previeron tres etapas consecutivas de control, especificadas a través de un cronograma establecido en el Subanexo 4 de los mismos. En la inicial (Etapa Preliminar) de un año de duración, se dispuso la implementación y corrección de las metodologías adoptadas. En esta etapa no se previeron ni se aplicaron penalizaciones y estuvo destinada a que las empresas definieran y comenzaran las inversiones necesarias para adecuar las instalaciones a las exigencias de los indicadores de calidad previstos en el cronograma de control. El tramo siguiente, (Etapa 1°) tuvo treinta y seis meses de duración, desde el 1° de setiembre de 1993 al 31 de agosto de 1996, y durante su transcurso comenzó a exigirse el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa, cuyas exigencias aumentaban semestre a semestre. El incumplimiento de los mismos da lugar a la aplicación de las sanciones establecidas. Advirtiéndose la íntima relación que guardan las normas de calidad con las sanciones que devienen de su incumplimiento, las penalizaciones deben ser receptadas por el concesionario como señales que identifican los puntos débiles de su gestión.

Debe señalarse que, a partir del mes número trece, todos los incumplimientos y excesos de valores registrados, obligan a la Distribuidora a reconocer al usuario un crédito en la facturación cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias. También hay que recordar que en la Etapa 1° (desde el mes 13 al mes 48 inclusive) el control de la calidad técnica se efectuó mediante índices globales y aproximados. En ese lapso las distribuidoras debieron adecuar sus instalaciones a las exigencias de control más minuciosas establecidas para la siguiente etapa.

Desde el mes cuarenta y nueve, contado a partir de la fecha efectiva de toma de posesión -que comprende los doce primeros meses más los treinta y seis siguientes- se inicia el tramo definitivo (Etapa 2°), en la que se controla la calidad de servicio, verificándose la frecuencia y la duración de las interrupciones al nivel de suministro a cada usuario. Se tolerarán hasta un determinado límite las variaciones de tensión, y se registrarán la cantidad de cortes mayores a (3) tres minutos de duración y el tiempo total sin servicio.

Haremos un breve comentario acerca del procedimiento de control de esta etapa no sólo por ser el vigente y definitivo previsto en el Contrato de Concesión, sino por su grado de exigencia en busca de un verdadero criterio de excelencia en la calidad de servicio.

También en la etapa 2 se establece una “Base Metodológica”, dictada por la Resolución ENRE N° 527/96, y ella determina que los indicadores deberán efectuarse a nivel del tablero principal del cliente y mediante la instrumentación, por parte de las distribuidoras de bases de datos con información de las contingencias, relacionadas con el tipo de redes, y de su vinculación comercial con los usuarios.

Como dijimos más arriba, en el computo de los indicadores se considerarán todas las interrupciones mayores a tres minutos, salvo las que sean aceptadas por el ENRE como originadas en causales de fuerza mayor, y a esos efectos las Distribuidoras deberán ofrecer todas las pruebas correspondientes acompañadas de la documentación pertinente.

Recordamos que en los casos en que se excedieran los límites establecidos, la distribuidora reconocerá al usuario afectado, un crédito proporcional a la energía no suministrada.

Igualmente un procedimiento similar especifica el control de la calidad del producto, mediante la verificación de los niveles de tensión y perturbaciones.

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

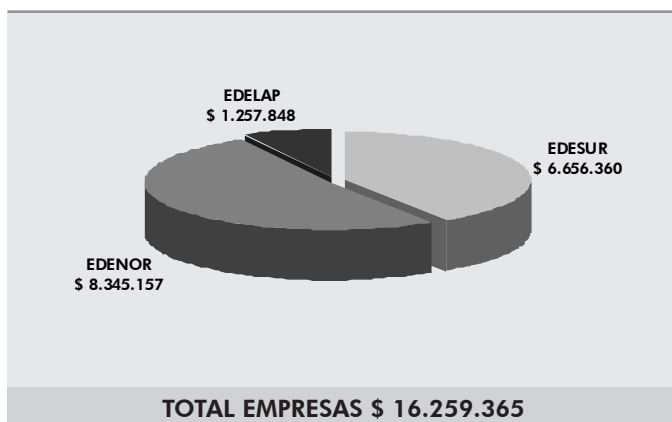
Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión y las armónicas.

Acompañamos en el anexo correspondiente una relación más pormenorizada y técnica del procedimiento, pero hemos querido hacer una referencia especial al mismo, porque únicamente el ENRE puede dar esta explicación precisa sobre los controles de la calidad del servicio eléctrico, que constituyen la verificación de su correspondencia con la tarifa establecida..

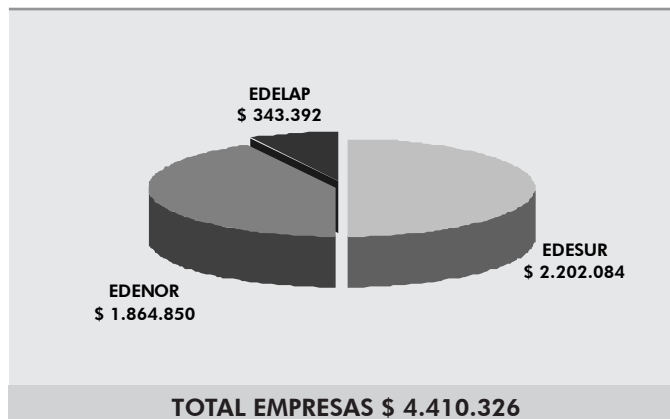
Este control, reiteramos, específico, puntual y preestablecido, es la mejor garantía que tienen los usuarios de que pagan un precio justo y razonable por la prestación y el producto que reciben. Por ello hemos intentado, aún a riesgo de excedernos en su comentario, en llamar la atención sobre este aspecto tan importante de la actividad del ENRE: el control de los contratos de concesión en su área de competencia.

En el Anexo 4 de Calidad de Servicio (Etapa 1 y 2) completa la explicación de la metodología de control vigente.

Sanciones aplicadas por Incumplimiento a la Calidad de Servicio Técnico - ETAPA 1

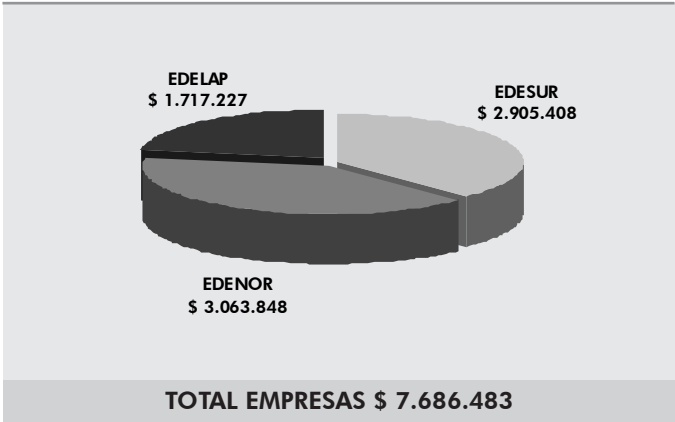


Sanciones aplicadas por Incumplimiento a la Calidad del Producto Técnico - ETAPA 1



Fuente: ENRE

Sanciones aplicadas por Incumplimiento a la Calidad Comercial ETAPA 1



Fuente: ENRE

Pérdidas no técnicas de la red: La solución al problema de los colgados

Uno de los aspectos más importantes que hemos de reseñar y cuya magnitud se expresa por los datos que aportaremos, lo constituye la normalización del servicio público de electricidad a conjuntos poblacionales que alcanzaban aproximadamente los dos millones y medio de habitantes, comprendidos en 25 Municipios -algo así como aproximadamente 834 barrios- lo que significó la conversión de 554.000 usuarios irregulares en clientes de las distribuidoras.

Si tenemos en cuenta que se trata de conglomerados de muy escasos recursos y, carentes buena parte de ellos, de los servicios públicos esenciales, apreciaremos la significación social que tuvo para el Gran Buenos Aires, la solución del problema de “los colgados”, a más de representar técnica y financieramente un avance importante en el funcionamiento del sector y en la economía de las empresas. En efecto, a mediados de 1992 se estimaba que un 27% de la energía ingresada a la red no se facturaba. Cabe destacar que se trataba de una estimación global porque correspondía al área atendida por SEGBA hasta el 31 de agosto de ese año.

Es oportuno mencionar que resulta necesario distinguir entre pérdidas técnicas, propias de la operación, y pérdidas no técnicas resultantes de la apropiación indebida de energía. Nos referiremos particularmente a este último caso porque constituía, al momento de la privatización, uno de los problemas más graves y urgentes a resolver, el de las importantes pérdidas que las compañías experimentaban por el hurto de energía y fraude eléctrico.

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

Ya sea por hurto, es decir la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por usuarios que no poseen medición; ya sea por fraude que son los casos en que a pesar de haber medición, los usuarios manipulan la misma a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los normales; o ya sea que por administración defectuosa de la empresa, que no registra la energía efectivamente consumida; el problema de la “apropiación indebida”, en cualquiera de sus modalidades, adquirió importancia prioritaria, sobre todo, en la primera etapa de gestión, tanto técnica como comercial, de las distribuidoras, que iniciaron distintas vías de acción para eliminar esta onerosa irregularidad de una manera urgente y drástica.

En esas circunstancias en ENRE ratificó dos principios fundamentales de la concesión del servicio público de electricidad:

- a) La demanda debe ser satisfecha en su totalidad conforme a lo establecido en los Contratos de Concesión, y*
- b) Las empresas no pueden ser obligadas a entregar gratuitamente su producto. Todo suministro debe ser pagado conforme a la tarifa correspondiente.*

La complejidad del problema de los “colgados” y su contenido económico social en la gran mayoría de las situaciones involucradas, determinaron largas y complejas negociaciones entre los representantes del Estado Nacional, de la Provincia de Buenos Aires y de las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A., con la activa participación de los funcionarios del ENRE en la tarea de asesoramiento técnico a los representantes oficiales y a los Municipios comprendidos en el problema.

Como resultado de dichas negociaciones, a principios de enero de 1994 se suscribió un “Acuerdo Marco” entre las partes mencionadas, ad referendum de los Poderes Ejecutivos de la Nación y de la Provincia, una vez que el ENRE lo hubiera homologado, lo que el Directorio del organismo hizo por Resolución 6/94 del 20 de enero de 1994. Se fijó un plazo de vigencia de cuatro años para el cumplimiento de las metas estipuladas y puede considerarse altamente satisfactorio el resultado obtenido, porque las Distribuidoras reconocen que actualmente las “perdidas no técnicas de la red” se ubican en índices comparables internacionalmente.

Nos parece necesario, para que se evalúe la significación socio económica del tema que venimos desarrollando recordar que se trataba no solamente de “barrios carenciados” que estaban urbanizados, y la normalización era posible en plazos razonablemente breves, colocando medidores individuales, sino que se trataba también de los llamados asentamientos (villas de emergencia), algunos con aperturas de calle y otros donde había que cumplir con este trazado mínimo, en los cuales no era posible la regularización parcelaria, debiendo comenzar la tarea por censar a sus habitantes y unidades de vivienda a los efectos de poder individualizarlos.

Esta experiencia puede considerarse excepcional, porque se sabe de las dificultades que afrontan otros servicios privatizados para poder llegar con sus redes a zonas no servidas. La electricidad ha sido el primer servicio público que se ha instalado en la totalidad del área de cobertura del Gran Buenos Aires, construyendo una infraestructura eléctrica completamente nueva, como si hubiera sido diseñada para una ciudad importante del interior argentino. Todo ello pudo concretarse porque fue posible identificar y compatibilizar los objetivos del Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y los Municipios que adhirieron, por una parte, y las Distribuidoras del Servicio Público de Electricidad, EDESUR y EDENOR, por la otra.

Las Distribuidoras luchan tenazmente por disminuir las pérdidas porque se trata de energía que deben comprar -porque tienen la obligación de satisfacer toda la demanda- y no llegan a facturar, menos a percibir, y manifiestan que, al finalizar 1997, tienen sus pérdidas controladas por debajo del 10%, pero aún así anuncian inversiones -por lo menos una de ellas- para el año en curso, que superarán en un 20% a las efectuadas el año anterior.

Debe repararse que el aumento de la demanda y el control de las pérdidas son las caras de una misma moneda, que se pueden expresarse así: exigencias crecientes de calidad de servicio, porque a diferencia de lo que ocurre con otros servicios privatizados, los contratos de concesión del sector eléctrico no prevén compromisos de inversión, sino que establecen la obligación de abastecer toda la demanda que se requiera, con exigentes niveles de calidad.

La protección al Usuario y las Audiencias Públicas

Resultó natural que al iniciar su gestión, desde la opinión pública y también en los medios de comunicación, se haya identificado al ENRE con la exteriorización más conocida de su gestión: la atención de las consultas, quejas y reclamos de los usuarios del servicio público de distribución de electricidad.

El sistema vigente en el sector eléctrico supone la optimización de los recursos en beneficio del usuario final, pero la realidad demuestra que el ENRE debe vigilar atentamente que la finalidad expresada por la Ley se cumpla en los hechos. Teniendo en cuenta que los usuarios finales se presentan no tienen una expresión orgánica, y que están dispersos en una geografía dilatada, se comprenderá cabalmente el primer precepto que el legislador encomienda al ENRE: Proteger adecuadamente los derechos del usuario.

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

Atención de Usuarios

A los fines de cumplimentar el objetivo de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” conforme lo establecido en el artículo 2º inciso a) de la Ley 24.065 y lo dispuesto en el artículo 10 del Reglamento de Suministro, en su carácter de Autoridad de Aplicación de las normas del marco regulatorio de electricidad, el ENRE interviene en las controversias planteadas entre los usuarios y la distribuidoras, como así también atiende en su Departamento de Atención de Usuarios, la consultas, los reclamos y quejas que se le formulan.

La evaluación de las tareas del referido Departamento con la información correspondiente a los 56 meses de actividad transcurridos desde Mayo de 1993 a Diciembre de 1997 se ha desarrollado conforme a los siguientes parámetros:

Evolución del Sector

De las cifras que se especifican (cuadro reclamos recibidos por modo de recepción) surge que ha habido un constante incremento de las consultas efectuadas por los usuarios. Ello responde a un mayor conocimiento por parte de estos de la actividad que desarrolla el ENRE como así también a no haberse logrado aún un servicio que satisfaga las necesidades de los usuarios.

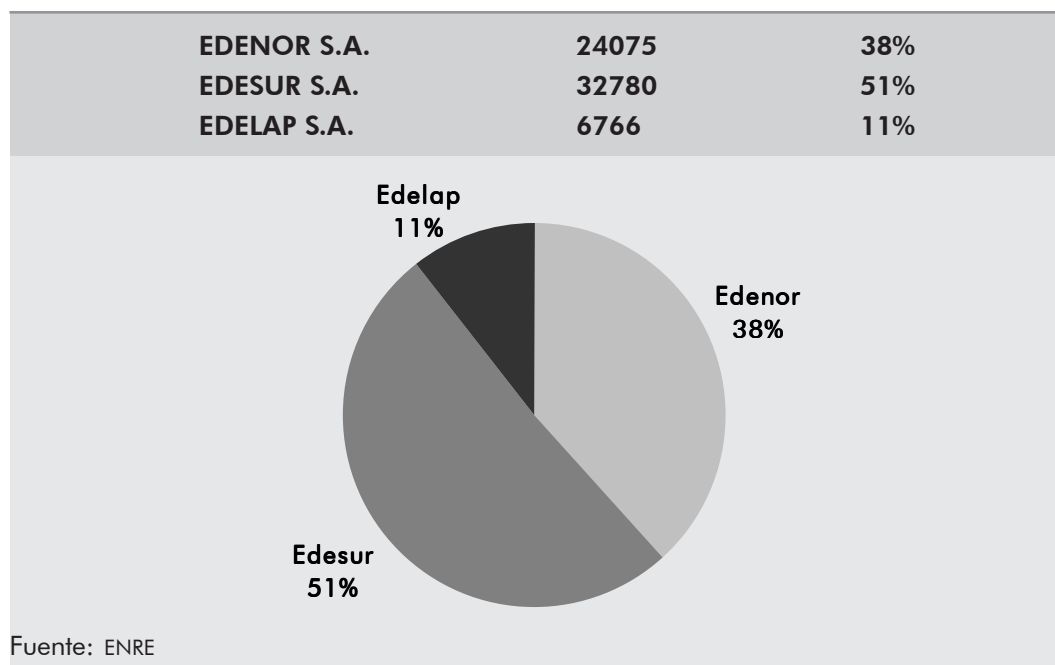
Desde el inicio de sus actividad el 2/05/93 hasta el 31/12/97 se atendieron 262.750 consultas, las que generaron 63.620 reclamos.

El medio más utilizado por los usuarios para requerir información o la intervención del ENRE ha sido el telefónico con un porcentaje promedio del 52%, siguiéndole las atenciones personales con un 26%, las cartas 10% y por último las quejas 12%. (gráficos de reclamos recibidos por modo de recepción)

De acuerdo al total de las consultas recibidas por año se puede notar un incremento de las mismas en 1997 en un 13% en relación a 1996 y un 54% con respecto a los años anteriores.

Si se observa la evolución en número de reclamos presentados (gráfico de total de reclamos presentados) se aprecia un crecimiento sostenido hasta el año 1996 con 15.309, verificándose una baja del 9% con un total de 13.903 en 1997, esta disminución en el último año se debe a una mayor capacidad de satisfacción a los requerimientos del usuario al efectuar sus consultas, puesto que como se dijo el número de estas siguió en aumento.

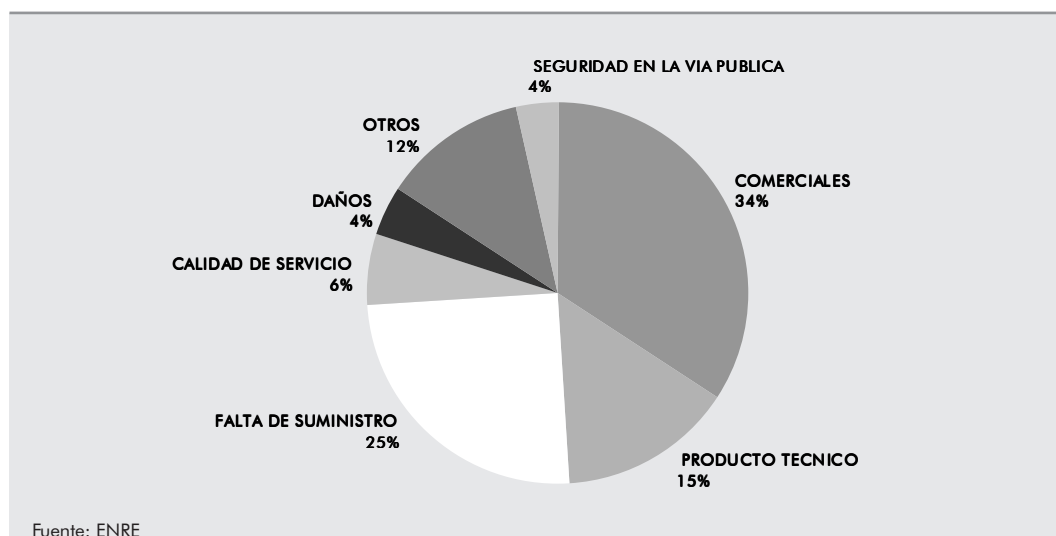
Del total de reclamos recibidos en el período bajo análisis, corresponden:



Si se analizan esos totales por año se observa que EDESUR S.A. de ser la distribuidora con más número de reclamos hasta el año 1995 ha pasado a disminuir notablemente los mismos durante los años 1996 y 1997. Esta tendencia se verifica en el cuadro comparativo por cada 10.000 usuarios.

