

Contenido

-  [1. PRESENTACION](#)
-  [2. RESUMEN Y CONCLUSIONES](#)
 -  [2.1 SECTOR ELECTRICO](#)
 -  [2.2. SECTOR GAS NATURAL](#)
 -  [2.3 CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA](#)
 -  [2.4 PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO](#)
-  [3. INTRODUCCION](#)
-  [4. PLANTEO DE ESCENARIOS](#)
-  [5. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA](#)
 -  [5.1. Hipótesis adoptadas](#)
 -  [5.2. Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica](#)
 -  [5.3. Demanda Neta del MEM](#)
-  [6. INCORPORACION DE OFERTA](#)
 -  [6.1 Hipótesis sobre Yacyretá](#)
 -  [6.2. Ingresos Declarados](#)
 -  [6.3. Hipótesis sobre Nuevos Proyectos Térmicos](#)
 -  [6.4. Hipótesis sobre Nuevos Proyectos Hidráulicos](#)
 -  [6.5. Hipótesis sobre la Expansión del Transporte](#)
-  [7. INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LA REGION](#)
 -  [7.1. Intercambio Argentina - Brasil](#)
 -  [7.2. Intercambios con Chile](#)
-  [8. SIMULACIONES DEL SADI](#)
 -  [8.1. Resultados Generales](#)
 -  [8.2. Cubrimiento de la Demanda](#)
 -  [8.3. Evolución de Precios](#)
 -  [8.4. Límites al intercambio internacional](#)
 -  [8.5. Capacidad de empuntamiento](#)
 -  [8.6. Evolución de la Generación](#)
 -  [8.7. Consumo Específico Medio](#)
 -  [8.8. Balances de Energía](#)
 -  [8.9. Consumo de Gas Natural para Usinas](#)
 -  [8.10. La Calidad de Servicio del SADI](#)
-  [9. ENERGIAS RENOVABLES](#)
 -  [9.1. Introducción](#)
 -  [9.2. Abastecimiento eléctrico de la población rural dispersa. Programa PAEPRA](#)
 -  [9.3. Micro, Mini y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos](#)
 -  [9.4. Generadores Eólicos para Sistemas Aislados de Generación](#)

 [9.5. Parques o Granjas Eólicas para la Generación Vinculada a Sistemas Interconectados.](#)

 [9.6. Bioelectricidad](#)

 [9.7. Resultados esperados](#)

 [9.8. Cronograma de Incorporaciones](#)

[10. LA PROBLEMÁTICA AMBIENTAL](#)

 [10.1. Sector eléctrico](#)

 [10.2. Gas Natural](#)

 [10.3. Conclusiones](#)

[11. USO RACIONAL DE LA ENERGÍA \(URE\)](#)

 [11.1. Potencial de ahorro de energía por sector y usos](#)

 [11.2. Programas para promover el uso eficiente de la energía eléctrica y la gestión de la demanda](#)

 [11.3. Definición de escenarios de URE para la demanda de gas natural](#)

[12. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA](#)

 [12.1. Introducción](#)

 [12.2. Propósitos](#)

 [12.3. Valores Agregados de Distribución](#)

 [12.4. Calidad de la Distribución de Energía Eléctrica](#)

[13. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL](#)

 [13.1. Demanda](#)

 [13.2. Importación](#)

 [13.3. Exportación](#)

 [13.4. Requerimientos totales de gas natural](#)

 [13.5. Precio internacional del petróleo](#)

 [13.6. Oferta de gas natural](#)

 [13.7. Modelo del sector gasífero argentino](#)

 [13.8. Planteo de Escenarios](#)

 [13.9. Resultados de las simulaciones](#)

[ANEXO A - ESCENARIO INTERNACIONAL Y TENDENCIAS](#)

 [1. Escenario Internacional](#)

 [2. Tendencias](#)

[ANEXO B - EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO](#)

 [1. Infraestructura](#)

 [2. Evolución del Sector Eléctrico 1992-1996](#)

 [3. Intercambios Energéticos en la Región](#)

[ANEXO C - EVOLUCIÓN DEL SECTOR DEL GAS NATURAL EN ARGENTINA](#)

 [1. Introducción](#)

 [2. Las Nuevas Reglas de Juego](#)

 [3. Situación Actual](#)



ANEXO D - LA PROSPECTIVA EN EL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO

-  1. Introducción
-  2. La prospectiva del Estado
-  3. El planeamiento de las empresas
-  4. Esquema actual de la prospectiva en el sector eléctrico
-  5. La necesidad de una visión integrada del sector energético

ANEXO E - EL CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

-  1. Introducción
-  2. Origen de los fondos que administra el CFEE
-  3. Importancia de los fondos administrados por el CFEE
-  4. Base de Datos de proyectos con asignación FEDEI

ANEXO F - LAS ESTADISTICAS DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO

-  1. Introducción
-  2. Fuentes de información del sector eléctrico
-  3. Obtención de la información
-  4. Elaboración de Informes
-  5. La Secretaría de Energía en INTERNET

ANEXO G - INCORPORACION DE EQUIPAMIENTO - FICHAS TECNICAS

-  I - CENTRALES HIDRAULICAS BINACIONALES
-  II - INGRESOS APROBADOS POR LA SECRETARIA DE ENERGIA
-  III - INGRESOS APROBADOS POR EL ENRE (Ampliaciones)
-  IV - CENTRALES EN CONSTRUCCION

GLOSARIO

1. PRESENTACION

El presente informe constituye la actualización del documento *Prospectiva del Sector Eléctrico*, 1996 de febrero de 1997, elaborado en el marco de lo requerido por el Art. 38 de la Ley 24.065.

La Secretaría de Energía y la Subsecretaría de Energía, en los aspectos específicos, tienen la responsabilidad de definir las políticas sectoriales, asegurar la adecuada información acerca de las condiciones de demanda y oferta en el corto, mediano y largo plazo, y evaluar los recursos naturales disponibles para el aprovechamiento energético. En particular, deben dar a conocer *planes orientativos* sobre las condiciones de demanda y oferta del mercado.

En este contexto, en el informe pasado, el interés se centró en analizar la relación gas natural - energía eléctrica, las exportaciones de energía, particularmente los potenciales intercambios con Brasil, y el impacto en el mercado gasífero y eléctrico de las mismas. Los resultados obtenidos configuraron una primera aproximación a una problemática que se caracteriza por una creciente complejidad.

En estos últimos meses se han presentado una serie de cambios en los supuestos adoptados en los escenarios planteados anteriormente y en las expectativas de funcionamiento futuro del mercado que, por un lado, confirman varias de las tendencias e hipótesis planteadas en aquel momento y, por el otro agregan nuevos elementos a considerar en el planteo de escenarios.

En esta oportunidad, el interés se mantiene básicamente en los mismos temas tratados anteriormente. Los objetivos del informe son:

- Analizar el comportamiento futuro del SADI (Sistema Argentino de Interconexión), sometido a un conjunto de supuestos, en algunos casos extremos, de manera de identificar riesgos potenciales en el funcionamiento del Sector Eléctrico que justifiquen la aplicación de políticas preventivas.
- Analizar el Sector del Gas Natural considerando su relación con el Sector Eléctrico, la incidencia de las exportaciones y la evolución de las reservas.

Los escenarios consideran, entre los más importantes supuestos, la demanda interna futura de gas, los proyectos de exportación de gas, la evolución de la relación reservas/producción de gas, la disponibilidad de gas para centrales, diferentes posibilidades de intercambios con Brasil, la interconexión con Chile por el Norte y por el área Central y la incorporación de oferta de generación hidroeléctrica hacia el 2010. Complementariamente se desarrollan los siguientes temas: las energías renovables, la problemática ambiental, el uso racional de energía y la gestión de la demanda y la profundización del análisis de la calidad de servicio del SADI.

Adicionalmente, se incorporan a esta nueva versión de la Prospectiva:

- un estudio referente a los costos de desarrollo de redes y al valor agregado de distribución para algunos de los principales mercados eléctricos del país.
- y un conjunto de Anexos conteniendo el desarrollo de los siguientes temas:

- A. Escenario Internacional y Tendencias
- B. Evolución del Sector Eléctrico Argentino
- C. Evolución del Sector del Gas Natural en Argentina
- D. La Prospectiva en el Sector Eléctrico Argentino
- E. El Consejo Federal de la Energía Eléctrica
- F. Las Estadísticas del Sector Eléctrico Argentino
- G. Incorporación de Equipamiento. Fichas Técnicas

2. RESUMEN Y CONCLUSIONES

En esta sección se presentan las conclusiones más importantes obtenidas del análisis de los distintos temas analizados. Un mayor detalle de los mismos se encontrará en los respectivos capítulos.

2.1 SECTOR ELECTRICO

2.1.1 DEMANDA

Proyecciones

Se han planteado, para el período 1997 - 2010, tres escenarios de evolución del PBI con tasas de crecimiento medio anual que varían entre el 3,4% y 5,6%.