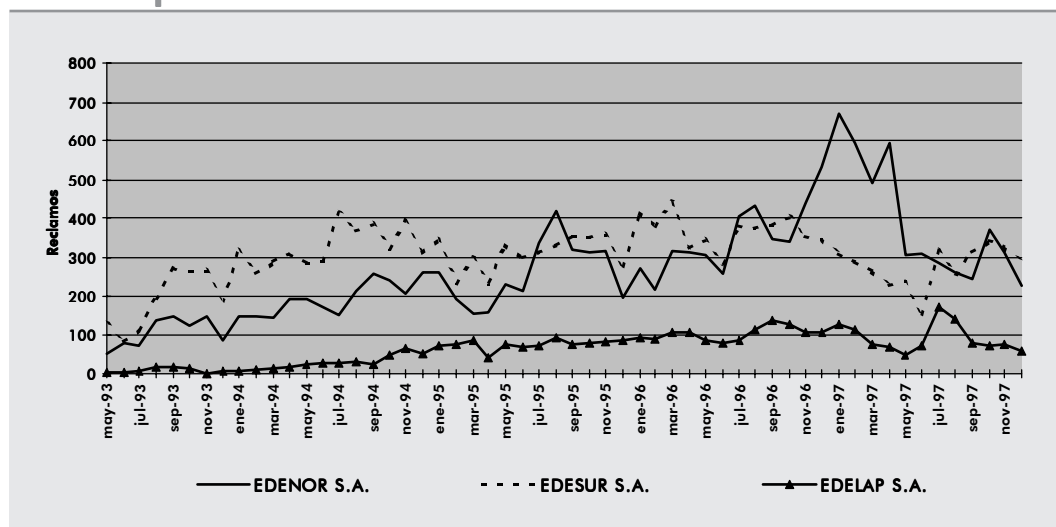
En relación a los problemas que ocasionan los reclamos los porcentajes por distribuidora son los que siguen:

RECLAMOS	EDENOR S.A.	EDESUR S.A.	EDELAP S.A.	TOTAL
COMERCIALES	36%	34%	31%	34%
PRODUCTO TECNICO	16%	11%	29%	15%
FALTA DE SUMINISTRO	20%	31%	14%	25%
CALIDAD DE SERVICIO	5%	7%	5%	6%
DAÑOS	4%	4%	3%	4%
OTROS	14%	10%	14%	12%
SEGURIDAD VIA PUBLICA	5%	3%	4%	4%

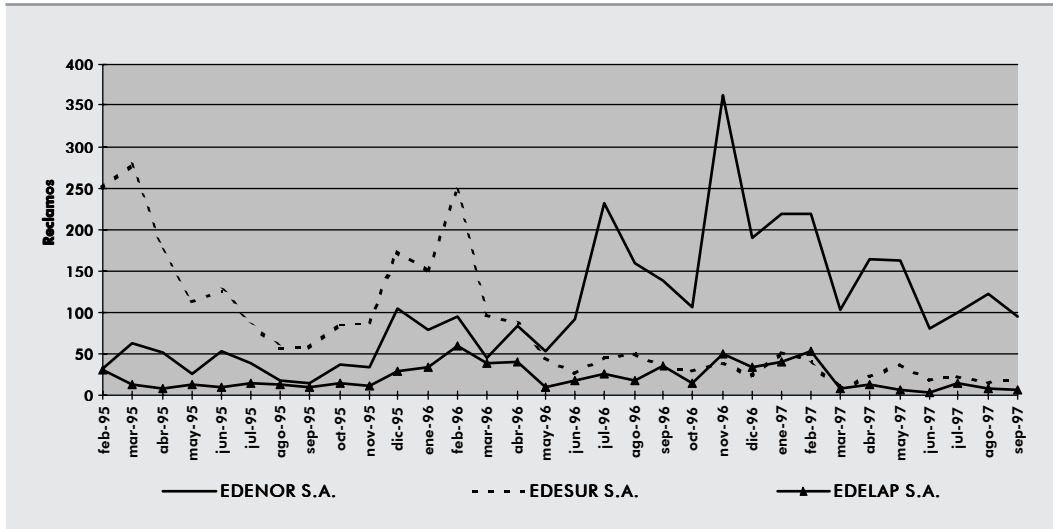


En cuanto a la evolución de los reclamos referidos a producto técnico, falta de suministro y comerciales surge de los gráficos que se adjuntan.

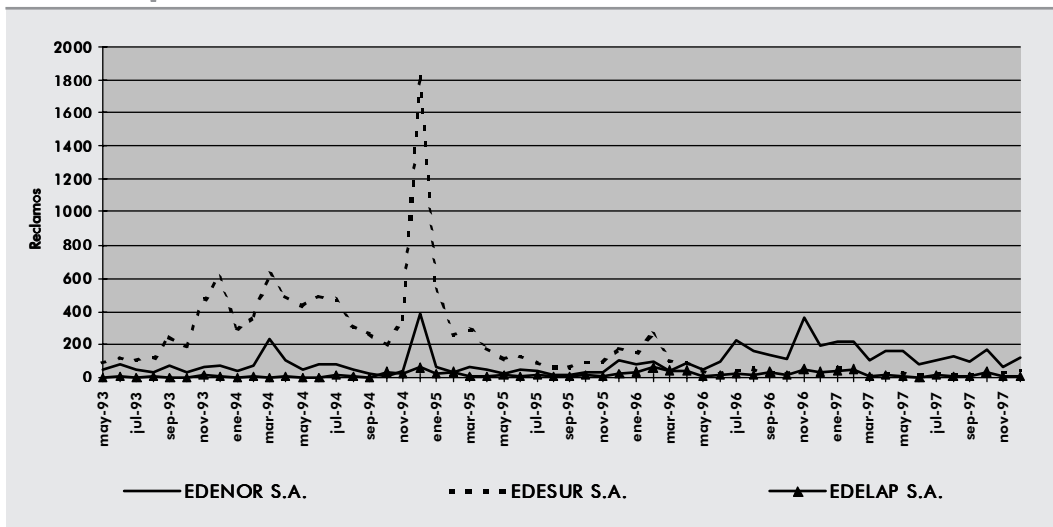
Reclamos por Producto Técnico



Reclamos por Producto Técnico



Reclamos por Falta de Suministro



Fuente: ENRE

Sin perjuicio de las evaluaciones precedentes, corresponde señalar que por Resolución ENRE N° 956/97 de fecha 8 de Octubre de 1997 se modificó el procedimiento para la substanciación de los reclamos que se tramitan en el Departamento, asignándose al mismo también la función aplicar las multas por los incumplimientos de las Distribuidoras al Reglamento de Suministro y al Contrato de Concesión. Dicha modificación tuvo por objeto imprimir mayor celeridad al trámite y unificar en un solo acto administrativo la resolución del reclamo formulado por el usuario y la aplicación de la multa a la Distribuidora en los casos que corresponda.

Cabe aclarar que los reclamos que ingresan en el Departamento reciben distinto tratamiento. Los referidos a la calidad de producto y de servicio se derivan al Departamento de Distribución y Comercialización a los efectos de ser incorporados a los controles de calidad que prevee el Contrato de Concesión. Los correspondientes a seguridad en la vía pública previa formulación de cargos efectuada en el Departamento se incorporan en un expediente mensual por Distribuidora para su posterior análisis y aplicación de multas. Por último, el 30% de los reclamos relacionados con problemas

técnicos-comerciales, por su temática y/o complejidad, requieren el análisis y posterior dictado de resolución para la solución del problema planteado por el usuario.

Sobre un total de 8082 resoluciones dictadas en los años 1996 y 1997, 1612 correspondieron a reclamos por daños en artefactos e instalaciones de las que el resultado en un 60% fue a favor de los usuarios. Las 6470 restantes referidas a reclamos técnico-comerciales tuvieron como resultado un 83% a favor de los usuarios.

Area de Concesión de los Servicios de Distribución controlados por el ENRE



Fuente: ENRE

*Audiencias Públicas **

La práctica reciente plantea la posibilidad de articular un sistema de participación pública de los sectores sociales afectados en la dirección de los servicios públicos. Con ello se quiere extender la participación en la toma de decisiones a todos aquellos grupos o sectores que se ven directamente afectados por ellas, y que en el sistema tradicional no han tenido hasta ahora ni voz ni voto.

Indudablemente la presencia institucionalizada de los distintos sectores (empresas, usuarios, sindicatos o cámaras) junto con los representantes de la Administración, daría confianza y garantía de objetividad a las decisiones adoptadas.

La Audiencia Pública.

Tomando en cuenta principio del debido proceso, podemos decir que el fundamento práctico del mecanismo de audiencias públicas, es múltiple ya que sirve:

- *Al interés público para que no se produzcan actos que lesionen o alteren reglas de convivencia.;*
- *Al interés de los particulares de poder influir con sus argumentos y pruebas antes de la toma de una decisión determinada;*
- *A las autoridades públicas para disminuir el riesgo de posibles errores de hecho o de derecho en sus decisiones, con el consiguiente beneficio en la eficacia de sus acciones y el consenso que ellas puedan acarrear en la comunidad.*

Asimismo, la conveniencia del mecanismo de audiencias públicas está basado en los siguientes aspectos:

- *Es una garantía para los usuarios, en cuanto percepción de que el Estado actúa razonablemente;*
- *Es un mecanismo idóneo de formación de consenso de la opinión pública respecto de la juridicidad y conveniencia del obrar estatal;*
- *Es una garantía de transparencia de los procedimientos estatales respecto a los prestatarios de los servicios, de modo tal que el público perciba esa relación como transparente y limpia;*
- *Es un elemento de democratización del poder, conforme al ya clásico principio de que la democracia es no sólo un modo de designación del poder, sino también un modo de ejercicio del poder.*

La Ley 24.065 establece la necesidad del tratamiento de determinados temas mediante el procedimiento de Audiencias Públicas. Asimismo, el art. 56 inciso j) de la citada ley ha establecido entre las funciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad la de organizar el régimen de Audiencias Públicas previsto en la misma.

Así pues, el ENRE estableció mediante el dictado de la Resolución ENRE N° 39/94, su Reglamento de Audiencias Públicas.

Dicho reglamento se divide en dos capítulos. En el primero de ellos quedan determinados los principios generales por los cuales se regirá el procedimiento administrativo de audiencias públicas. En el capítulo segundo se mencionan el inicio, la etapa preparatoria, la propia audiencia pública y la resolución del proceso.

En la redacción de los principios generales, regidos por el debido proceso, la publicidad, la oralidad, el informalismo, la contradicción, participación, instrucción e impulso de oficio y economía procesal, quedan determinados del mismo modo el ámbito y el lugar de celebración de la audiencia. Las partes autorizadas a participar han de invocar un derecho subjetivo o un interés legítimo o difuso.

* Se acompaña Anexos 5: Listado de Audiencias Públicas

Es esencial el papel del Defensor del Usuario. Esta figura tiende a incorporar un canal de acceso para que los usuarios se hagan representar por el personal del ENRE con la preparación adecuada, sin perjuicio de que todo usuario pueda intervenir y participar por sí o a través de alguna organización o asociación.

La audiencia se inicia cuando fuere procedente conforme lo dispone la ley 24.065 en los casos de revisiones tarifarias, adquisiciones y fusiones entre distribuidoras y transportistas de energía eléctrica, expansiones a la red de transporte, infracciones a la ley 24.065 y demás normas reglamentarias en general. Asimismo, el Ente ha implementado el mecanismo de audiencias públicas en situaciones que la ley 24.065 no las impone. Este es el caso de las ampliaciones menores a la red de transporte, por reposición o reemplazo de equipamiento en general.

La Audiencia Pública da comienzo con la Etapa Preparatoria a cargo del instructor designado por el Directorio del Ente, quien asume el rol de comandar la audiencia. Así pues, se inician los trámites previos y se pone en conocimiento a las partes de los hechos vinculados con el objeto de la audiencia.

Toda persona física o jurídica que desee participar en la audiencia ha de estar debidamente legitimada, presentándose al instructor por escrito. Hasta la fecha el criterio utilizado fue el informalismo, respecto a los requisitos necesarios para ser reconocido como parte.

Durante la celebración de la audiencia se consideran las presentaciones efectuadas y cada parte tendrá la oportunidad de controlar la producción de las pruebas ofrecidas por las demás, solicitando aclaraciones a los peritos o interrogatorio a los testigos.

En virtud del principio del debido proceso, en todos los casos se otorga el derecho de réplica y dúplica en caso de ser requerido por ser necesario a criterio de la autoridad que preside la audiencia.

El control Ambiental

Al producirse la privatización de la industria eléctrica, se tuvo buen cuidado en incluir en los pliegos licitatorios un anexo referido al control ambiental, donde se fijan las obligaciones que deben cumplir los operadores con respecto a esta importante cuestión.

No cabe duda que el tratamiento de este tema, ha sido fuertemente motorizado por un cambio en la percepción e importancia que la sociedad, en general, ha otorgado a los temas ambientales en los últimos años.

Pero lo cierto es que han sido incorporadas como obligaciones contractuales específicas, entre otras, la fijación de los estándares de emisión a la atmósfera de contaminantes, de cumplimiento obligatorio por parte de los generadores incorporados al MEM.

Se puede decir que las centrales térmicas convencionales deben: a) minimizar los impactos originados en su actividad y realizar un seguimiento de indicadores para verificar el cumplimiento de las normas existentes y b) cumplimentar la legislación existente sobre este tema; mantener los equipos e instalaciones en buenas condiciones para reducir impactos y llevar un registro sobre las emisiones y descargas.

Los operadores de Obras Hidráulicas con aprovechamiento energético también deben cumplimentar una serie de obligaciones, particularmente referidas al monitoreo de la calidad de las aguas, la prevención de su degradación y su nivel en los embalses, si bien estas obligaciones no están encomendadas al ENRE sino a la Autoridad de Cuenca.

El Marco Regulatorio ha puesto en manos de la Secretaría de Energía la responsabilidad normativa de la protección ambiental, y a cargo del ENRE lo referente a los aspectos de seguridad pública, y la responsabilidad de interpretar y vigilar el cumplimiento de la legislación, por lo que está facultado para aplicar sanciones por incumplimiento de la normativa vigente. En este sentido el art. 77 de la Ley 24.065, establece los tipos de penalidades aplicables a los terceros no concesionados, por ejemplo los generadores térmicos, y el art. 78, las que correspondería aplicar a los transportistas y distribuidores.

Las Resoluciones de la Secretaría de Energía se refieren a: 1) la aprobación de los manuales de gestión ambiental, a ser utilizados como referencia por quienes se hicieron cargo de las instalaciones de generación hidráulica o térmica convencional incorporados al MEM; 2) la aprobación del manual de gestión ambiental aplicables a sistemas de transporte eléctrico de extra alta tensión; 3) el

establecimiento de límites de emisión de contaminantes en chimeneas de las centrales térmicas y de las condiciones para su registro y 4) la incorporación de la documentación que avale el cumplimiento de los reglamentos ambientales como requisito para el pedido de autorización para su incorporación al MEM.

Al comienzo de su gestión, en 1993, el ENRE verificó que, en las cuatro centrales térmicas más importantes que debió controlar: Puerto Nuevo, Nuevo Puerto, Central Costanera y San Nicolás, en cada una de sus chimeneas principales se instalaran detectores con registradores continuos de SO₂, NO_X y MP. Esto permitió tener información con respecto a la contaminación de los gases de combustión y al cumplimiento de los límites de emisión permitidos.

Actualmente, dentro del espectro de agentes del MEM, son sujetos de control en los aspectos ambientales 29 Generadores Térmicos, 13 Generadores Hidroeléctricos, 1 Generador Hidrotérmico, 13 Autogeneradores y Cogeneradores, 10 Transportistas (Principales y Troncales o Distros), 2 Transportistas Independientes y 3 Distribuidores.

El ENRE ha efectuado estudios especiales sobre las evaluaciones del impacto ambiental atmosférico, así como un análisis de los campos electromagnéticos. Con referencia a este último y en razón de la especial preocupación despertada por el tema en la opinión pública, queremos hacer algún comentario.

Entre los parámetros ambientales asociados a la operación de líneas de transporte y distribución, los campos eléctricos y magnéticos constituyeron en este período un aspecto al que se le viene dedicando mucha preocupación y un importante esfuerzo, con vistas a alcanzar dos objetivos esenciales: 1) Conocer el rango de los niveles de campos eléctricos y magnéticos para las instalaciones de transporte y distribución de la República Argentina y 2) seleccionar las técnicas de medición más apropiadas para esos parámetros, de modo de regular esos procedimientos y los contenidos de los informes a presentar sobre la cuestión.

Colateralmente con esos objetivos, durante este período se ha reunido una abundante información sobre los efectos de estos campos sobre la salud, las medidas de prevención tomadas por las entidades reguladoras de otros países y los materiales de difusión que pueden ponerse a disposición de los interesados.

Estas tareas fueron encomendadas al Departamento de Electrotecnia de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.

Administrativamente se formó el Expediente ENRE 3812/97, por la creación de la Comisión Técnica recomendada por el Defensor del Pueblo (Resolución N° 06042/97), conformada por el Ministerio de Salud y Acción Social, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, la Secretaría de Ciencia y Tecnología, y el ENRE con la finalidad de esclarecer la posible afectación sobre la salud de las personas en cuanto a la proximidad de las líneas de alta tensión.

Se llevaron a cabo varias reuniones durante los meses de enero y febrero de este año, llegando la Comisión Técnica a un acuerdo en cuanto a los valores de campos eléctricos y magnéticos recomendados para el público en general.

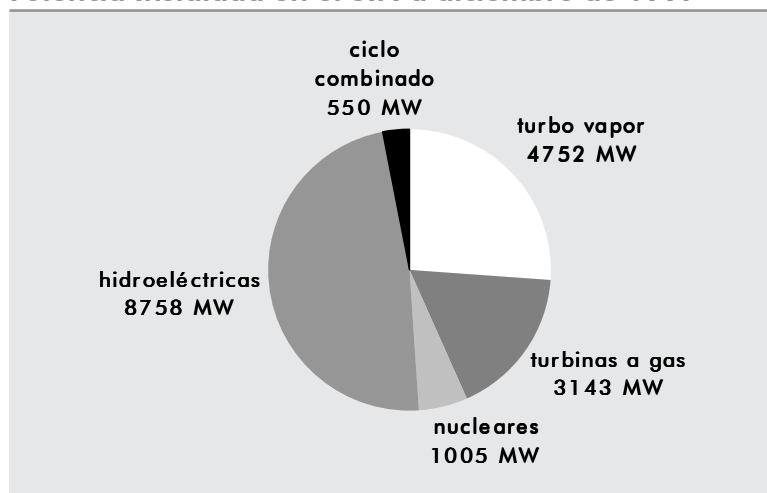
Estos han sido incorporados a la Resolución de la Secretaría de Energía n° 77/98, publicado en el B.O. del 18 de marzo de 1998, por la cual las disposiciones del "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión", serán aplicables a todas las empresas que

tengan a su cargo la realización de proyectos y/o ejecución de obras de líneas de transmisión, estaciones de transformadoras y/o compensadoras de tensión igual o mayor de ciento treinta y dos kilovoltios (132 kW), igualmente a todo sujeto de derecho que realice esos emprendimientos. El ENRE será responsable del cumplimiento de esta norma.

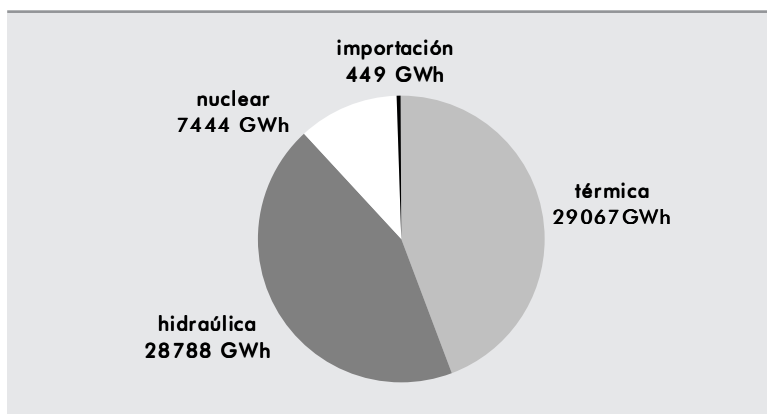
* Estableciendo como valores que no deben ser superados de 3 KV/m para campos eléctricos, y de 250 mG para campos magnéticos.

PANORAMA DEL PARQUE TERMICO DE GENERACION

Potencia Instalada en el SIN a diciembre de 1997

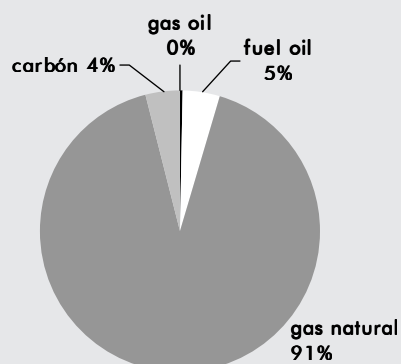


Generación



Consumos de combustibles por el parque térmico de generación de energía eléctrica

AÑO	1997
Gas oil	17.376
Fuel oil	342.004
Gas Natural	7.621.966
Carbón	503.459
Expresados en toneladas y miles de m3	



Fuente: ENRE

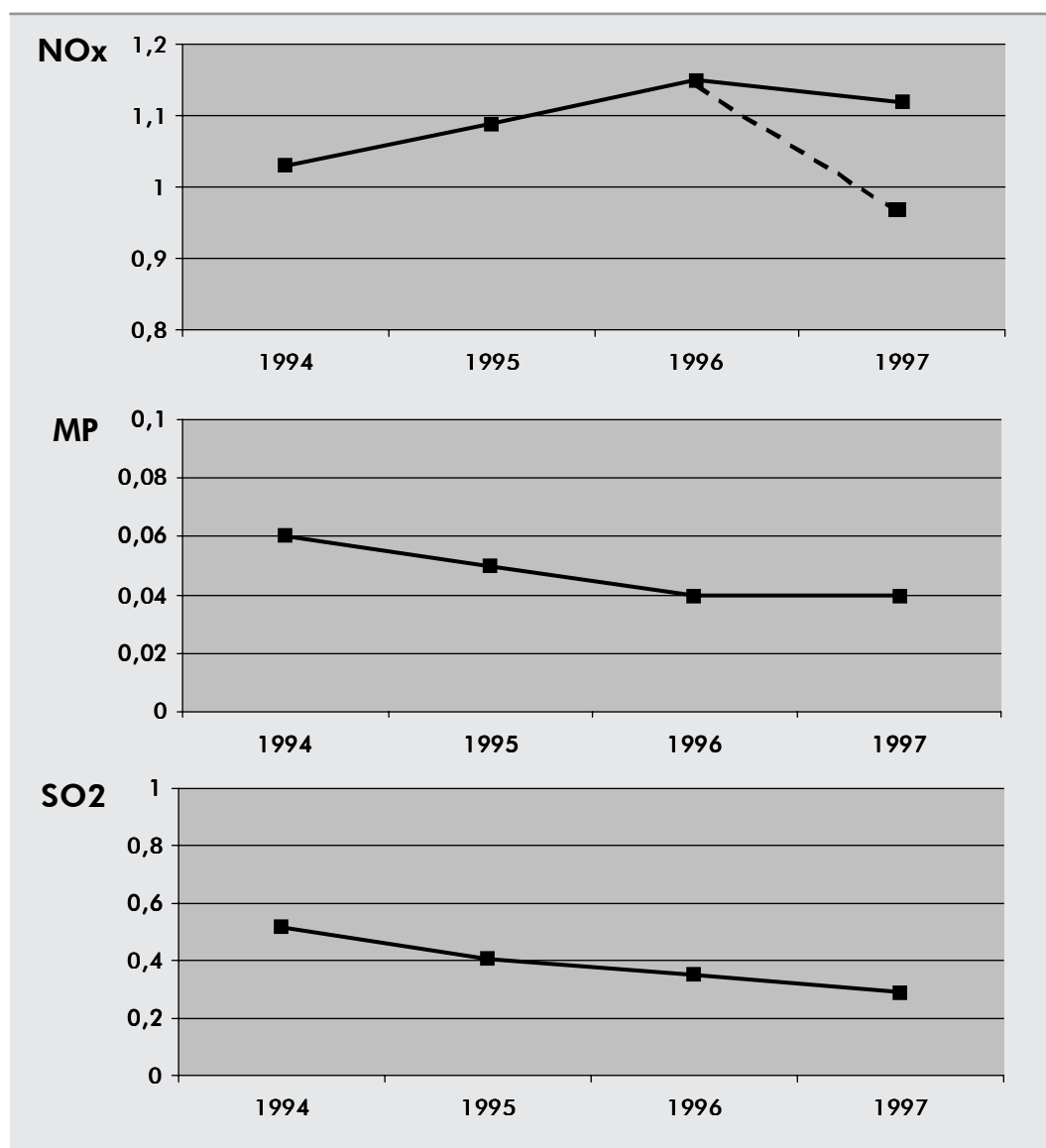
Volumen de contaminantes generados durante 1997 por el parque térmico (en Ton)

NOx	32.580(*)
SO2	8.445
MP	1.134

Cuadro comparativo de los valores contaminantes expresados en Kg. de contaminante por MWh generado

AÑO	1994	1995	1996	1997
NOx	1.03	1.09	1.15	1.12(**)
SO2	0.52	0.41	0.35	0.29
MP	0.06	0.05	0.04	0.04

Si se ajustan los coeficientes de emisión para el año 1997, de NOx para las turbinas a gas, dado la gran participación de unidades nuevas, el valor (*) se reducirá a 27.631 Ton, y el valor por MWh de NOx (**) a 0,95 Kg., valor este que con las nuevas incorporaciones seguirá disminuyendo.



Fuente: ENRE

Autarquía y Presupuesto

El Marco Regulatorio diseña el nuevo mercado eléctrico y establece las reglas de su desenvolvimiento y, para que éste resulte conforme a la voluntad del legislador, en su artículo 54 concreta la creación del ENRE, preanunciada en el Art. 2º, apenas establecidos los objetivos de la política nacional eléctrica.

El ENRE es un organismo autárquico dentro de la administración del Estado, en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Servicios Públicos. Se trata de una instancia especializada, a la cual deben someterse, de modo obligatorio, todas las controversias que se susciten entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. En el caso de los usuarios finales no agentes del MEM, la instancia del ENRE es facultativa.

El ENRE tiene plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, debiendo darse su propia estructura orgánica.

La autarquía expresa la idea de un organismo con facultades para administrarse de acuerdo a las normas de su creación. Las relaciones entre éste ente autárquico y el Poder Ejecutivo es a través de la Secretaría de Energía, jurisdicción que constituye la instancia de alzada en el cumplimiento de los pasos del Procedimiento Administrativo.

Queda claro que autarquía no implica independencia y que los fines del ENRE son funciones del Estado, y su accionar está sujeto al control administrativo de legitimidad, de oportunidad o ambos a la vez, que, indistintamente, ejercen sobre el ENRE la Auditoría General de la Nación que reporta al Congreso y la Sindicatura General de la Nación dependiente del Poder Ejecutivo.

El ENRE es dirigido y administrado por un Directorio integrado por cinco miembros, que permanecerán cinco años en sus cargos, de los cuales uno será su presidente, otro su vicepresidente y los restantes vocales. Todos deberán ser seleccionados entre personas con destacados antecedentes técnico-profesionales y designados por el Presidente de la República, previa comunicación al Congreso Nacional cuyo conocimiento habilitará al Poder Ejecutivo para producir el acto administrativo correspondiente. La Ley ha otorgado al Directorio las atribuciones propias de un organismo autárquico: puede contratar, fijar las remuneraciones y condiciones de empleo del personal del ente, formular el presupuesto general de gastos y cálculo de recursos que, a través del Poder Ejecutivo, elevará al Congreso para su aprobación legislativa mediante la Ley General de Presupuesto del ejercicio correspondiente, y realizará todos los demás actos que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del organismo y los objetivos del Marco Regulatorio.

El Directorio del ENRE debe elaborar anualmente su presupuesto con criterio de razonabilidad. De alguna manera una cuota importante de razonabilidad está resguardada porque el proyecto de ese presupuesto debe ser previamente publicado para que los actores del mercado (que son los que, de acuerdo a la participación que han tenido en el ejercicio anterior en el agregado económico global del sistema eléctrico bajo jurisdicción del ENRE, se tienen que hacer cargo del aporte para el presupuesto del organismo), formulen sus objeciones fundadamente, si es que las tuvieran. De modo que quienes han de pagar la tasa de fiscalización y control fijada por el ENRE para sufragar los gastos que demanda su funcionamiento, han tenido oportunidad de conocer y opinar sobre el presupuesto del organismo, previamente al momento en que el Directorio lo girara al Congreso a través del Ejecutivo.

Conclusiones

La exposición ha estado destinada a explicar en términos comprensibles los índices de una transformación significativa, ejecutada con celeridad y con sujeción a normas de probada bondad y eficiencia..

Dos años antes que la Constitución Nacional dispusiera que los Marcos Regulatorios debían tener sanción del Congreso, la industria eléctrica, a partir de una ley, se organizó como un mercado eficiente, mediante el diseño y la aplicación de a un conjunto de normas y disposiciones que contienen criterios innovadores junto con una secuencia de los pasos: primero el Marco Regulatorio, previendo un órgano de control, luego los pliegos licitatorios, después, concursos internacionales públicos para privatizar unidades de negocios viables, luego, la transferencia a los concesionarios –y propietarios, según el caso- y la puesta en funcionamiento de un Ente Regulador concebido como instancia sectorial especializada que administró la transición, para posibilitar y facilitar el funcionamiento del nuevo sistema, cumpliendo la misión que le asignó el Congreso.

Una y otra vez hemos dicho que las expectativas más legítimas y notorias del público usuario lo constituyen la calidad del servicio que recibe y la tarifa que paga por él. Uno y otro parámetro se encuentran fuertemente asociados. Una vez determinado un régimen tarifario “justo y razonable” - y lo es, sin la menor duda, porque ha mantenido estabilidad en el precio del kW/h durante cinco años- sólo un celoso control de la calidad de servicio en el tablero principal de cada usuario-cliente puede garantizar “la adecuada protección de los derechos de los usuarios”

En este sentido siempre será necesario enfatizar que la existencia de un mecanismo de sanciones por los incumplimientos que superen los índices de fallas admitidos, posibilita no sólo la compensación al usuario por un servicio de calidad inferior al convenido, sino también el envío de señales económicas a las empresas de forma tal de incentivarlas a hacer las inversiones que los parámetros de calidad requieren.

El sistema eléctrico vigente funciona razonablemente bien, funciona satisfactoriamente bien y los índices contenidos en este informe, lo documentan.

El Marco Regulatorio, su Decreto Reglamentario y las Disposiciones que Designaron a los Integrantes del Directorio durante estos Cinco Años

- * *La Ley N° 24065 fue Sancionada por el Congreso el 19.12.1991 y promulgada por el Poder Ejecutivo el 3.1.1992 (B.O. 16.1.1992)*
- * *El Decreto N° 1398/92 fue dictado el día 6.8.1992 (B.O. 11.8.1992)*
- * *Mediante Decreto N° 2393/92 del día 15.12.1992 (B.O. 23.12.1992) se determinó la duración de los mandatos de cada uno de los Directores y su escalonamiento-*
- * *Mediante Decreto N° 537/93 del día 26.3.1993 (B.O. 1.4.1993) se designó presidente al Ing. Carlos Mattausch, Vicepresidente al Lic. Alberto Devoto y Vocal Primero al Dr. Marcos Rebas.*
- * *Mediante Decreto N° 112/95 del día 24.1.1995 (B.O. 31.1.1995) se designó como Vocal segundo y tercero a los Ing. Juan C. Derobertis y Ricardo A. Martínez Leone respectivamente.*
- * *Mediante Decreto N° 243/96 del día 8.3.1996 (B.O. 14/3/96) se extendieron por tres años los mandatos del los Ing. Ricardo A. Martínez Leone y Juan C. Derobertis.*
- * *Mediante Resolución S.E. N° 96/97 del 25.2.1997 (B.O. 3.3.1997) le fue aceptada la renuncia al cargo de presidente y director al Ing. Carlos A. Mattausch.*
- * *Mediante Decreto N° 306/97 del 4.4.1997 (B.O. 9.4.1997), se designó como vocal primera del Organismo a la Contadora Ester Fandiño, en reemplazo del Dr. Marcos Rebas, cuyo mandato ha vencido el 6/4/1996.*
- * *Mediante Decreto N° 354/97 del día 22.4.1997 (B.O. 28.4.1997) se renovó el mandato del Lic. Alberto Devoto como Vicepresidente del Organismo.*
- * *Mediante Decreto N° 1059/97 del día 3.10.1997 (B.O. 8.10.1997) se designó presidente del organismo al Ing. Juan A. Legisa.*

Composición Actual del Directorio

Presidente: *Ing. Juan Antonio Legisa*

Vicepresidente: *Lic. Alberto Enrique Devoto*

Directores: *Cdra. Ester Fandiño*
Ing. Juan Carlos Derobertis
Ing. Ricardo Martínez Leone

Oferta

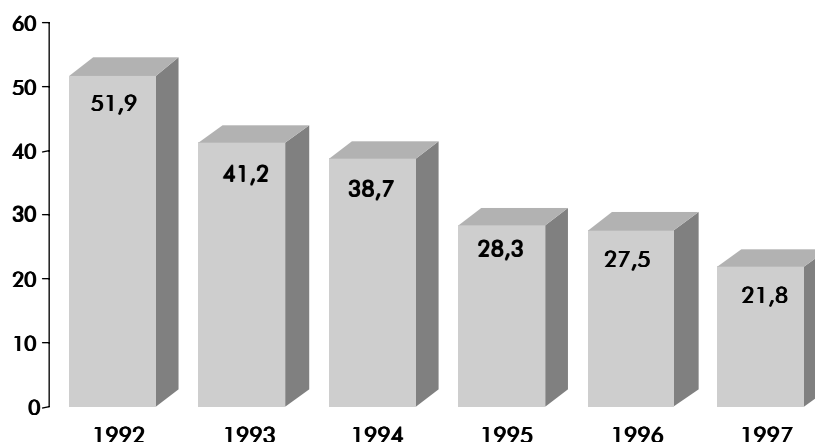
Las nuevas reglas de juego que enfrentó el sector generador a partir de la reforma del sector, esto es, un mercado caracterizado por el libre juego de oferta y demanda (artículo 1° del Dto. 1398/92), permitió la recuperación del parque de generación a través de dos vías. Por un lado, la reconversión de las unidades existentes y por otro -y en especial- la incorporación de nuevos equipos térmicos de mayor eficiencia¹.

La consecuencia inmediata de la reforma aplicada puede observarse claramente en el importante incremento de este tipo de agentes en el mercado.

Cantidad de Agentes	Agosto de 1992			Diciembre de 1997		
	MEM	MEMSP	Total	MEM	MEMSP	Total
Generadores	10	-	10	41	4	45
Autogeneradores	-	-	-	11	-	11
Cogeneradores	-	-	-	2	-	2
Total	10	-	10	54	4	58

De esta forma, las inversiones realizadas en el sector redundaron en una significativa caída de la indisponibilidad del parque térmico, que disminuyó un 58% entre 1992 y 1997.

MEM - Indisponibilidad Térmica Total (%)



Asimismo, se observó en el período analizado un importante aumento de la capacidad instalada en el sector, la cual creció a una tasa de 7,9% a.a.. En efecto, mientras en el año 1992 la potencia instalada en el país (sistemas interconectado y patagónico) ascendía a los 14 GW, en 1997 se incrementó un 46% alcanzando los 21GW. Se detalla a continuación esta evolución, de acuerdo a las distintas fuentes de generación.

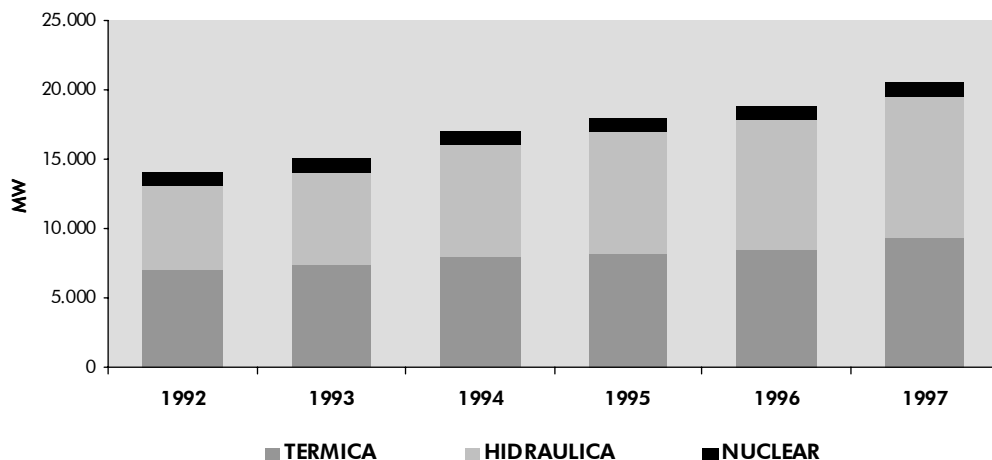
MEM y MEMSP - Potencia Instalada (MW)

	TIPO DE GENERACION			TOTAL	VARIACION AÑO ANT.	VARIACION AÑO 92
	TERMICA	NUCLEAR	HIDRAULICA			
1992	7.049	1.005	6.023	14.077		
1993	7.334	1.005	6.723	15.062	7,00%	7,00%
1994	8.029	1.005	8.043	17.077	13,38%	21,31%
1995	8.191	1.005	8.818	18.015	5,49%	27,97%
1996	8.439	1.005	9.362	18.806	4,39%	33,59%
1997	9.237	1.005	10.322	20.564	9,35%	46,08%

NOTA: GENERACION TERMICA INCLUYE AUTOGENERACION
FUENTE: CAMMESA -PROG. ESTACIONAL E INFORME MENSUAL

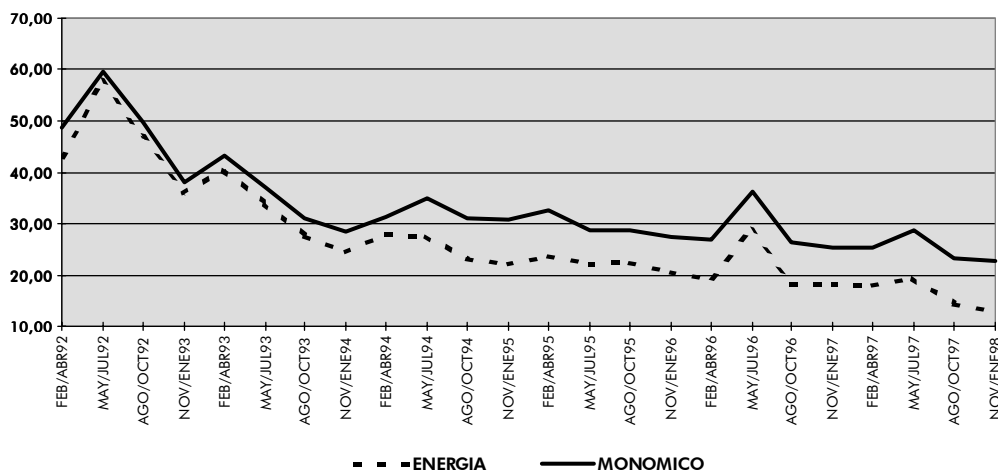
¹ Cabe recordar que la generación térmica no requiere de autorización previa para su desarrollo (art. 5° del Dto. N° 1398/92, reglamentario de la Ley 24.065).

Evolución de la Potencia Instalada



Es así como un sector generador en expansión, respondiendo a las señales de un mercado con necesidades crecientes, posibilitó la convergencia entre oferta y demanda, con el consecuente impacto en los precios del mercado mayorista². Si consideramos el período analizado, se puede observar una caída del precio spot (monómico) del orden del 48% (promedio contra promedio), pasando de 48,76 \$/MWh en 1992 a 25,25 \$/MWh en 1997. Este valor se ubicó en el mes diciembre del último año en 21,12 \$/MWh.

Precios Medios Mensuales (promedio simple trimestral) en \$/MWh



Demanda

El marco regulatorio implementado a partir de la reforma estructural del sector eléctrico tuvo como uno de sus objetivos principales, el promover la competencia en aquellos segmentos del mercado que así lo permitieran. Desde el lado de la demanda de energía eléctrica, esto quedó claramente reflejado en el artículo 10° de la Ley 24.065, donde se incorpora la figura del Gran Usuario (GU) como nueva categoría de agente, posibilitando así el acceso directo al mercado mayorista a aquellos usuarios que cumplan con determinada característica de consumo (mayor a 1 MW). Asimismo, continuando con esta línea de acción y con el fin de flexibilizar aún más el mercado, a partir del mes de noviembre de 1994 por Resolución S.E. N° 334 se define la figura del Gran Usuario Menor (GUME) como agente participante del mercado eléctrico, permitiendo de esta forma la contratación directa de menores niveles de demanda (entre 0,1 y 2 MW)³.

² De acuerdo al mecanismo de formación de precios en el mercado mayorista, el precio horario (spot) queda determinado por el costo (marginal) de suministrar un MWh adicional de acuerdo a un orden de despacho que incorpora (sucesivamente y en orden decreciente) las máquinas más "baratas". De esta forma, en un contexto sin restricciones de combustible y para un nivel dado de demanda, la incorporación de unidades de generación con mayor eficiencia implica necesariamente una disminución del precio de mercado.