Las proyecciones de demanda se ubican en una banda comprendida, entre el 4,1% y 5,9% a.a. La evolución prevista plantea los siguientes crecimientos medios por sector:

Residencial	4,2% a 6,0% a.a.
Comercial	4,4% a 6.5% a.a.
Industrial	3,7% a 5,5% a.a.

Estos resultados no consideran los potenciales ahorros que podrían obtenerse de la aplicación de programas de Uso Racional de la Energía.

Las proyecciones plantean que la participación de la región GBA en la demanda total caerá, del 44% actual al 41% en el 2010, en favor del resto de las regiones eléctricas del país.

El actual nivel de pérdidas eléctricas para el total del país en subtransmisión y distribución es de 14,0% de la energía enviada a la red del servicio público y se ha supuesto su reducción al 10,8% hacia el 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA en cuanto a la disminución de las llamadas pérdidas no técnicas y las reformas institucionales realizadas y a realizar en el sector eléctrico de las provincias.

Estas reformas, básicamente la privatización de los servicios eléctricos, la implementación de marcos regulatorios provinciales y las acciones de control a realizar por los respectivos Entes Reguladores, conducirán a la mejora de la gestión de las empresas y de la calidad de servicio.

El ingreso anual per cápita evolucionaría de los actuales 9.000 u\$s/hab a 12.000 - 15.700 u\$s/hab en el 2010.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.700 kep/hab-año en

1996 a 2.342 kep/hab-año en el 2010.

El consumo de electricidad por habitante crecerá desde los actuales 1.600 kWh/hab-año a 2.000 - 2.400 kWh/hab-año en el 2010.

La intensidad energética, expresada en MWh/1000 \$ de PBI, continuará la tendencia decreciente registrada entre 1990 y 1995, pasando de 0,20 a 0,14 MWh/1000 \$ en el 2010.

El grado de electrificación, medido como la relación entre población abastecida y población total, aumentará desde el actual 93% al 95% en el 2010.

A modo de comparación, según datos del Banco Mundial, España registra en 1995 un ingreso por habitante de 13.600 u\$s/hab y un consumo de energía de 2.458 kep/hab-año.

En la medida que se profundice la integración energética con los países vecinos y Argentina se afiance en su rol de exportador neto de energía se requerirá considerar el análisis de la demanda doméstica en el contexto de la demanda de energía de la región.

Conclusiones

Se esperan importantes crecimientos de la demanda en los próximos años. Se prevé la necesidad de incrementar las señales de gestión de demanda, caso contrario se mantendrían los bajos factores de carga actuales. Se estima que el grado de electrificación alcanzará en el año 2010 el 95%.

2.1.2 OFERTA

Proyecciones

Se consideraron los proyectos térmicos informados por los agentes para los próximos años, que totalizan 5.000 MW. Hacia el mediano plazo, se ha supuesto la incorporación de ciclos combinados en las regiones de GBA y Cuyo. En este último caso, los ingresos se plantean a fin de asegurar una adecuada calidad de servicio en la región.

Se ha supuesto el incremento de cota de Yacyretá, hasta nivel de proyecto, en el año 2002, en el año 2004 el ingreso de la central nuclear Atucha II y el aprovechamiento binacional del río Bermejo, compuesto por tres centrales, que actualmente se encuentran en proceso de licitación.

Hacia el fin del período de análisis, se ha supuesto incorporación de oferta hidroeléctrica, asumiendo, en el largo plazo, su competitividad en el contexto del mercado regional.

No se ha considerado un retiro significativo de equipamiento existente, bajo el supuesto de su permanencia como reserva de nuestro mercado o contratos de exportación.

Con referencia a las energías renovables, en particular la eólica, no resultan competitivas en el actual contexto de precios del mercado eléctrico mayorista. Sin embargo, en áreas con abundante disponibilidad de recurso eólico y en determinadas áreas de distribución, en la medida que continúe la tendencia decreciente de sus costos de instalación, es esperable que la oferta eólica pueda llegar a ser competitiva. Las incorporaciones registradas recientemente en algunas localidades del sur del país constituyen un ejemplo de esa tendencia.

Con el objeto de satisfacer necesidades mínimas de electrificación de alrededor de 3 millones de habitantes del territorio Argentino que no disponen de servicio eléctrico, la Secretaría de Energía está desarrollando el Programa de Abastecimiento a la Población Rural Dispersa (PAEPRA) destinado a brindar oportunidades de acceso al servicio a un tipo especial de demanda, dispersa en áreas rurales y cuya casi única alternativa de suministro es a través de energías renovables. Dicho programa, alineado con las premisas de transformación sectorial, se basa en el otorgamiento de concesiones al sector privado, con subsidio explícito gubernamental.