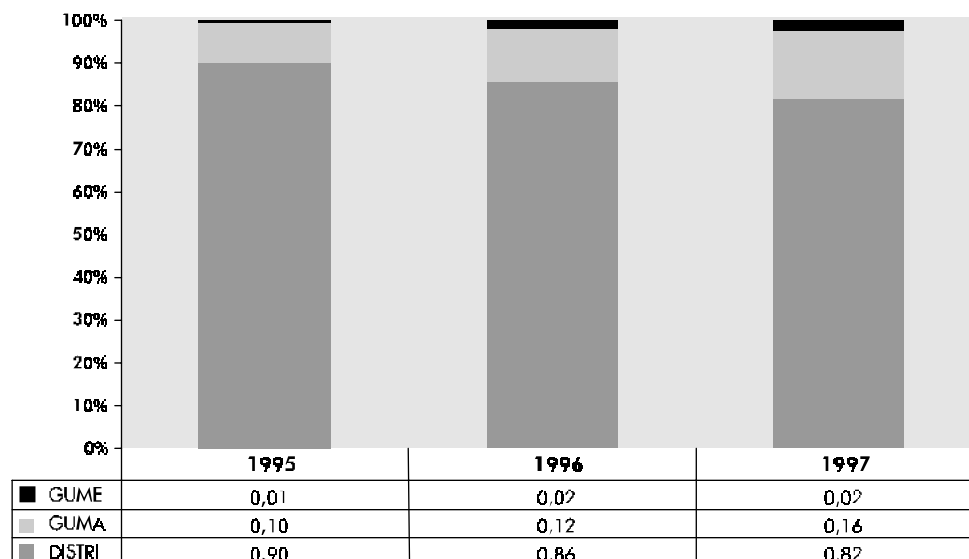
³ El GUMA debe contratar como mínimo el 50% de su demanda en el mercado a término, pudiendo transar el resto en el mercado spot, mientras el GUME debe contratar con un generador la totalidad de su demanda.

Evolución de Grandes Usuarios en el MEM

	GUMAs	GUMEs
mayo-93	1	--
mayo-94	39	--
mayo-95	130	74
mayo-96	214	354
mayo-97	281	601
diciembre-97	331	794

De esta forma, los cambios introducidos por el nuevo marco regulatorio modificaron la composición la demanda, la cual reflejó la sucesiva incorporación de los GU en el nuevo escenario eléctrico. En efecto, mientras la participación de estos agentes representó el 11% de la demanda total del año 1995, en el año 1997 ascendió al 18%.

Composición de la Demanda de Energía Eléctrica



Cabe destacar que, si bien el aumento de la cantidad de GU implica necesariamente la migración de éstos como usuarios propios de las empresas distribuidoras en las respectivas áreas de concesión (hecho que se confirma por ejemplo, por la inexistencia de usuarios de tarifa T3 Alta Tensión en las distribuidoras metropolitanas), el aumento observado en la demanda de energía eléctrica en los últimos años se vio reflejado también en las compras de éstas últimas⁴, aunque a una tasa significativamente menor.

Demanda Bruta de Energía Eléctrica por tipo de agente

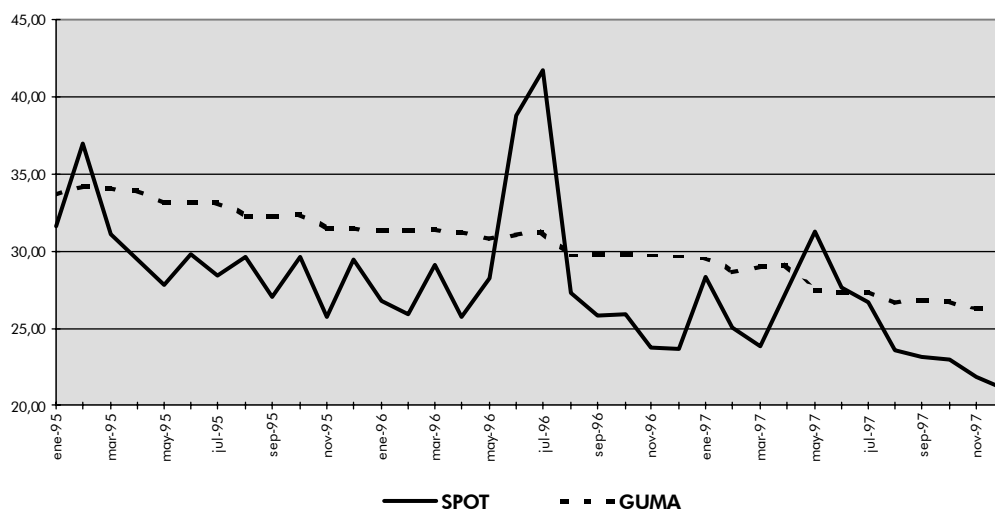
(cifras expresadas en MWh)

	DISTRIBUIDORES		GUMA		GUME	TOTAL	VARIACION %
	estacional	término	término	spot	término		
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

⁴ Cabe mencionar que el éxodo de GU tuvo su impacto en la demanda de las distribuidoras durante el año 1995, con una caída en las compras respecto de 1994 del orden del 0,2%. Debe considerarse, asimismo, el escenario recesivo que enfrentó el país producto del "efecto tequila".

Como hemos visto, la mayor eficiencia en el parque de generación (tanto por mejoras en el parque existente como por la incorporación de nuevos equipos de última generación) tuvo su correlato en la reducción de los precios en el mercado mayorista. Este hecho se vio también reflejado en la disminución de los precios en el mercado a término de los contratos realizados por los GUMA con las empresas generadoras. En efecto, el precio promedio mensual de la energía pagada por los GUMA por sus compras en el mercado a término disminuyó un 22% entre enero de 1995 y diciembre de 1997, ubicándose en los 26,29 \$/MWh.

Precio SPOT Vs. Precio Contratos GUMAs



GUMAs NO INCLUYEN COOPERATIVAS (4): NECOCHEA, CALF, CEOS-CONCORDIA Y PUNTA ALTA.

En cuanto a la actividad de distribución de energía eléctrica –que representa más del 80% de la demanda total-, la implementación del modelo de reestructuración sectorial redundó -en línea con la política llevada cabo en el plano nacional- en un amplio proceso de privatizaciones de las empresas distribuidoras provinciales. Se detallan a continuación el cronograma de la toma de posesión de estas unidades de negocio.

Distribuidora	Provincia/Localidad	fecha de toma de posesión				
		1992	1993	1995	1996	1997
EDENOR S.A.	Cap. Fed. y GBA Norte	Agosto				
EDESUR S.A.	Cap. Fed y GBA Sur	Setiembre				
EDELAP S.A.	La Plata	Diciembre				
EDESAL S.A.	San Luis		Marzo			
EDESE S.A.	Santiago del Estero			Enero		
EDELAR S.A.	La Rioja			Junio		
EDET S.A.	Tucumán			Agosto		
EDECAT S.A.	Catamarca				Enero	
ESJ S.A.	San Juan				Enero	
EDEFOR S.A.	Formosa				Marzo	
EDEER S.A.	Entre Ríos				Mayo	
EDESA S.A.	Salta				Agosto	
EDERSA S.A.	Río Negro				Agosto	
EJSED S.A.	Jujuy				Diciembre	
EDEA S.A.	Bs. As. Atlántica					Junio
EDEN S.A.	Bs. As. Norte					Junio
EDES S.A.	Bs. As. Sur					Junio

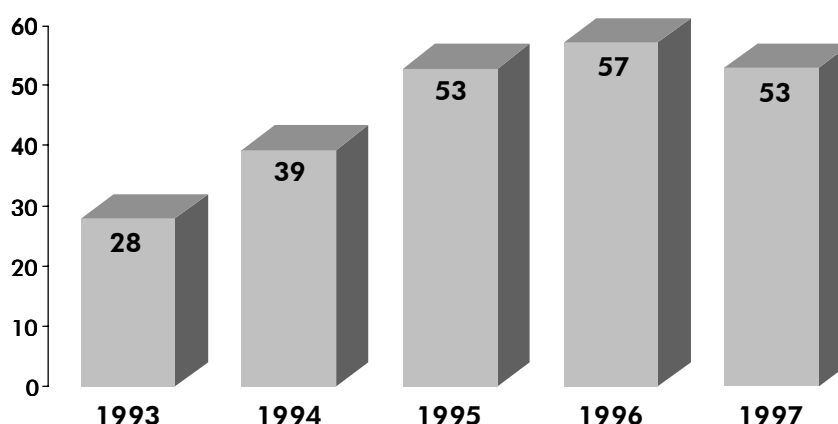
Por otro lado, se incorporaron en carácter de nuevos agentes distribuidores del mercado mayorista las Cooperativas Eléctrica Caucefe (1/11/96) y Celta Cooperativa Tres Arroyos (27/11/97)⁵.

De esta forma, arribamos a fin del año 1997 con un total de 31 agentes distribuidores reconocidos en el mercado.

Cantidad de Agentes	Agosto de 1992			Diciembre de 1997		
	MEM	MEMSP	Total	MEM	MEMSP	Total
Distribuidores	19	-	19	28	3	31

En cuanto a la modalidad de compra de las empresas distribuidoras, se destaca la evolución que el mercado a término ha tenido en las transacciones que realizan en el mercado mayorista. En efecto, mientras las compras por contrato solo representaron el 28% del total demandado por las empresas en el año 1992, en 1997 alcanzó el 53%. Este hecho tiene su explicación en la obligación que enfrentan los distribuidores de satisfacer todo requerimiento de demanda dentro de su área de concesión. Por lo tanto, la posibilidad de celebrar los contratos de compraventa de energía eléctrica, permite disminuir el riesgo de las sanciones por incumplimiento en el suministro de energía eléctrica.⁶

Distribuidoras: compras por Contratos sobre total de compras (en %)



No obstante el considerable aumento de las compras por contrato que efectúan las empresas distribuidoras en el mercado mayorista, resulta de interés destacar cómo la normativa vigente implementada a partir de la reforma del sector ha brindado una respuesta para evitar que la variabilidad propia del mercado spot -que refleja la convergencia horaria en el mercado mayorista de la oferta y la demanda- se incorpore en la formación de las tarifas a usuarios finales.

Para ello, las empresas distribuidoras realizan sus compras horarias (fuera de contrato) a un precio estabilizado (o estacional) sancionado (ex-ante) en forma trimestral por la Secretaría de Energía y que representa el precio spot promedio (esperado) para dicho período⁷. Es este precio el que se traslada a las tarifas de los usuarios (passthrough)⁸.

Se detalla a continuación la evolución del precio monómico estacional. Se puede observar claramente cómo el precio de compra de las distribuidoras en el mercado horario acompaña la tendencia a la baja del precio spot.

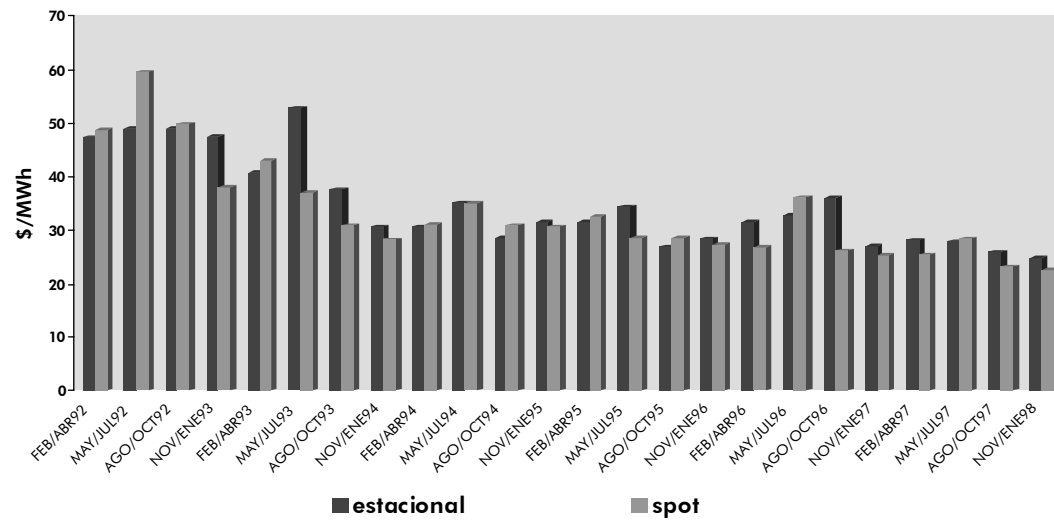
5 El Decreto PEN N° 186/95, modificatorio del Decreto 1398/92, posibilitó a las cooperativas incorporarse al MEM en carácter de empresas distribuidoras.

6 Esto parece aún más razonable en un contexto con restricciones en la generación, ya que de lo contrario, las empresas distribuidoras pueden transar sus faltantes de energía en el mercado spot sin inconvenientes -como de hecho ocurre-.

7 Las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado (que realizan los distribuidores) y las ventas al precio spot (que hacen los generadores) en el mercado horario, se acumulan en un Fondo de Estabilización cuyo saldo se incorpora en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

8 Obviamente en la proporción que las compras en el mercado spot representen en el total de compras de las distribuidoras.

Evolución Precio Monómico (en \$/MWh)



Unidades de Negocio Privatizadas

GENERACIÓN

UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL PUERTO S.A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica y Comercialización en Bloque.
POTENCIA INSTALADA:	1.009 MW
CONSORCIO (*):	CENTRAL PUERTO
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	CHILGENER S. A. (Chile). CHILECTRA QUINTA REGIÓN (Chile)
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de abril de 1992
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL COSTANERA S. A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica y Comercialización en Bloque.
POTENCIA INSTALADA:	1.260 MW
CONCESIONARIO:	CENTRAL COSTANERA S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Acciones Clase "A": Endesa Arg. S.A. Inter-Rio Holding Establishment Maipú Inversora Entergy S.A. Acciones Clase "B" Público E Instituciones Energía Hidráulica S.A. Endesa Argentina S.A. Acciones Clase "C". Empleados
INICIO DE ACTIVIDADES:	29 de mayo de 1992
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:	95 MW
CONSORCIO:	ALTO VALLE HOLDING.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Dominion Energy INC. CALF (Cooperativa de Agua y Luz del Neuquén). DOMINION ENERGY INC.
OPERADOR:	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	25 de agosto de 1992
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL TÉRMICA GUEMES S. A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE SALTA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica
POTENCIA INSTALADA:	245 MW
CONSORCIO:	POWERCO S. A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Duke Guemes Inc 25% Argentine Investment 15% TCW American Development 15% Sociedad Cial. Del Plata 25% Iberdrola. S. A. 20%.
OPERADOR:	DUKE - IBERDROLA -
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	30 de septiembre de 1992
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S. A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	94 MW
CONSORCIO:	CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Acindar S.A. (Arg) Massuh S.A. (Arg)
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de octubre de 1992
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL DOCK SUD S.A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	GRAN BUENOS AIRES
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	211 MW.
CONCESIONARIO:	CENTRAL DOCK SUD S. A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Polledo S. A. (Arg). British Gas.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	5 de octubre 1992

UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL TÉRMICA SORRENTO S.A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE SANTA FE
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	226 MW.
CONSORCIO:	SORRENTO S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Malvicino S.A. Iate S.A. Eleprint S. A. Argon S.A. Skoda Export (Operador) 6 de febrero de 1993
INICIO DE ACTIVIDADES:	
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRALES TÉRMICAS DEL NORESTE S. A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIAS. DEL NEA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	250 MW
CONSORCIO:	CENTRALES TÉRMICAS DEL NEA S. A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	IATE S.A. Skoda Sport (operador) 20 de mayo de 1993
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE S.A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	SAN MIGUEL DE TUCUMAN
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica
POTENCIA INSTALADA:	305 MW
CONSORCIO:	CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	FATLYF G. Fazio Atahualpa S.R.L. Horizontes S.A. Caminos S. A. Public Service Company of Nueva México (operador). 21 de mayo de 1993.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA . DE CHUBUT
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	256 MW.
CONSORCIO:	TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	FATLYF IATE ELEPRINT S.A. 9 de diciembre de 1993.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRAL TÉRMICA SAN NICOLÁS S.A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE BUENOS AIRES.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	650 MW
CONSORCIO:	INVERSORA SAN NICOLÁS S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	AES San Nicolás Incorporated ORMAS SAICIC. 18 de mayo de 1994
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	
UNIDAD DE NEGOCIO:	HIDROELÉCTRICA LOS NIHUILES S. A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE MENDOZA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	260 MW
CONSORCIO:	INVERSORA LOS NIHUILES S. A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Grupo Económico EDF Internacional S.A. Nucleamiento Inversor S. A. Banco de Galicia Bs. As. Jakes Matas 1 de junio de 1994
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	
UNIDAD DE NEGOCIO:	CENTRALES TÉRMICAS DEL LITORAL S.A.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE SANTA FE
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica.
POTENCIA INSTALADA:	84 MW
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	FATLYF IATE STEAG (operador). 14 de julio de 1994
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:
Nucleamiento Inversor S. A.

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:
Consultores S. A.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

HIDROELÉCTRICA DIAMANTE S.A.
PCIA. DE MENDOZA.
Generación de Energía Hidroeléctrica
388MW
INVERSORA DIAMANTE S.A.
Grupo Económico EDF Internacional operador)

Banco de Galicia y Bs. As. S. A.
19 de octubre de 1994.

CENTRALES TÉRMICAS MENDOZA S.A.
PCIA. DE MENDOZA
Generación de Energía Eléctrica.
422 MW.
CUYANA S. A. DE INVERSIONES
CMS OPERATING S. A. (Operador)
ORMAS SAICIC.
1 de noviembre de 1994

HIDROELÉCTRICA AMEGHINO S.A.
PCIA. DE CHUBUT.
Generación de Energía Hidroeléctrica.
46.8 MW.
HIDROELÉCTRICA DEL SUR S. A.
Camuzzi Gazometri Spa.
Camuzzi Argentina S.A.
U.T.E.Uruguay
Cooperativa de Trelew
Cooperativa de Puerto Madryn
Soc.Coop. Pop. Ltda. C. Rivadavia
Coop. Prov. S.P.C. y Viv. Rawson.
Coop. Prov. E.E.S.P. y V. Gayman
Coop. Prov. S.P.V. y C. 16 de Octubre.
Coop. Prov. A. P. y Ot. Rada Tilly
1 de noviembre de 1994.

HIDROELÉCTRICA RÍO HONDO S. A.
RIO HONDO. PCIA. SANTIAGO DEL ESTERO
Generación de Energía Hidroeléctrica.
17.2 MW
RÍO HONDO S. A.
APUAYE
NECON S.A.
José Chediak S.A.I.C.A.
Opiser NOA.
Consulser (operador).
29 de diciembre de 1994

HIDROELÉCTRICA FUTALEUFÚ S.A.
PCIA. DE CHUBUT.
Generación de Energía Hidroeléctrica.
448 MW.
ALUAR S.A.
ALUAR S.A. (operadores) Electrowatt Ingenieros
15 de junio de 1995.

HIDROELÉCTRICA RÍO JURAMENTO S.A.
SAN NICOLAS. PCIA. DE BUENOS AIRES
Generación de Energía Hidroeléctrica.
102 MW
INVERSORA AES DIAMANTE S.A.
(Operadores) Electrowatt Ingenieros

CENTRAL DIQUE
CAPITAL FEDERAL
Generación de Energía Eléctrica
29 MW
Coinelec S.A.
Inversora Catalinas S.A.
Houston Argentina S.A.
16 de junio de 1993

UNIDAD DE NEGOCIO: **CENTRAL PIEDRABUENA**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA. DE BUENOS AIRES
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica
POTENCIA INSTALADA: 620 MW
CONSORCIO: SODIGEN S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: CAMUZZI
CEI Citicorp
Pacific Enterprises
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 20 de agosto de 1997

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA ALICURA**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE NEUQUEN
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA: 1000 MW
CONSORCIO: SEI y Asoc. de Arg S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: SEI Holdings INC
Asociados de Electricidad S.A.
B.I.S.A. de Inversiones (G.Bemberg)
Resource Development Consultants
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 11 de agosto de 1993

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA CERROS COLORADOS**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE NEUQUEN
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA: 450 MW
CONSORCIO: Patagonia Holding S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Dominion Generating S.A.
Louis Dreyfus Argener S.A.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 11 de agosto de 1993

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA EL CHOCON**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE RIO NEGRO
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA: 1410 MW
CONSORCIO: Hidroinvest S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Hidroelectricidad S.A.
CMS Generation S.A.
Sawgrass Limited
Energía Hidráulica S.A.
Latin America Capital Partners Ltd. B
C.I. Global Fund
C.I. Emerging Markets Fund
The South America Fund N.V.
Darwin Holdings Inc.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 11 de agosto de 1993

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE NEUQUEN
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA: 1400 MW
CONSORCIO: Hidroneuquén S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Gener Argentina S.A.
Duke Hidronor (Cayman) Limited
Transalta Energy Argentina S.A.
New Workd Investment Fund
Emerging Markets Growth
The Argentine Investment Co.
Argentina Private Development Trust
Inter Rio Holdings Establishment
Adm. Nac. Usinas y Transm. Elect. UTE
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 29 de diciembre de 1993

UNIDAD DE NEGOCIO: **HIDROELECTRICA TUCUMAN**
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE TUCUMAN
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.
POTENCIA INSTALADA: 52 MW
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: APUAYE
NECON S.A.
José J. CHEDIACK S.A.I.C.A.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 3 de junio de 1993

UNIDAD DE NEGOCIO:
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
POTENCIA INSTALADA:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

HIDROTERMICA SAN JUAN
PCIA DE SAN JUAN
Generación de Energía Térmica e Hidroeléctrica.
72MW
Inversora AES Americas S.A.
AES Corporation
18 de marzo de 1996

TRANSPORTE

UNIDAD DE NEGOCIO:
Tensión.
ACTIVIDAD DESARROLLADA:
ALCANCE:

TRANSENER S.A. Compañía de Transporte de Energía de Alta

Prestación de Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.
6.800 Km. de líneas de transmisión de 500 kV; 560 Km. de líneas de transmisión de 220 kV. 27 estaciones y diversos transformadores y equipos de interconexión.

CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

CITELEC S. A. Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S. A.
Eléctrica del Plata S.A.

Entergy Corporation.
Duke Power Company.
National Grid FINANCE B.V.

Sade Ing.
Construcciones S.A. InterRio Holdings Establishment.

The Argentine Investment Co.
Argentine Private Development Trust.

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

17 de julio de 1993

UNIDAD DE NEGOCIO:

TRANSNOA S. A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S. A.

ACTIVIDAD DESARROLLADA:
ALCANCE:

Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
2.460 Km de línea de 132 Kv. y 33 EE.TT. con una potencia de transformación de 1000 MVA.

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

FATLYF
Bco. Feigin
IATE

Tecsa, GEESA.
26 de enero de 1994

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

UNIDAD DE NEGOCIO:

TRANSPA S.A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia S. A.

ACTIVIDAD DESARROLLADA:
ALCANCE:

Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
2.214 Km. de línea de 330; 132;33 y 13,2 Kv. 12 EE.TT con una potencia de transformación de 1.119 MVA.

CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

TRELPA S.A.
ALUAR S.A.I.C.; CG ARGENTINA S.A
CAMUZZI GAZOMETRI, SPA
SOC. COOP. POPULAR COMODORO RIVADAVIA
COOP. ELÉCTRICA TRELEW.
COOP. ELEC. PUERTO MADRYN
COOP. ELECT. DE RAWSON
RADA TILLY; GAIMAN
COOP. 16 DE OCTUBRE.
Electrowatt Ltda.(Operador)

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

16 de junio 1994

UNIDAD DE NEGOCIO:

TRANSNEA S.A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino.

ACTIVIDAD DESARROLLADA:
ALCANCE:

Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
824 Km. de línea de 220 Kv. 132 Kv. y 33 Kv. EE.TT. con una potencia de transformación de 596 MVA.

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

FATLYF
IATE
ELEPRINT S.A.
ARGON
CEZ(Operador)

INICIO DE LAS ACTIVIDADES

10 de noviembre de 1994

UNIDAD DE NEGOCIO:	DISTROCUYO S. A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo S. A.
ACTIVIDAD DESARROLLADA:	Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
ALCANCE:	1254 Km de línea de 220 kV/132kV. EE.TT. con una potencia de transformación de 1025 MVA.
CONSORCIO:	ELECTRIGAL S. A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Nucleamiento Inversor S. A. EDF International S. A. Banco de Galicia y Bs. As. Jaques Matas.
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	12 de enero 1995.
UNIDAD DE NEGOCIO:	TRANSBA S.A.
ACTIVIDAD DESARROLLADA:	Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA DE BUENOS AIRES
CONSORCIO:	Transener S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Citelec S.A. Maipú Inversora S.A. National Grid Finance B.V. Inter Rio Holdings Establishment The Argentine Investment Co. (TAICO)
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	22 de julio de 1997

DISTRIBUCIÓN

UNIDAD DE NEGOCIO:	EDESUR S.A. Empresa Distribuidora Sur S.A.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	DISTRILEC INVERSORA.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Compañía Naviera Pérez Companc S. A.(Argentina) Distribuidora Chilectra (Chile) Metropolitana Chilectra S.A.(Chile) ENERSIS S.A.(Chile). ENDESA. (Chile) PSI Energy INC.(EE.UU)
CANTIDAD DE USUARIOS:	2.049.781
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.
UNIDAD DE NEGOCIO:	EDENOR S.A. Empresa Distribuidora Norte S.A.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
CONSORCIO:	EASA Electricidad de Argentina S. A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	EDF. Electricité de France (Francia) ENHER S.A. Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana S.A. (España) ASTRA S. A. Cía. Argentina de Petróleo S. A. (Argentina) SAUR. Societe D'amenagement urbain et rural. (Francia) ENDESA S.A. Empresa Nacional de Electricidad S.A.(España). J.P Morgan International Corporation.
CANTIDAD DE USUARIOS:	2.152.000.-
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.

UNIDAD DE NEGOCIO:
ACTIVIDAD PRINCIPAL:
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:
CANTIDAD DE USUARIOS:
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:
ZONA GEOGRÁFICA QUE ABARCA:

EDELAP. Empresa Distribuidora de La Plata S.A.
Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
COINELEC S.A. Compañía de Inversiones en Electricidad SA
Houston Power Co. (EE.UU).
Inversora Catalina S.A. Grupo TECHINT (Argentina).
267.361.
21 de diciembre de 1992.
La Plata, Ensenada, Beriso, Magdalena, Brandsen .

PROVINCIA DE SAN LUIS

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

UNIDAD DE NEGOCIO:
PRIVATIZADA POR:
ENTE REGULADOR
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

EDESAL S.A. Empresa de Distribución Eléctrica de San Luis S. A.

Ley N° 4966/92.
CRPEE -Comisión Reguladora Provincial de la Energía Eléctrica-
EXXEL GROUP (EE.UU).
UNIÓN FENOSA DE INVERSIONES S. A. (España).

ENERGÍA FACTURADA:
CANTIDAD DE USUARIOS:
PRECIO PAGADO:
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

550GWh
78.000.
\$18.500.000
3 de marzo de 1993.

PROVINCIA DE SANTIAGO DEL ESTERO

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA:

UNIDAD DE NEGOCIO:
del Estero.

PRIVATIZADA POR:
ENTE REGULADOR
CONSORCIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:
ENERGÍA FACTURADA:
CANTIDAD DE USUARIOS:
PRECIO PAGADO:
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

EDESE S.A. Empresa de Distribución de Electricidad de Santiago

Ley Provincial N° 6117/94. Ley Marco Regulatorio N° 6094/94
ENRESE. Ente Regulador de Santiago del Estero.
Cía. Eléctrica de Santiago del Estero.
Industrias Eléctricas Houston S. A.
279 GWh.
105.000.-
\$ 15.600.000.-
4 de enero de 1995

PROVINCIA DE FORMOSA

UNIDAD DE NEGOCIO:

S.A

PRIVATIZADA POR:

ENTE REGULADOR
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:
ENERGÍA FACTURADA:
CANTIDAD DE USUARIOS:
PRECIO PAGADO:
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

EDEFOR S.A. Empresa de Distribución de Electricidad de Formosa

Ley Provincial N°1121/94 Decreto PEN N° 1808/94 aprueba los
convenios de fechas 26/02/93 y 28/12/93, dispone la constitución de
la sociedad y faculta a la S.E. a aprobar los Estatutos.
EREP Ente Regulador Eléctrico Provincial
IATE S.A. - ARGÓN S.A. - TECSA.
272GWh
64.200.
\$8.400.000.-
1 de febrero 1995

PROVINCIA DE LA RIOJA

UNIDAD DE NEGOCIO:

S.A.

PRIVATIZADA POR:

ENTE REGULADOR
CONCESIONARIO:
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

EDELAR S. A. Empresa Distribuidora de Electricidad de LA RIOJA

Ley Provincial N° 6036/95 y Decreto Pcial. N° 20/95
(MARCO REGULATORIO).
Ente Único de Control de Privatizaciones Decreto Pcial. N° 145/95.
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE LA RIOJA S.A.
Soc. Internacional Electric Holdingd Co. (EE.UU)
Unión Fenosa Inversiones S.A. (España).
156,8 GWh. *
56.825**
u\$s 13.742.200.-
1 de junio 1995

ENERGÍA FACTURADA:
CANTIDAD DE USUARIOS:
PRECIO PAGADO:
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

* Estas cifras corresponden a los cálculos efectuados por la empresa desde el 1/6 al 31/12/95. ** Usuarios residenciales y grandes usuarios.

PROVINCIA DE TUCUMÁN

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA:

UNIDAD DE NEGOCIO:

PRIVATIZADA POR:

ENTE REGULADOR

CONCESIONARIO:

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

PROVINCIA DE CATAMARCA

UNIDAD DE NEGOCIO:

PRIVATIZADA POR:

MARCO REGULATORIO:

95).

ENTE REGULADOR

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

PROVINCIA DE ENTRE RÍOS

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA:

UNIDAD DE NEGOCIO:

PRIVATIZADA POR:

MARCO REGULATORIO:

8.916

ENTE REGULADOR

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

PROVINCIA DE SAN JUAN

UNIDAD DE NEGOCIO:

CONSORCIO:

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

OPERADOR:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO (u \$s):

TOMA DE POSECIÓN:

ENTE REGULADOR:

PROVINCIA DE JUJUY

UNIDAD DE NEGOCIO:

CONSORCIO:

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

EDET S. A. Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S. A.

Ley N° 6.608 y N° 6626 que modifica el Art. 16 de la Ley N° 6.608.

Dirección de Energía De Tucumán.

NORELEC S. A.

José Cartellone S. A. (Argentina).

Compañía General de Electricidad S. A. (Chile)

Compañía General de Fuerza Eléctrica. (Chile)

838 GWh.

225.000.

\$ 47.777.000.-

4 de agosto de 1995.

EDECAT Empresa de Distribución de Electricidad de Catamarca

Ley Pcial. N° 4.835/95

Dec. Pcial. N° 1.245/95 Ley N° 4.836/95 (modifica la Ley N°4.835/

EN-RE Ente Regulador de Servicios Públicos y otras Concesiones

IATE S.A. y SIEMENS

217,5 GWh.

65.812.

\$ 12.100.000.-

5 de enero de 1996.

EDEER S.A. Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos

Ley Pcial. N° 8291 de adhesión a la Ley Nacional N° 23.696

Ley Pcial N° 8.916 Dec.N° 1.300 reglamentario de la Ley Pcial N°

EPRE. (Ente Provincial Regulador de Energía)

CMS Electric & Gas Co.(EE.UU) 40%

ASTRA. Cía Arg. de Petróleo S.A. 21%

Bco. de Galicia Y Bs. As.(Arg)12%

Victorio A.Gualtieri S.A. 11%

Williams International Investment Vent.Ltd.(Cayman)7,5%

The Latin American Energy & Electricity Fund.

LP.(Cayman) 6%

Cooperativa Eléctrica de Barilocho (Arg) 2,5 %

2.000 GWh.

300.000.-

U\$\$ 164.024.222.-

6 de mayo de 1996.

Energía de San Juan S.A.

Agua Negra S. A. Sociedad de Inversión.

EMEC S. A., (66%),

Hidroandes S.A. (34%) formada por:

Chilgener S.A.

Energy Trade and Finance Corporation)

SAN JUAN S.R.L.

478 GWh

126.689.-

63.300.000.-

22/01/97

EPRE. (Ente Pcial. Regulador de la Electricidad)

EJE S.A.

CEISA (Cía. Eléctrica de Inversiones S.A.)

EDET (Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.)

José Cartellone Construcciones Civiles S.A.

Compañía General de Electricidad S.A.

260.5 GWh

114.683

\$ 46.090.000

1 de diciembre de 1996

PROVINCIA DE RIO NEGRO

UNIDAD DE NEGOCIO:
 CONSORCIO:
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:
 CANTIDAD DE USUARIOS:
 INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

EDERSA

SODIELEC S.A.
 SAESA - Sociedad Austral de Electricidad S.A.
 Camuzzi Argentina S.A.
 CEI Citicorp Holdings S.A.
 Compañía Argentina de Cemento Portland S.A.
 672.8 GWh
 116.549
 31 de agosto de 1996

PROVINCIA DE SALTA

UNIDAD DE NEGOCIO:
 CONSORCIO:
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:
 CANTIDAD DE USUARIOS:
 INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

BUENOS AIRES:**EDESA S.A.**

CESA S.A.
 International Electric Holdings Co.
 Unión Fenosa Desarrollo
 518.1 GWh
 163.300
 12 de agosto de 1996

ESEBA

El 15 de noviembre de 1995 se presenta ante la Legislatura un proyecto para su privatización.
 Se prevé privatizar el 90% del paquete accionario y reservar un 10% para el Programa de Propiedad Participada (PPP).

UNIDAD DE NEGOCIO:
 CONSORCIO:
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

DEMANDA(Gw/hora):
 CANTIDAD DE USUARIOS:
 VENTAS (millones de \$):
 Área (en miles de Km2):
 PRECIO PAGADO:
 INICIO DE ACTIVIDADES:

EDEN S.A. (Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.)

AESEBA
 AES Development of Argentina.
 AESEBA(CEA Américas Operating Argentina)
 3.572.-
 270.000.-
 232.-
 109,1.-
 *
 1 de junio de 1997

UNIDAD DE NEGOCIO:
 CONSORCIO:
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

DEMANDA(Gw/hora):
 CANTIDAD DE USUARIOS:
 VENTAS (millones de \$):
 ÁREA (en miles de Km2):
 PRECIO PAGADO:
 INICIO DE ACTIVIDADES:

EDES S.A. (Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.)

AES Development of Argentina
 AESEBA(CEA Américas Operating Argentina)
 1.182.-
 128.000.-
 75.-
 76,2.-
 *
 1 de junio de 1997

* (El consorcio se adjudicó las empresas EDEN S.A. y EDES S.A.). El total pagado fue de \$ 565.129.430.-

UNIDAD DE NEGOCIO:
 CONSORCIO:
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

DEMANDA(Gw/hora):
 CANTIDAD DE USUARIOS:
 VENTAS (millones de \$):
 ÁREA (en miles de Km2):
 PRECIO PAGADO:
 INICIO DE ACTIVIDADES:

EDEA S.A. (Empresa Distribuidora de Energía del Atlántico S.A.)

Inversora Eléctrica Buenos Aires
 CAMUZZI
 Citycorp
 United Utilities
 Loma Negra.
 1.182.-
 128.000.-
 75.-
 76,2.-
 \$404.001.000.-
 1 de junio de 1997

TARIFAS del servicio público de DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA a cargo de las concesionarias EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

Fundamentos Para La Determinación y Cálculo de las Tarifas en el Servicio Público de Distribución Eléctrica

A partir de la promulgación de la Ley N° 24.065 de Marco Regulatorio Eléctrico se produjo una profunda reforma y reorganización del sector eléctrico argentino, realizado en base a principios de tarificación con ajuste a los costos económicos, procura de eficiencia asignativa en el uso de los recursos, la introducción de competencia en los segmentos posibles y regulación tarifaria en los segmentos constituidos en monopolio natural.

I. Principio de cálculo en base a costos económicos.

El principio general de cálculo de acuerdo a los costos, buscando eficiencia en la asignación de los recursos. Los criterios incorporados para la determinación de los precios en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), pueden sintetizarse de la siguiente manera¹:

1. Se establece el criterio de competencia para favorecer el desarrollo de la actividad productiva en el sector. Pieza clave en ello es la desintegración vertical de las empresas energéticas del Estado existentes con anterioridad, y el establecimiento de un mercado de generación, calificado como de interés general y definido como una actividad productiva de iniciativa privada con múltiples productores que compiten entre sí.
2. Se promueve la eficiencia económica a partir del concepto de tarificación a costo marginal de largo plazo para definir el precio del recurso "energía eléctrica", lo que tiende a optimizar la utilización de los recursos de energía primaria y los de capital volcados al sector.

En tal sentido se constituye un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que sanciona precios horarios de la energía en base al costo marginal de la oferta, utilizando una lista de mérito configurada con el costo medio de producción de corto plazo de cada unidad generadora, más un diferencial "por potencia" que remunera la expansión de la capacidad. Esta última remuneración tiende a reflejar el concepto económico de la escasez de capacidad, valuado a través del "costo de la energía no suministrada". Esta forma de definir los precios de la energía eléctrica tiende a asimilarse al concepto que en la literatura económica se reconoce como "costo marginal de largo plazo" de la electricidad.

3. Dado que la demanda de electricidad representa la valoración de la utilidad que le adjudica la sociedad, el precio de mercado emergente de la igualación de la oferta y la demanda constituye una señal válida tanto de la escasez como de la utilidad del recurso. Este mecanismo de determinación del precio de mercado, propugna entonces implícitamente el uso racional del recurso.

En tal sentido, se establece como principio el procurar la mayor transparencia de precios posible entre las distintas etapas del proceso eléctrico, así como el mayor acceso directo de los usuarios al mercado. Por un lado se tiende a que las tarifas del suministro eléctrico de las distribuidoras ante sus usuarios finales, reflejen las señales de abundancia o escasez que surgen de los precios del mercado mayorista. Por otra parte, se propicia establecer el vínculo directo con el mercado mayorista de aquellos usuarios que por la cuantía de su demanda, resulte económica y administrativamente racional encarar las obligaciones de medición y comportamiento propios de dicho vínculo. Y finalmente, se promueve la formación de un mercado a término, mediante contratos libremente pactados entre la oferta y la demanda, en la que se admite incluso usuarios con demandas de 100 Kw en más.

4. Se procura la mayor equidad posible entre los usuarios, tratando que cada uno afronte el costo del recurso que utiliza y el servicio que recibe. En ese sentido, se prohíbe a las distribuidoras la utilización de subsidios cruzados entre las categorías de sus usuarios, así como la discriminación de precios, en la fijación de sus tarifas².

¹ Arts. 1°, 2° incs. b), d), e) y f); 4°, 6°, 35°, 36°, 93° y 94° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92, así como las normas reglamentarias emanadas de la ex-Secretaría de Energía de la Nación.

² Art. 42, inciso e) de la Ley N° 24.065.

5. Se establecen salvaguardas de calidad y seguridad compatibles con el interés general y el criterio del servicio público. Al respecto, se fijan regímenes de sanciones que pueden llegar a la caducidad de las concesiones para el caso de incumplimientos³.
6. Se previenen eventuales distorsiones monopólicas o prácticas colusivas que impidan la competencia o impliquen un abuso de posición dominante en el mercado⁴.
7. Se admiten subsidios explícitos para cubrir diferenciales de tarifas en casos de usuarios predeterminados, con cargo a partidas presupuestarias definidas ex-profeso.
8. Se instrumenta un régimen regulatorio de la actividad, conforme las concepciones y experiencias más modernas en la materia, que incluye la supervisión y contralor necesarios con ejercicio de jurisdicción y capacidad suficientes para dilucidar conflictos e intervenir en la preservación de los principios normativos expuestos⁵.

II. Razones económicas para el control tarifario

La razón fundamental para la regulación tarifaria es de orden tecnológico: existen economías de escala y la función de costos es claramente sub-aditiva. Esta característica es la que define un *monopolio natural*: la producción por más de una firma resulta en costos mayores que los de una sola firma trabajando al mismo nivel de producción. O sea que, en este caso específico, el duplicar la red de cables de distribución no resulta económico.

La producción en condiciones monopólicas está asociada a ineficiencias económicas. La falta de competencia permite a las empresas un mayor beneficio que el que regiría en condiciones competitivas. Esta mayor utilidad se logra a costa de un mayor precio y una menor producción que bajo condiciones de competencia, por lo que es ineficiente desde el punto de vista económico. El objetivo de la regulación del servicio público es entonces el de subsanar las deficiencias señaladas.

Los instrumentos que utiliza la normativa, tal como se expone mas adelante, incluyen la fijación de una tarifa máxima, la obligación de atender toda demanda que se presente, el control de calidad y la determinación de una tasa de rentabilidad adecuada en el cálculo de las tarifas máximas. Desde el punto de vista de la necesidad de simular un mercado competitivo para la distribución eléctrica este conjunto constituye una unidad.

III. El Régimen Tarifario

En cumplimiento de los principios y normas citadas, el Poder Ejecutivo Nacional concedió la prestación del servicio público de distribución eléctrica en el área de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires mediante las pautas contenidas en los respectivos Contratos de Concesión. Las disposiciones tarifarias contenidas en los mismos comprende la prestación del servicio público para aquellos usuarios que no están en capacidad de vincularse en forma directa con el mercado mayorista. Los lineamientos seguidos en la definición de los Cuadros Tarifarios son los siguientes:

- Se establecen tarifas máximas para cada periodo tarifario. Las mismas están conformadas por dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición 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 comercialización⁶.
- Se fijan periodos tarifarios (de 10 años el primero y de 5 años los sucesivos) durante los cuales las tarifas se ajustarán únicamente conforme a la variaciones que experimenten los costos de compra de energía y su transporte en el MEM⁷. En tanto que se mantienen constantes en términos reales los costos propios de distribución de cada concesionaria⁸.
- Se regula la tasa de rentabilidad con que se calcularán las tarifas máximas de los periodos tarifarios futuros, la que razonablemente deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente⁹.

³ Arts. 2° inciso a) y c), 11°, 12°, 13°, 14°, 16°, 17° y 26° de la Ley N° 24.065.

⁴ Art. 19° de la Ley N° 24.065.

⁵ Arts. 54° a 69° y concomitantes de la Ley N° 24.065.

⁶ Arts. 40° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

⁷ Art. 42 de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

⁸ Se ajustan semestralmente por la variación de un índice compuesto de precios mayoristas y minoristas de los EE.UU. (Punto D del Subanexo 2 - Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario de los Contratos de Concesión).

⁹ Art. 41° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

- Se regula 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 calidad y sanciones¹⁰.
- Se desautorizan subsidios cruzados entre los usuarios o categorías de usuarios. Los usuarios pagarán únicamente los costos de las etapas del proceso eléctrico en que estén involucrados, procurando que cada uno afronte los costos atribuibles a su modalidad de consumo¹¹.

De esta manera se procura que las empresas optimicen su gestión empresarial a lo largo de cada periodo tarifario minimizando sus costos. A este respecto es importante destacar que las distribuidoras se enfrentan a una situación similar a la que resultaría de existir competencia perfecta: *el precio es un valor exógeno a la firma*. Consecuentemente, el régimen tarifario trata de preservar, ante la actividad monopólica concesionada, condiciones de mercado lo mas parecidas posible a las de la competencia en las que concurren gran número de oferentes.

Asimismo, estas disposiciones tienden a incentivar dentro de los periodos tarifarios, que las empresas procuren alcanzar la máxima eficiencia mediante la racionalización de sus costos. Parte de los beneficios resultantes de la mayor eficiencia lograda en un periodo tarifario, deberán ser luego trasladados a los usuarios en el siguiente periodo tarifario, al fijarse la tasa de rentabilidad y proyectarse los nuevos costos propios de distribución con que se calcularán las nuevas tarifas¹².

Dado que la desintegración vertical del sistema eléctrico fue parte central de la estrategia de reconversión del sector adoptada por el Estado, *las empresas distribuidoras carecen de control sobre el precio mayorista de la energía*. 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 "passthrough" en la literatura económica). Se persiguen 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 permite, 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 solo se reconocerán al precio del mercado mayorista.

La seguridad de abastecimiento condiciona a su vez el derecho de los usuarios a obtener la energía eléctrica a un costo mínimo. En esto la legislación reconoce el largo período de maduración de las inversiones en el sector y el derecho de las generaciones futuras a contar con su abastecimiento. Por ello las empresas deben contar con un retorno sobre el capital invertido de forma tal de garantizar el mantenimiento de la infraestructura necesaria para brindar el servicio.

En procura de la racionalidad económica y la eficiencia en la asignación de recursos ya comentados, se busca que la tarifa refleje los costos económicos que tiene para la sociedad el satisfacer la demanda. De allí que se establecen prohibiciones de emplear: a) subsidios cruzados; y b) discriminación de precios. Siguiendo también este principio se aceptan diferencias tarifarias que reconozcan diferenciales de costos por razones que surjan de la forma de prestación y ubicación geográfica del suministro, a la vez que se faculta al regulador a reconocer otras causas válidas de diferenciación.

Cabe destacar que la búsqueda de racionalidad económica no limita la capacidad del Estado de subsidiar a determinados grupos sino que lo único que hace es establecer la necesidad de explicitar cualquier subsidio. Actualmente se reconocen subsidios por razones sociales (sector pasivos y entidades benéficas) y económicas (industrias electrointensivas). En ambos casos los costos de estos subsidios son cubiertos por sendas partidas presupuestarias con cargo al área del gobierno a la que le corresponde velar por el sector subsidiado. La ley también prevé un Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales administrado por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (integrado por las provincias). Asimismo se ha establecido un programa especial con fondos fiscales para normalizar consumos ilegales de barrios carenciados y villas de emergencia.¹³

Asimismo cabe referir el mecanismo adoptado para regular la rentabilidad. La tasa de beneficios de una empresa puede ser regulada directamente imponiéndole un techo a la rentabilidad en un período dado, o bien alternativamente, se puede limitar el precio que la empresa cobra lo que, dada una estructura de costos, determina la tasa de rentabilidad que obtiene.

La regulación adoptada para las concesiones de distribución eléctrica es una de las posibles ante situaciones de monopolio natural. La forma más tradicional de regulación para estos casos es la

10 Art. 21° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

11 Art. 42° inciso e) de la Ley N° 24.065. Véase mas adelante lo referido a la metodología "RPI-X+Y".

12 Véanse los incisos b) y c) del Art. 41° de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

13 Véase Inciso a) del Art. 42° del Decreto Reglamentario N° 1398/92; Decreto 2443/92 y Decreto 584/94.

regulación directa de la tasa de beneficio, utilizada principalmente en EE.UU (RoR -rate of return-). La misma fija una tasa máxima de rentabilidad para la empresa y el problema principal que presenta es que no incentiva a las concesionarias para que actúen eficientemente. Dada la garantía de beneficios determinados, se generan tendencias a la sobreinversión y al incrementos de costos. Esto lleva a situaciones donde la inversión no es óptima y se perjudica a los usuarios.¹⁴

Buscando evitar los problemas asociados a este tipo de regulación, durante el proceso de privatización desarrollado en Inglaterra en la década de 1980 se propuso un mecanismo de control de precios en términos reales que incluía un término que permitía trasladar a los usuarios parte de los aumentos de productividad logrados por la empresa (regulación por "price-cap"). Esta metodología fue inicialmente propuesta para ser utilizada en la privatización de las telecomunicaciones inglesas¹⁵.

La regulación por control de precios ó "price-cap" (término que debería ser traducido como "precio máximo de eficiencia") subsana en parte los problemas que existen con la regulación por beneficios¹⁶ al introducir mejores incentivos para el incremento de la eficiencia.

Así, la mayor ventaja de la regulación vía control de precios está relacionada con la promoción de la eficiencia. Al fijarse una tarifa por un período determinado (periodos tarifarios) toda mejora en la productividad lograda por la empresa redundará en un principio directamente en un aumento de sus beneficios. A posteriori, el incremento en la eficiencia debe ser trasladado a los usuarios mediante las tarifas futuras, lo cual constituye un mecanismo de incentivos y transferencia de ganancias que induce a un mejoramiento global y continuo del servicio público.

La forma general de esta metodología viene dada por la expresión $IPC-X+Y$ donde IPC es un índice de precios que refleje la variación de costos eficientes de la concesionaria y X es un factor de reducción a fin de trasladar parte de las mejoras en productividad a los consumidores. El término Y reconoce la posibilidad de aumentos de los precios en términos reales que podrían estar asociados a reconocer a la empresa mayores costos generados en áreas fuera de su control (como podrían eventualmente ser legislación de medio ambiente o aumentos en los niveles de calidad) y/o incentivar cierto tipo de inversiones.

Variantes de esta fórmula han sido utilizadas en las privatizaciones inglesas de electricidad, gas, telecomunicaciones y agua. En la Argentina esta metodología es la que se adoptó para el transporte y la distribución eléctrica y de gas natural.

IV. Metodología empleada para el Cálculo de Tarifas de Distribución

Los costos propios de distribución de las tarifas de las concesionarias del servicio público de distribución eléctrica en el área metropolitana fueron calculados según lo determinado en los incisos a) y b) del artículo 40 del Decreto Reglamentario N° 1398/92. Se utilizó para ello el método del costo incremental promedio de las redes, calculado a partir de un plan de expansión de las inversiones de costo mínimo, necesario para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda en un periodo de diez años¹⁷.

Se tomaron los costos de desarrollo de redes, determinados como el costo de anticipación de la inversión incremental promedio de cada etapa en el proceso de distribución. El procedimiento de cálculo del costo de redes se compuso de los siguientes pasos: a) Proyección de la demanda de potencia en cada etapa, b) Elaboración del plan de expansión de redes a mínimo costo con calidad de servicio óptima, c) Cálculo del costo incremental promedio (CIP) y d) Determinación del costo de anticipación del CIP. Cálculo del gasto de operación y mantenimiento en base a la calidad de servicio óptima.

Los costos de anticipación son la suma de la anualidad del costo incremental promedio (descontada con una tasa de interés anual) y los gastos anuales de operación y mantenimiento del mismo. Se calcularon primero los costos incrementales promedio de cada etapa del proceso eléctrico, relacionando las inversiones asociadas con la expansión a costo mínimo de la red y los incrementos de potencia que transita por las redes de cada etapa (también descontadas con la misma tasa anual).

Como base de cálculo se utilizó el plan de inversiones elaborado por la ex-Segba S.A. para la expansión de las redes en el período 1988-1998, corregido para eliminar las inversiones que no estaban asociadas a la expansión ajustada de la red, y actualizado a Diciembre de 1991. La metodología utilizada se basó fundamentalmente en una serie de trabajos empíricos sobre tarificación a costos marginales¹⁸.

¹⁴ En Argentina existen antecedentes de este tipo de regulación y de los problemas que trae aparejada. Las concesiones de los ferrocarriles el siglo pasado constituyen un buen ejemplo de esto.

¹⁵ Regulation of British Telecommunications Profitability, Department of Trade and Industry [1983].

¹⁶ El principal problema asociado a todo tipo de regulación es la asimetría de información entre la empresa y el regulador. Tratamientos sobre este tema en términos del problema de principal-agente forman parte sustancial de la literatura económica sobre regulación.

¹⁷ Bastos C. y Abdala M: Transformación del sector eléctrico argentino. Editorial Antártica - Santiago de Chile [1993].

¹⁸ Ver por ejemplo el informe Privatización de SEGBA Distribución - Cálculo de las Tarifas de la Secretaría de Energía. Otro antecedente al respecto lo constituye el informe realizado por Estudios Tarifarios Electricité de France - Distrelec para la Subsecretaría de Energía Eléctrica Tarifas - Estudio Económico a Nivel Nacional Abril de 1988.

El siguiente paso fue la asignación de los costos de cada tipo de red a los distintos períodos horarios en base a las horas en que se presentan los picos de carga. Para ello se confeccionaron curvas de carga horaria de las redes de alta, media y baja tensión¹⁹. En base a los datos sobre costos de distribución de cada etapa del proceso eléctrico y el estado de carga horaria de las redes, se determinó el costo acumulado a cada nivel de suministro y en cada periodo horario. El paso subsiguiente fue asignar los costos, mediante parámetros fijados para el primer periodo tarifario de 10 años, a las categorías tarifarias adoptadas que son las siguientes:

- T1** Pequeñas demandas, con demandas de potencia menores a 10 kW. (Categorías: Residencial, General y Alumbrado Público).
- T2** Medianas demandas, con demandas de potencia entre 10 kW y menos de 50 kW.
- T3** Grandes demandas, con demandas de potencia de 50 kW o mayores. (Suministro en Baja tensión, Media tensión y Alta tensión).

El criterio adoptado fue de el de una medición por periodos más detallados cuanto mayor fuera el consumo. Para las pequeñas demandas se estableció un cargo fijo mensual y un cargo variable. Las medianas demandas pagan un cargo mensual por capacidad de suministro contratada y un cargo variable, ambos por tramo horario único. Las grandes demandas tienen un cargo por capacidad de suministro contratada discriminando en horas de punta y fuera de punta y un cargo por energía que discrimina las horas de punta, resto y valle.

V. Metodología empleada para la actualización de las Tarifas de Distribución

En aplicación del Régimen Tarifario mencionado, aún cuando han sido fijados los Cuadros Tarifarios con vigencia para el primer periodo tarifario que vence en el año 2002, cabe actualizar el valor de las tarifas cada vez que se varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM²⁰.

Los precios estacionales del M.E.M. se modifican en forma trimestral con cada programación o reprogramación estacional en febrero, mayo, agosto y noviembre. También inciden las variaciones de precios de los contratos transferidos, que abastecen un poco menos de la mitad de la demanda, que se actualizan anualmente. Los costos propios de distribución se actualizan en forma semestral en línea con los precios combinados en los Estados Unidos.

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

Desde su traspaso al sector privado, las tarifas de las distribuidoras eléctricas se han modificado en diecinueve oportunidades como resultado de las programaciones y reprogramaciones estacionales de CAMMESA y de las variaciones de precios en los contratos de abastecimiento de energía transferidos.

Las variables que inciden trimestralmente en el cálculo de los valores tarifarios y que calcula trimestralmente CAMMESA son las siguientes:

- Precio estacional de la Potencia Despachada Base y de Confiabilidad
- Precio estacional de la Reserva de Potencia
- Precio estacional de los Servicios Asociados a la Potencia
- Precio estacional de la energía en los horarios de punta, resto y valle nocturno
- Cargo estacional por energía adicional
- Factores de Nodo y de Adaptación
- Cargos Fijos de Transporte en el Sistema de Transporte en Alta Tensión y en los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal

Estas variables representan el costo de compra de las distribuidoras en el mercado de precios estacionales del MEM. Sus valores dependen de las condiciones de la oferta y de la demanda en el conjunto del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Indican en ellos la abundancia o escasez hídrica en los aprovechamientos hidroeléctricos de las principales cuencas argentinas: el Comahue y los ríos Paraná y Uruguay. También de los precios del gas natural y el fuel oil, de la disponibilidad de las máquinas

19 Para las redes de alta tensión se tomaron lecturas en los transformadores de 132 kV en las subestaciones AT/MT. Para la red de media tensión se relevaron las lecturas de los alimentadores en MT de las mismas subestaciones. La red de baja tensión se representó con las curvas típicas de los distintos tipos de usuarios (residenciales, generales, alumbrado público y grandes usuarios). Ver Secretaría de Energía [1992] Privatización de SEGBA Distribución - Cálculo de las Tarifas para un detalle de los parámetros muestrales considerados en cada caso.
20 Art. 40° inciso c) y Art. 42° inciso d) de la Ley N° 24.065 y del Decreto Reglamentario N° 1398/92.

generadoras térmicas y de las instalaciones de transporte. Y obviamente el crecimiento de la demanda de energía en todo el país.

También inciden en el cálculo de actualización de las tarifas los precios de los contratos de abastecimiento firmados por el Estado con Centra Puerto y Central Costanera antes de la concesión de la distribución al sector privado. Estos contratos tienen vigencia hasta el año 2000 y ajustan sus precios anualmente en función de las variaciones del precio del gas natural, del fuel oil y de los precios mayoristas en los EE.UU.

VI. Desempeño del servicio público desde la privatización

El servicio público de distribución eléctrica en el área concesionada a las prestadoras «EDENOR S.A.», «EDESUR S.A.» y «EDELAP S.A.» muestra un desempeño satisfactorio. Ello puede afirmarse a partir de la evolución experimentada en los cuatro años transcurridos desde la privatización acaecida a fines de 1992, tanto en los indicadores que muestran la evolución de las tarifas, como en la atención de los aumentos de la 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.

VI.1 Evolución de las tarifas

Los niveles tarifarios a precios corrientes de principios de 1998 son similares en promedio 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.

Se adjunta al respecto, un informe sobre la evolución experimentada en las tarifas de las distribuidoras «EDENOR S.A.», «EDESUR S.A.» y «EDELAP S.A.» desde sus respectivas privatizaciones, motivada por las actualizaciones realizadas por aplicación de las correspondientes pautas contractuales.

VI.2 Crecimiento de la demanda

La demanda de energía en el área metropolitana abastecida por «EDENOR S.A.», «EDESUR S.A.» y «EDELAP S.A.» ha experimentado un crecimiento constante desde el inicio de operación de estas distribuidoras. En los cinco periodos anuales de 1993-1997 la demanda creció un 20,3%, siendo los valores correspondientes a cada empresa los siguientes:

Crecimiento anual de la demanda eléctrica

	Edenor	Edesur	Edelap	Total
1993(*)	8,1%	11,2%	26,0%	9,8%
1994	4,8%	3,7%	14,7%	4,8%
1995	2,1%	1,9%	11,0%	2,6%
1996	6,5%	4,9%	13,4%	6,2%
1997	5,8%	4,8%	5,2%	5,3%

(*)Respecto a últimos meses de 1992

El crecimiento experimentado en la demanda incluye la normalización de casi 250.000 suministros a una población de más de un millón de consumidores de barrios carenciados y villas de emergencia que tenían suministro precario e ilícito, a los cuales se les mejoró sustancialmente las condiciones técnicas del servicio y se les permitió acceder legalmente al mismo.

Bibliografía

Alexander, Ian - Cost of Capital. The Application of Financial Models to State Aid. The Oxera Press. Oxford, England. 1995.

Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. - Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts. London, England. 1994.

Bastos, C.M. & Abdala, M.A. - The Transformation of the Electric Power Sector in Argentina. 1996.

Brown, S.J. & Sibley, D.S. - The theory of public utility pricing. Cambridge University Press. 1986.

Crew, M.A. & Kleindorfer, P.R. - The Economics of Public Utility Regulation. Macmillan Press. 1986.

Lerner, E. - La Tarificación en el Marco Regulatorio Argentino y la Electrificación Rural. ENRE. Mimeo. 1995.

Rodríguez Pardina, M. - Precios en el Mercado Electrico Minorista Argentino. ENRE. Mimeo. Versión preliminar. Febrero 1994.

OFFER - The Distribution Price Control: Proposals. August 1994.

Sibley, D. - Asymmetric Information, Incentives and Price-Cap Regulation. RAND Journal of Economics. Volume 20, No. 3. Autumn 1989.

Vickers, J. y Yarrow, G. - Un análisis económico de la privatización. Fondo de Cultura Económica. México. 1991

19 Para las redes de alta tensión se tomaron lecturas en los transformadores de 132 kV en las

Control de la Calidad de Servicio en la Distribución de Energía Eléctrica

Resultados de la Etapa 1:

Edenor S.A. y Edesur S.A.: desde el 01/09/93 al 31/08/96, Edelap S.A.: desde el 22/12/93 al 21/12/96

Introducción

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.

Actualmente 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 total 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)
- Cumplimiento de otras obligaciones de las distribuidoras (por ejemplo, seguridad pública y medio ambiente)

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, de la *Calidad del Producto Técnico* sólo en lo que se refiere a los apartamientos del Nivel de Tensión, y de la *Calidad del Servicio Comercial* en función de los plazos establecidos para concretar pedidos de conexión del suministro eléctrico, de la emisión de facturaciones estimadas, y en general de todo incumplimiento al Reglamento de Suministro de Energía Eléctrica. 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. Se mantiene el control de la *Calidad del Servicio Comercial* con índices más exigentes, estableciéndose sanciones en todos los casos en que se registren apartamientos a los límites establecidos.

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO - ETAPA 1

1. Procedimiento

El procedimiento para el control fue definido oportunamente por el ENTE a través del dictado de la Resolución ENRE N° 25/93 en la que se establece la "Base Metodológica para el control de la Calidad del Servicio Técnico".

La determinación de los indicadores de calidad de servicio se realizó sobre la base de los registros de las interrupciones que afectaron las redes de MT entre la botella terminal del alimentador MT en la Subestación AT/MT y las barras BT del transformador de rebaje MT/BT, con independencia a si la causa de la indisponibilidad tuvo origen en las mismas ó en instalaciones externas.

A tal efecto las distribuidoras debieron implementar un mecanismo de registro que contempló el uso de un Libro de Guardia en cada centro de operación de la red de media tensión en el que se asentaron con su respectivo número de orden todos los eventos que afectaron la red, produciendo interrupciones a los usuarios.

Mediante un sistema informático que consideró las instalaciones existentes y las interrupciones ocurridas, se determinaron los indicadores de calidad de servicio, la energía no suministrada y las sanciones correspondientes, habida cuenta de los valores máximos admitidos y del procedimiento establecido en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión.

El control de la información básica precedente proporcionada por las distribuidoras, se realizó con información adicional obtenida por el ENRE (cruzamiento con información de Producto Técnico y reclamos de los usuarios), y mediante auditorías aleatorias a los centros de procesamiento, inspeccionando los libros de guardia, la secuencia operatoria de las fallas y requiriendo información complementaria.

Una vez validados los índices, fueron determinadas las sanciones correspondientes en función de la metodología establecida en los respectivos Contratos de Concesión. El monto de la sanción es acreditado oportunamente a los usuarios como una bonificación en sus respectivas facturas, auditando el ENRE la correcta ejecución del procedimiento.

2. Indicadores. Límites admisibles

Los indicadores controlados en la Etapa 1 fueron la Frecuencia Media de Interrupción por Transformador y por kVA (FMIT y FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción por Transformador y por kVA (TTIT y TTIK), tanto para las interrupciones con origen interno a la red de distribución como para las de origen externo. Los límites a dichos indicadores adquirieron en las tres subetapas que constituyen la Etapa 1 niveles cada vez más exigentes, tal como se aprecia en el cuadro siguiente:

		01/09/93 al 31/08/94				01/09/95 al 31/08/96	
		01/09/94 al 31/08/95					
	FMIT	TTIT	FMIT	TTIT	FMIT	TTIT	
INTERNAS	3,0	12,0	2,5	9,7	2,2	7,8	
EXTERNAS	5	20	3	12	2	6	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	
INTERNAS	1,9	7,0	1,6	5,8	1,4	4,6	
EXTERNAS	5	20	3	12	2	6	

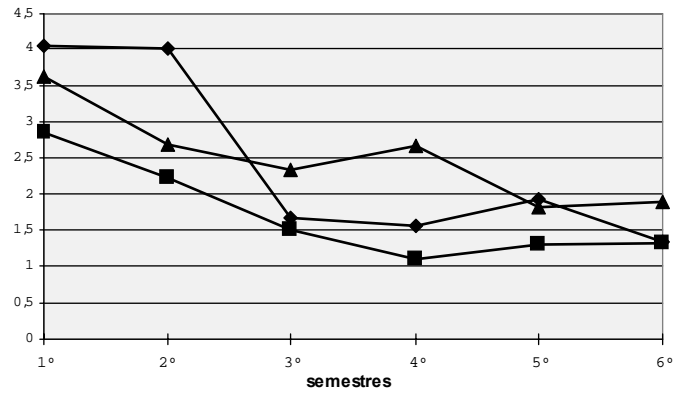
3. Evolución de los indicadores

La evolución de los indicadores correspondientes a las interrupciones con origen interno a lo largo de los seis (6) semestres de la Etapa 1 ha evidenciado una mejoría en la calidad del servicio suministrado, destacándose que de apartamientos significativos a los límites admisibles registrados en el primer semestre, se ha llegado a índices actuales que resultan próximos a dichos límites, aún cuando éstos han experimentado un incremento en los niveles de exigencia.

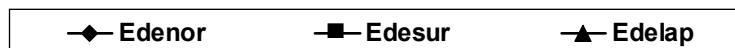
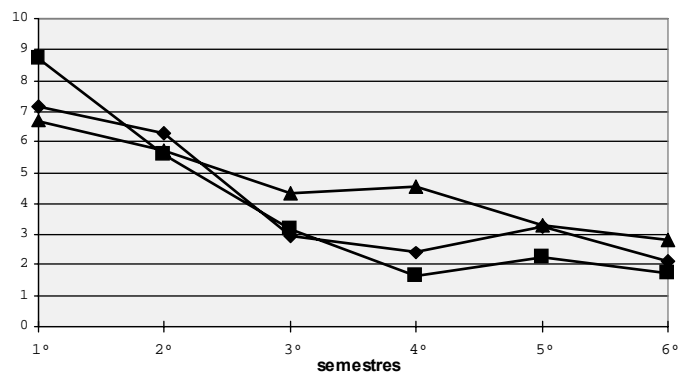
A su vez, los indicadores correspondientes a interrupciones con origen externo a la red no han superado los admisibles, salvo el caso de EDESUR en el 5° semestre de control.

En los gráficos que siguen se indica la evolución de uno de los indicadores más relevantes de cada empresa, el referido a kVA nominal instalado, para red interna.

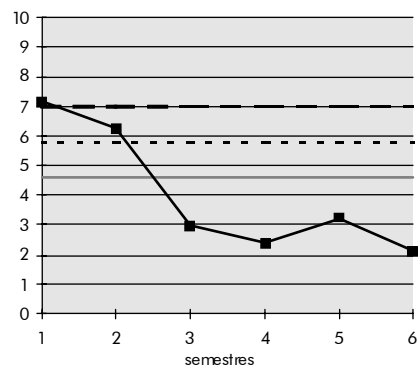
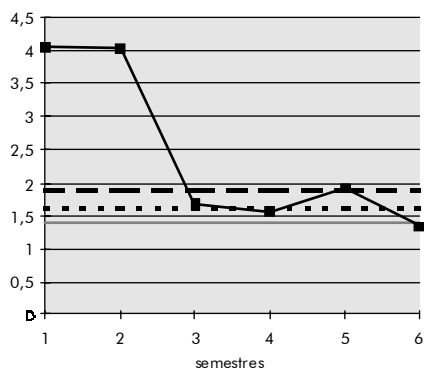
FM IK

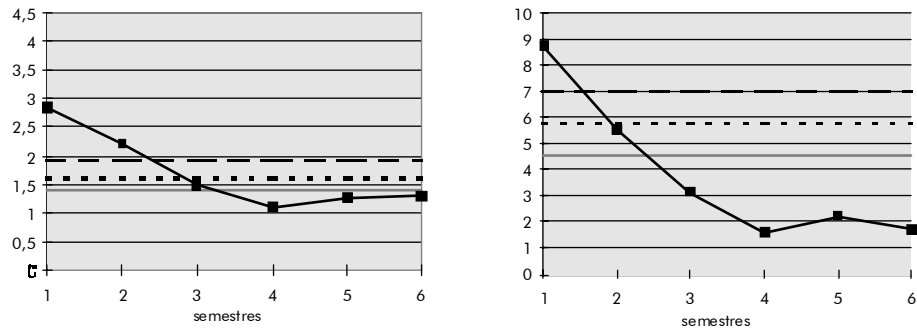


TTK

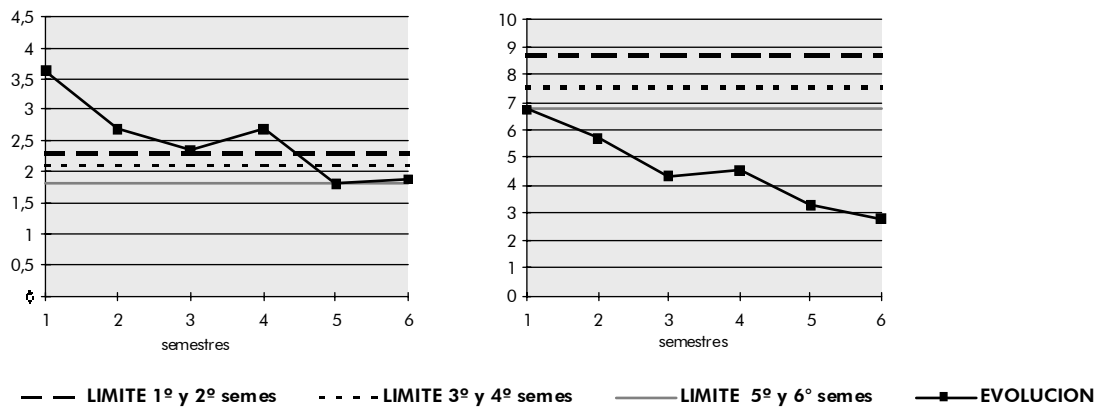


Edenor S.A.





Edelap S.A.



4. Sanciones aplicadas por incumplimientos a la Calidad de Servicio Técnico ETAPA 1

Los apartamentos a los límites admisibles han sido considerados para la determinación de sanciones económicas a las empresas distribuidoras.

Mediante la aplicación del procedimiento establecido en los respectivos Contratos de Concesión, se ha determinado la Energía No Suministrada valorizándola a razón de 1 U\$S/kWh, estableciéndose así el monto de la sanción.

La sanción es posteriormente distribuída de manera global a todos los usuarios en forma de descuentos en la facturación del semestre siguiente al controlado, de acuerdo a la metodología prevista al efecto en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión

Resulta importante señalar al efecto que el ENRE ha sancionado no sólo los apartamentos observados sino también los incumplimientos detectados en la información proporcionada por las distribuidoras.

A continuación se efectúa un detalle de las sanciones aplicadas:

EDENOR S.A.

Por apartamentos	\$ 7.853.107
Por incumplimientos	\$ 492.050
TOTAL ETAPA 1	\$ 8.345.157

EDESUR S.A.

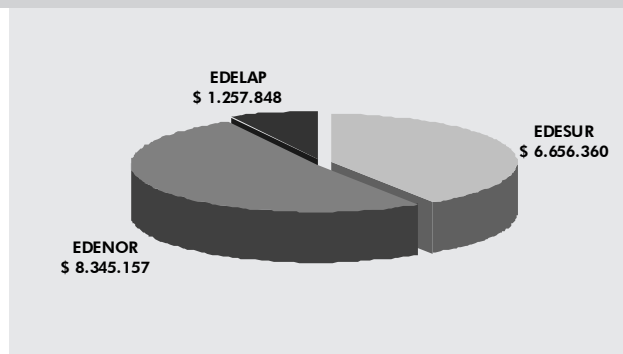
Por apartamentos	\$ 5.189.940
Por incumplimientos	\$ 1.466.420
TOTAL ETAPA 1	\$ 6.656.360

EDELAP S.A.

Por apartamentos	\$ 693.061
Por incumplimientos	\$ 564.787

TOTAL ETAPA 1 **\$ 1.257.848**

TOTAL EMPRESAS \$ 16.259.365



CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO - ETAPA 1

1. Procedimiento

El procedimiento para el control fue definido oportunamente por el ENRE a través del dictado de la Resolución ENRE N° 14/93 en la que se establece 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 efectuara mediante la verificación de:

- Los niveles de tensión existentes en las barras de salida de todas las Subestaciones AT/MT.
- Los niveles de tensión existentes en las barras de salida de los centros de transformación MT/BT a través del relevamiento mensual del 3% de dichos centros.
- Los niveles de tensión en hasta 50 puntos de la red seleccionados por el ENTE.

Simultáneamente con el registro de la tensión se determinó la energía suministrada en cada instalación en que se había dispuesto la medición a fin de evaluar la sanción en caso que corresponda.

En los casos en que se detectó el incumplimiento de los niveles de tensión admitidos, durante un tiempo superior al 3% del período de medición (mínimo 1 semana), la distribuidora fue sancionada económicamente.

Las sanciones son abonadas por las distribuidoras a los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al semestre en que se detectó el inconveniente, y se calcularon con los valores indicados en la tabla de valorización de energía suministrada en malas condiciones de calidad especificadas en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión.

Se han considerado como usuarios afectados por la mala calidad de tensión aquellos abastecidos por la instalación donde se dispuso la medición.

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

2. Niveles de tensión admitidos

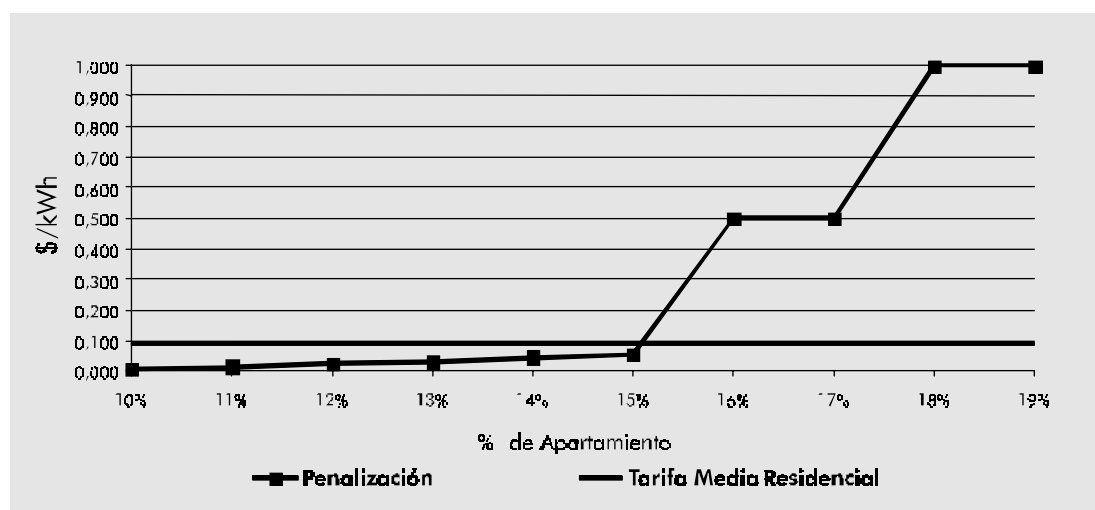
Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa con respecto al valor nominal fueron las siguientes:

AT	± 7%
Alimentación aérea (MT o BT)	± 10%
Alimentación subterránea (MT o BT)	± 7%
Rural	± 13%

3. Valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad

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.



4. Controles (mediciones) solicitadas a las Distribuidoras en la 1° Etapa

No siempre la totalidad de mediciones requeridas por el ENRE fueron efectivamente cumplimentadas y/o resultaron válidas. En tal caso dichos incumplimientos fueron también penalizados.

MEDICIONES		Solicitadas	Realizadas
EDENOR	Estaciones AT/MT	108.175 (1)	82.6 %
	Centros MT/BT	8.946	98 %
	Puntos de la Red	2.401	81 %
EDESUR	Estaciones AT/MT	141.653 (1)	65.4 %
	Centros MT/BT	7.793	100 %
	Puntos de la Red	2.408	71 %
EDESUR	Estaciones AT/MT	141.653 (1)	65.4 %
	Centros MT/BT	7.793	100 %
	Puntos de la Red	2.408	71 %

(1) Los valores se indican en DIA-BARRA

5. Sanciones aplicadas por incumplimientos a la Calidad del Producto Técnico ETAPA 1

A continuación se efectúa un detalle de las sanciones aplicadas:

EDENOR S.A.

Por apartamentos	\$	891.504
Por incumplimientos	\$	973.346

TOTAL ETAPA 1 **\$ 1.864.850**

EDESUR S.A.

Por apartamentos	\$	469.644
Por incumplimientos	\$	1.732.440

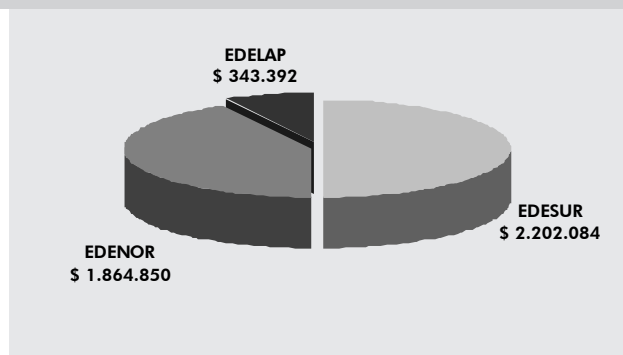
TOTAL ETAPA 1 **\$ 2.202.084**

EDELAP S.A.

Por apartamentos	\$	268.811
Por incumplimientos	\$	74.581

TOTAL ETAPA 1 **\$ 343.392**

TOTAL EMPRESAS \$ 4.410.326



CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL - ETAPA 1

1. Procedimiento

El procedimiento para el control fue definido oportunamente por el ENRE a través del dictado de la Resolución ENRE N° 25/93.

En la misma y en coincidencia con el Contrato de Concesión, se especificó que el control se efectuara mediante la verificación mensual de:

- Los tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios
- Emisión de facturaciones estimadas
- Reclamos por errores de facturación
- Restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago

Las distribuidoras han remitido al ENRE, con una periodicidad mensual, información desagregada por tipo de sucursal de todos aquellos casos en que se hubiesen detectado incumplimientos, consignando datos de identificación del solicitante y/o usuario, motivo del incumplimiento y monto a abonar en concepto de multa.

A efectos de verificar la información remitida, el ENRE realizó auditorías a los registros auditables que disponen las distribuidoras en sus sistemas comerciales.

2. Indicadores

CONEXIONES

Límites admisibles

Sin Modificación en la Red	
Hasta 50 kW	15 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario
Recolocación de medidores	3 días hábiles
Con Modificación en la Red	
Hasta 50 kW	30 días hábiles
Hasta 50 kW - subterránea	45 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario

FACTURACION 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 FACTURACION

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

SUSPENSION DE SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO

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

3. Otros controles

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

4. Sanciones aplicadas por incumplimientos a la Calidad Comercial - ETAPA 1

Los incumplimientos observados tanto a los indicadores mencionados como al resto de obligaciones emergentes del Contrato de Concesión han sido sancionados económicamente por el ENRE.

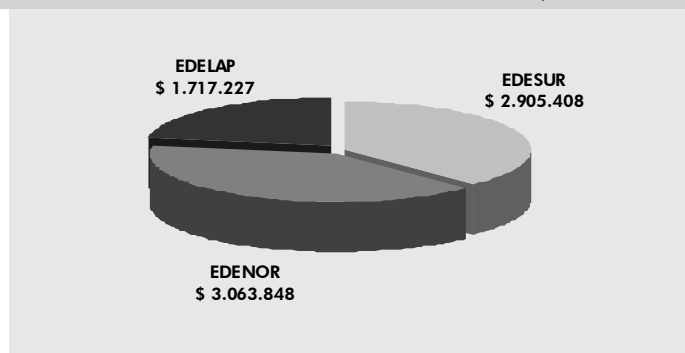
Las sanciones se establecieron sobre la base del perjuicio que le ocasiona al usuario la contravención, atendiendo a los mecanismos establecidos al efecto en los respectivos Contratos de Concesión.

En los casos de incumplimientos de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales la distribuidora abonó la multa directamente al usuario afectado.

Si se tratara de incumplimientos de carácter general las distribuidoras depositan la multa en el ENRE.

Las sanciones que se consignan seguidamente incluyen la información de los indicadores comerciales hasta el mes de Febrero de 1996 mientras que los correspondientes a prestación de servicio, acceso a la información y seguridad pública incluyen lo actuado hasta la finalización de la Etapa 1.

ELENOR S.A.	
Conexiones	\$ 68.027
Facturación estimada	\$ 758.800
Reclamos por errores de facturación	\$ 169.633
Suspensión suministro por falta de pago	\$ 36.020
Prestación del servicio y acceso a la información	\$ 1.289.815
Seguridad Pública	\$ 741.553
TOTAL	\$ 3.063.848
EDESUR S.A.	
Conexiones	\$ 96.843
Facturación estimada	\$ 821.394
Reclamos por errores de facturación	\$ 75.356
Suspensión suministro por falta de pago	\$ 131.697
Prestación del servicio y acceso a la información	\$ 1.177.657
Seguridad Pública	\$ 602.461
TOTAL	\$ 2.905.408
EDELAP S.A.	
Conexiones	\$ 118.430
Facturación estimada	\$ 25.368
Reclamos por errores de facturación	\$ 196.656
Suspensión suministro por falta de pago	\$ 22.657
Prestación del servicio y acceso a la información	\$ 1.126.899
Seguridad Pública	\$ 227.217
TOTAL	\$ 1.717.227
TOTAL EMPRESAS	\$ 7.686.483



TOTAL DE SANCIONES APLICADAS A LAS DISTRIBUIDORAS POR CALIDAD DE SERVICIO

ELENOR S.A.	
Calidad de Servicio Técnico	\$ 8.345.157
Calidad de Producto Técnico	\$ 1.864.850
Calidad de Servicio Comercial	\$ 3.063.848
TOTAL	\$ 13.273.855
EDESUR S.A.	
Calidad de Servicio Técnico	\$ 6.656.360
Calidad de Producto Técnico	\$ 2.202.084
Calidad de Servicio Comercial	\$ 2.905.408
TOTAL	\$ 11.763.852

EDELAP S.A.

Calidad de Servicio Técnico	\$ 1.257.848
Calidad de Producto Técnico	\$ 343.392
Calidad de Servicio Comercial	\$ 1.717.227

TOTAL	\$ 3.318.467
-------	---------------------

TOTAL EMPRESAS	\$ 28.356.174
-----------------------	----------------------

Control de la Calidad de Servicio en la Distribución de Energía Eléctrica

Etapa 2: Edenor S.A. y Edesur S.A.: desde el 01/09/96 - Edelap S.A.: desde el 22/12/96

Introducción

Los Contratos de Concesión de las distribuidoras establecen que el control de la CALIDAD DEL SERVICIO - ETAPA 2 tenga inicio el 1° de Setiembre de 1996 para las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A. y el 22 de Diciembre de igual año para EDELAP S.A.

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.

La característica principal de esta etapa de control está dada por el hecho de que las verificaciones, tanto de las interrupciones como de los niveles de tensión y perturbaciones se establecen a nivel de usuario individual.

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 facturas posteriores al período semestral en que se detectó el incumplimiento.

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO - ETAPA 2

1. Procedimiento

El procedimiento para el control de las interrupciones y los criterios de diseño e implementación de los sistemas de registro fueron definidos oportunamente 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.

Vencido 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 límites 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.

El procedimiento de determinación de los indicadores de la Calidad del Servicio Técnico y las eventuales sanciones que pudieran derivar es controlado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

2. Indicadores. Límites establecidos.

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.

3. 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:

$$\text{ENS (kWh)} = \text{SUM}_i (\text{EA}/525600 * \text{K}_i)$$

donde:

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

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

K_i : 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

CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO - ETAPA 2

1. Procedimiento

El procedimiento para el control fue definido oportunamente por el organismo a través del dictado de la resolución ENRE N° 465/96, en la que se establece 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.

1.1. 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 Y EDESUR y de 70 mediciones en EDELAP, 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.

Las sanciones se aplican en forma de bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

1.2. Nivel de perturbaciones

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

Al respecto, se definen en la citada resolución los niveles de referencia que deberán ser garantizados en ambos casos.

A efectos de verificar los 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.

2. Niveles de tensión y de referencia admitidos.

2.1. Niveles de tensión

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

AT	+ 5 %
Alimentación aérea (MT o BT)	+ 8 %
Alimentación subterránea (MT o BT)	+ 5 %
Rural	+ 10 %

2.2. Niveles de referencia para fluctuaciones de tensión (Flicker)

Nivel de tensión en el punto de suministro	Niveles de Referencia
AT (66 kV ≤ U ≤ 220 kV)	Pst = 1,00
MT (1 kV < U < 66 kV)	Pst = 1,00
BT (U ≤ 1 kV)	Pst = 1,00

2.3. Niveles de referencia para tensiones armónicas

Niveles de Referencia para las Armónicas de tensión en MT y AT		
Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	
	MT (1 kV < U < 66 kV)	66 Kv ≤ U 220 kV
(impares no múltiplos de 3)		
5	6,0	2,0
7	5,0	2,0
11	3,5	1,5
13	3,0	1,5
17	2,0	1,0
19	1,5	1,0
23	1,5	0,7
25	1,5	0,7
>25	0,2 + 5/n	0,1 + 2,5/n
(impares múltiplos de 3)		
3	5,0	1,5
9	1,5	1,0
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
>21	0,2	0,2
(pares)		
2	2,0	1,5
4	1,0	1,0
6	0,5	0,5
8	0,5	0,2
10	0,5	0,2
12	0,2	0,2
>12	0,2	0,2
Tasa de Distorsión Total:	TDT 8%	TDT 3%

Niveles de Referencia para las Armónicas de tensión en BT ($U \leq 1$ kV)

Impares no múltiplos de 3		Impares múltiplos de 3		Pares	
Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3,0	21	0,2	8	0,5
17	2,0	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
25	$0,2+0,5 \times 25/n$				

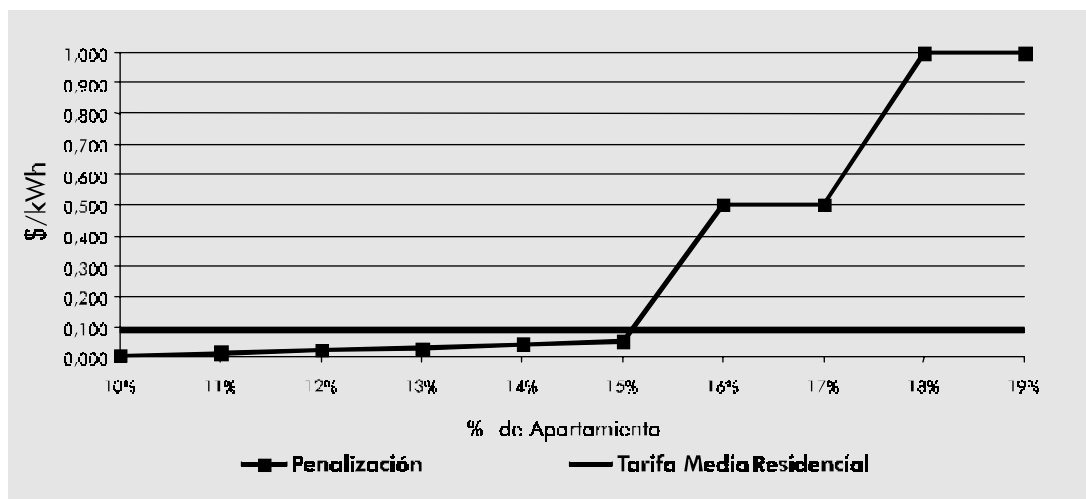
Tasa de Distorsión Total: TDT 8%

3. Determinación de sanciones

3.1. Por apartamentos 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.



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

3.2. Por apartamentos 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.

CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL - ETAPA 2

1. Procedimiento

El procedimiento para el control no difiere del establecido oportunamente por el ENRE a través del dictado de la Resolución ENRE N° 25/93 para la Etapa 1.

En la misma y en coincidencia con el Contrato de Concesión se especificó que el control se efectuara mediante la verificación de:

- Los tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios
- Emisión de facturaciones estimadas
- Reclamos por errores de facturación
- Restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago

Las distribuidoras deben remitir al ENRE, con una periodicidad trimestral, información desagregada por tipo de sucursal de todos aquellos casos en que se hubiesen detectado incumplimientos, consignando datos de identificación del solicitante y/o usuario, motivo del incumplimiento y monto a abonar en concepto de multa.

A efectos de verificar la información remitida, el ENRE realiza auditorías a los registros auditables que disponen las distribuidoras en sus sistemas comerciales.

A principios de 1998, el Organismo mediante Resolución ENRE N° 2/98 estableció un nuevo modelo de presentación de la información, basado en la extracción de datos de los sistemas comerciales implementados por las concesionarias.

2. Indicadores

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

2.1. 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

2.2. 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.

2.3. 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.

2.4. Suspensión de suministro por falta de pago

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

3. 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.

Audiencias Públicas

FECHA	Resolución ENRE N°	OBJETO DE LA AUDIENCIA
15/06/94	51/94	Considerar la petición de TRANSENER S.A. para adquirir el 60% de las acciones de TRANSNEA S.A.
05/07/94	55/94	Considerar la solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente formulada por la DIRECCIÓN DE ENERGÍA DE CATAMARCA (DECA)
21/06/94	57/94	Declarar la existencia de Capacidad de Transporte necesaria para satisfacer la solicitud de SIDECO AMERICANA S.A. (Se suspendió)
12/07/94	58/94	Declarar la existencia de Capacidad de Transporte necesaria para satisfacer la solicitud de SERVICIOS ELÉCTRICOS SANJUANINOS.
08/07/94	56/94	Declarar la existencia de capacidad de transporte necesaria para satisfacer la solicitud de EPEC.
26/08/94	102/94	Considerar la petición de TRANSENER S.A. para adquirir el 76,5% de las acciones de DISTROCUYO S.A.
26/10/94	150/94	Considerar la petición de CENTRAL TÉRMICA SAN MIGUEL DE TUCUMÁN S.A. para acceder a la capacidad de transporte existente en el Sistema de transporte de energía eléctrica en Alta Tensión.
25/10/94	151/94	Considerar la petición de TURBINE POWER CO S.A. para acceder a la capacidad de transporte existente en el sistema de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue (Río Negro) para su central termoeléctrica Gral. Roca TERMOROCA.
02/12/94	169/94	Considerar la petición de la EDET S.A. para acceder a la capacidad de transporte existente en el SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO, concesionado a TRANSNOA S.A.
16/02/95	10/95	Resolver sobre el otorgamiento de Conveniencia y Necesidad Pública de la ampliación solicitada por las Empresas HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A., HIDROELÉCTRICA CERROS COLORADOS S.A., CENTRAL NEUQUÉN S.A., CENTRAL TÉRMICA ALTO VALLE S.A. y CAPEX S.A.
17/02/95	07/95	Resolver sobre el otorgamiento de Conveniencia y Necesidad Pública de la ampliación solicitada por las Empresas HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA S.A., HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A. y TURBINE POWER CO. S.A.
10/05/95	60/95	Considerar la solicitud efectuada por la ADMINISTRACIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE LA PAMPA, con el fin de otorgar el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de una Línea de Alta Tensión de 132 kv. entre las localidades de Gral. Pico (LA PAMPA) y Trenque Lauquen (BS. AS).
30/05/95	81/95	Considerar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la ampliación a la Capacidad de Transporte de Energía Eléctrica, solicitada por NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA S.A. en la futura Estación Transformadora Atucha II que se vinculará al Sistema de Transporte, en la Línea de 500 kv. Rosario Oeste - General Rodríguez
27/02/96	62/96	Considerar el otorgamiento del certificado de necesidad y conveniencia pública solicitado por la DIRECCIÓN DE ENERGÍA DE SALTA, para la incorporación de la estación Transformadora de 132/13,2 kv. Salta Norte, mediante la construcción de una línea de 132 Kv. conectada a las barras de la Estación Transformadora Salta Sur propiedad de Transnoa S.A.
15/03/96	104/96	Considerar el otorgamiento del certificado de necesidad y conveniencia pública solicitado por la DIRECCIÓN DE ENERGÍA DE JUJUY, para la incorporación de la estación Transformadora de 132/13,2 kv. Jujuy Este, mediante la construcción de una línea de 132 Kv. conectada a las barras de la Estación Transformadora Salta Sur propiedad de Transnoa S.A.

21/03/96	122/96	Considerar el otorgamiento del certificado de conveniencia y necesidad pública solicitado por la DIRECCIÓN DE ENERGÍA DE CORRIENTES (DPEC), para la incorporación de la nueva estación Transformadora de 500/132 kv. Paso de la Patria, que seccionará la línea de 500 kv Resistencia-Rincón Santa María propiedad de YACYLEC S.A.
15/04/96	161/96	Considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas edesal s.a., edelar s.a. y edet s.a., para presentarse en el concurso público nacional e internacional para la venta del 90% de acciones de la Empresa Distribuidora de Energía de Entre Ríos (EDEER S.A.). (suspendida)
30/04/96	168/96	Considerar el otorgamiento del certificado de conveniencia y necesidad pública solicitado por la DIRECCIÓN DE ENERGÍA DE CORRIENTES (DPEC), para la incorporación de una línea doble terna de 132 kv. entre la estación Transformadora de 500/132 kv. Paso de la Patria y la Estación Transformadora de 132 kv Santa Catalina, ésta última propiedad de TRANSNEA S.A.
3 /06/96	221/96-222/96	Considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas EDELAR S.A., EDESAL S.A. y EDET S.A., para adquirir las acciones de las siguientes empresas: La Empresa Distribuidora De Electricidad De Salta S.A. (EDESA S.A.) y la Empresa de Sistemas Eléctricos Dispersos S.A. (ESED S.A.), a través del proceso licitatorio iniciado por las provincias de SALTA y de la Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJE S.A.) y la Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos (EJSED. S.A.), iniciado por la Pcia. de Jujuy.
29/7/96	289/96	Considerar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa responsable del servicio de Transporte por Distribución Troncal del área del Comahue, para la repotenciación de la Estación Transformadora Puesto Hernández mediante la instalación de dos transformadores de 30 MVA en reemplazo de las máquinas existentes de potencia inferior, y obras complementarias.
11/07/96	323/96	Considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas EDELAR S.A., EDESAL S.A., y EDET S.A. para adquirir las acciones de la Empresa de Energía de Río Negro S.A. (EDERSA), a través del proceso licitatorio iniciado por la Provincia de RÍO NEGRO.
7/08/96	342/96	Considerar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación del sistema de transporte bajo la modalidad de Acuerdo entre Partes solicitada por TRANSENER S.A., consistente en obras a ser realizadas en la Estación Transformadora de 500 kV Ezeiza, propiedad de TRANSENER S.A., para la conexión de la Central Térmica de Ciclo Combinado Genelba de 650 MW al sistema de Transporte en Alta Tensión. Todo ello, conforme lo dispuesto por el artículo 11 de la Ley 24.065 y el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Resolución SE. N° 137/92 y modificatorias.
02/09/96	458/96	Considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas EDELAR S.A., EDESAL S.A. y EDET S.A., para adquirir las acciones de las siguientes empresas: Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJE. S.A.) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S. A. (EJSED S. A.), iniciado por la Provincia de JUJUY.
25/09/96	525/96	Considerar la solicitud presentada por las empresas CAPEX S.A., CENTRAL TÉRMICA ALTO VALLE S.A., HIDROELÉCTRICA CERROS COLORADOS S.A., HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA S.A., HIDROELÉCTRICA ALICURÁ S.A., TURBINE POWER Co. S.A., HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A. y CENTRAL PUERTO S.A., para la ampliación de la capacidad de transporte del corredor COMAHUE - BUENOS AIRES bajo la modalidad de Concurso Público establecida en el Título III del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica aprobado por Decreto N° 2743/92 y modificado por Resolución SEyT 105/96, mediante la construcción de la Cuarta Línea de 500 kV, que unirá las Estaciones Transformadoras de Piedra del Águila, Choel Choel, Olavarría y Abasto, extendiéndose por las provincias de Río Negro, Neuquén, La Pampa y Buenos Aires.
19/12/96	784/96	Analizar la solicitud de ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica para la compra de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, en la Estación Chocón, propiedad de TRANSENER S.A., solicitada por las empresas CAPEX S.A., CENTRAL TÉRMICA ALTO VALLE S.A., TURBINE POWER Co. S.A., HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN y UTE FILO MORADO. La ampliación fue solicitada bajo la modalidad de Concurso Público establecida en el Título III del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 2743/92 y modificada por Resolución de la Secretaría de Energía y Transporte N° 105/96.

5/12/96	726/96	Recibir comentarios de parte de los agentes para evaluar la conveniencia y necesidad de la ampliación menor a la capacidad de transporte de energía eléctrica presentada por la Transportista por Distribución Troncal del Comahue (TRANSCOMAHUE), encuadrada en los términos de la Resolución ENRE 191/96, para el reemplazo de equipamiento en estaciones transformadoras superados en su capacidad de diseño como consecuencia del aumento del nivel de potencia de cortocircuito en dicha área.
19/11/96	644/96	Recibir opiniones de los agentes beneficiarios acerca de los diferentes aspectos técnico-económicos de la ampliación menor a la capacidad de transporte solicitada por TRANSENER S.A., que eliminará la restricción existente en el tramo de la línea de 500 kV Salto Grande - Santo Tomé que cruza la línea del Vado, mediante la reposición de los subconductores retirados oportunamente por Agua y Energía Eléctrica S.E.
2/09/96	458/96	Considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas EDELAR S.A., EDESAL S.A. y EDET S.A., para adquirir las acciones de las siguientes empresas: Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJE. S.A.) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S. A. (EJSED S. A.), iniciado por la Provincia de JUJUY.
18 /03/97	119/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte, bajo la modalidad "Contrato entre Partes" (Anexo 16 Res. ex-SEE 61/92, SE 137/92 y modificatorias), para la Línea 132 kV "E.T. Jujuy Sur - E.T.Las Maderas" y la modificación de la Línea 132 kV "E.T. Jujuy Sur - E.T. Palpalá", que pasará a ser "E.T. Jujuy Este - E.T. Palpalá".
12/03/97		Considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas "EDENOR S.A." y "EDESUR S.A." para adquirir las acciones de las siguientes empresas: Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN S.A), Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA S.A.) y Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES S.A.), creadas como consecuencia del proceso privatizador de la Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. (ESEBA S.A.), iniciado por la Pcia de Buenos Aires.
13/03/97	126/97	Recibir comentarios de parte de los agentes para evaluar la conveniencia y necesidad pública de la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la transportista DISTROCUYO S.A.
19/03/97	118/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte, bajo la modalidad de "Contrato entre Partes" (Anexo 16 Res. ex-SEE 61/92, SE 137/92 y modificatorias), para ampliar la capacidad de transformación de la E.T. Tucumán Oeste; la conexión de una nueva línea de Alta Tensión de 132 kV a las E.T. Alderetes y Avellaneda; y la conexión entre las E. T. Escaba y Huacra a la futura E.T. La Cocha.
8/04/97	243/97	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 remodelación de la Subestación N° 023 "Azopardo" de 220/132 kV, sita en calle Azopardo, entre Venezuela y México, de la Ciudad de Buenos Aires; consistente en la instalación de dos transformadores de 300 MVA y su equipamiento asociado, su alimentación en cable subterráneo de alta tensión de 220 kV desde la E.T. Costanera, con traza por Av. España, Lafone Quevedo, Dellepiane, Av. Ing. Huergo, Humberto I y Azopardo, y salida con cable subterráneo de alta tensión 132 kV, con traza por Azopardo, Av. Belgrano hasta el cruce de las avenidas España y Belgrano, de la Ciudad de Buenos Aires.
9/04/97	244/97	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 remodelación y ampliación de la Subestación existente N° 058 ubicada en las calles "Italia y Defensa, de la localidad de El Talar, Prov. de Bs. As.", que comprende el Edificio de Comando y el montaje electromecánico de un nuevo sistema de barras con sus instalaciones auxiliares asociadas.
15/04/97	260/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte solicitada por EDECAT S.A., para la construcción de la línea de Alta Tensión 132 kV, simple terna, "Villa Quinteros - E.T. Andalgala" y de la Estación Transformadora 132/13,2 kV Andalgala. La ampliación se solicita bajo la modalidad de "Acuerdo entre Partes", establecida en el Título II del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Resoluciones ex-SEE 61/92, SE 137/92 modificatorias y complementarias.

14/05/97	371/97	Resolver sobre solicitud efectuada por "TRANSENER S.A." para adquirir las acciones de la empresa "TRANSBA S.A.", a través del proceso licitatorio iniciado por la Provincia de Buenos Aires.
18/06/97	512/97	Considerar el pedido de autorización solicitado por la empresa "TRANSPA S.A." para adquirir las acciones de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (TRANSBA S.A.), surgida como consecuencia del proceso privatizador de la Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. (ESEBA S.A.), iniciado por la Provincia de Buenos Aires.
29/05/97	445/97	Recibir comentarios de los agentes para evaluar la conveniencia y necesidad de la ampliación menor a la capacidad de transporte, presentada por Transnoa S.A., y encuadrada en los términos de la Resolución ENRE 191/97. La ampliación mencionada consistirá en el reemplazo de equipamiento en estaciones transformadoras superados en su capacidad de diseño como consecuencia del aumento del nivel de potencia de cortocircuito experimentado en el área.
18/06/97	544/97	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 la Subestación N° 154 "Maschwitz", sita en la colectora Este del acceso Norte, ramal a Escobar, de la Localidad de Ing. Maschwitz, Partido de Escobar, Provincia de Buenos Aires.
30/06/97	552/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte solicitada por la ADMINISTRACIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE LA PAMPA, mediante la incorporación de la Estación Transformadora 500/132/133 kV. "Macachín", en las proximidades de la localidad de Macachín Pcia. de La Pampa, seccionando la línea de 500 kV Puelches - Henderson 2, propiedad de Transener S.A. La ampliación se solicita bajo la modalidad de "Acuerdo entre Partes", establecida en el Título II del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Resoluciones ex-SEE 61/92, SE 137/92 modificatorias y complementarias.
20/08/97	643/97	Analizar la autorización solicitada por la empresa Fiplasto S.A. para conectarse a la estación transformadora 220/132 kV "Ramallo", propiedad de Transener S.A.; y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de 132 kV que unirá las estaciones transformadoras "Ramallo" y "Fiplasto".
23/09/97	743/97	Considerar la solicitud de las Empresas "TERMOANDES S.A." e "INTERANDES S.A." a los efectos de solicitar una Concesión de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional en los términos y condiciones previstos para el Procedimiento de Acuerdo entre Partes, Título II, del Anexo I de la Resolución S.E. y P. N° 21/97. Dicha solicitud es efectuada para la construcción, puesta en servicio y operación de una línea en la Localidad de Güemes (Pcia. de Salta) y Paso Pico, ubicado en la frontera con la Rep. de Chile. A tal efecto, se considerará el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública.
7/10/97	775/97	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 la nueva Subestación "Muñiz" de 132/13,2 kV - 2 x 40 MVA, ubicada entre las calles Pichincha, España, y Juan Argentino Roca, de la localidad de San Miguel Oeste, Pcia de Buenos Aires, el tendido de una Línea de Alta Tensión de 1x132 kV y la desafectación de una parte de la actualmente existente (Línea N° 633), y obras complementarias.
10/10/97	776/97	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 y montaje de una nueva playa de maniobra de 220 kV en la Subestación "Matheu", ubicada en la ruta Provincial N° 25, localidad de Matheu, Partido de Pilar, Provincia de Buenos Aires, y la instalación en dicho lugar de un transformador adicional de 220/132 kV, 300 MVA y obras complementarias
14/10/97	835/97	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 la Subestación N° 113 "Once", sita en las calles Bartolomé Mitre y José Evaristo Uriburu de la Ciudad de Buenos Aires.

11/3/98	230/98	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.
23/3/98	237/98	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.
16/3/98	238/98	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" .
7/4/98	548/98	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 (EDEMESA), 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.
21/4/98	579/9	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 TRANSENER 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".
29/5/98	644/98	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 prevén: 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