2.1.3 EXPORTACION / IMPORTACION

Se consideraron dos proyectos de exportación a Chile, que totalizan 900 MW asociados a nueva generación, relacionados con proyectos mineros y que se plantean en principio aislados del sistema. Se analizaron hipótesis de intercambio con Brasil de hasta 2.500 MW, límite máximo identificado para el actual sistema de transporte. No obstante, se espera que hacia el mediano - largo plazo se concreten intercambios de mayor magnitud, dadas las ventajas competitivas de la oferta local, que seguramente requerirán la correspondiente adecuación del sistema de transporte.

Será necesario profundizar los estudios eléctricos, con previsiones de mayores exportaciones de energía eléctrica a Brasil y mayores importaciones de energía secundaria, con el objeto de identificar limitaciones técnicas.

Sin embargo, en principio, no se visualizan riesgos en exportaciones mayores que las mencionadas, en la medida que se incremente el transporte, por ejemplo con la incorporación de una línea que vincule las regiones NOA y NEA.

En cuanto a la importación de energía secundaria de Brasil, con Yacyretá en cota 76 y el sistema de transporte actual, está limitada a un valor máximos del orden de 500 MW, por restricciones de transmisión de potencia en el corredor Yacyretá - GBA. Debe señalarse que a

la fecha existe un Memorándum de Entendimiento, suscripto entre Argentina y Brasil, sobre libre intercambio de energía eléctrica.

2.1.4 PRECIOS

En los primeros años y hasta el mediano plazo se prevé que los precios medios del mercado no superarán los 25 \$/MWh. Hacia el largo plazo se ubicarían por debajo de 30 \$/MWh. El incremento de precios en el largo plazo obedece al aumento de la restricción de gas en invierno, en tanto los generadores no decidan contratar capacidad firme de transporte o pacten menores cantidad de días al año con restricción de suministro de gas, y se obtiene para el escenario de alta demanda y máxima exportación a Brasil.

Cabe mencionar, a los fines de una referencia adicional, que una reciente licitación de exportación a Brasil, indicó precios de la energía de base de largo plazo entre 27 y 31 u\$s/MWh de exportación colocada en el Brasil, que en las mismas condiciones equivaldrían a valores en el nodo mercado entre 21 y 25 u\$s/MWh. Este resultado indica que la industria eléctrica argentina se encuentra en condiciones ventajosas para vender reserva de potencia a Brasil. Con respecto a los precios resultantes en horas de pico, se espera una tendencia creciente a lo largo del período de análisis.

2.1.5 CALIDAD

Sistema de Alta Tensión

CAMMESA ha analizado la [calidad de servicio](#) desde el punto de vista de la continuidad del suministro de energía eléctrica tomando en consideración variaciones de demanda y fallas del equipamiento de generación y del sistema de transporte que pudieran provocar cortes en el sistema, ya sea en forma programada, por no contar con suficiente oferta para abastecer la demanda, como en forma intempestiva por actuación de relés de corte por subfrecuencia.

A modo de resumen se señala que la calidad del SADI mejorará en los próximos años. De cualquier manera, en el largo plazo, las mejoras adicionales dependerán de cambios en los criterios de diseño o de señales económicas que direccionen a los agentes a la búsqueda de la calidad, en lo posible, hacia el nivel elegido por los usuarios.

Sistemas de Distribución Troncal

CAMMESA indica en su informe que existen nodos con calidad de servicio preocupante en determinadas áreas de subtransmisión.

Una posición más activa de los agentes en el interior podrá implicar una solución a los problemas planteados.

Existen áreas en las que el abastecimiento tiene restricciones en cuanto a calidad del suministro. Estas situaciones implican riesgos a futuro si no se establecen compromisos entre los distribuidores y la generadora local, en especial en las áreas: NOA Norte, Cuyo, Mar del Plata y Sistema 132 kV Patagónico.

Se espera que se implementen proyectos de generación distribuida que contribuyan a mejorar la calidad del servicio e impliquen ahorros de costos de distribución.

Distribución

El ENRE ha completado la primera etapa de control que midió globalmente la calidad de la prestación del servicio técnico y comercial, donde se advierten mejoras progresivas en la calidad a través de sus índices respectivos. Esto es válido para el Área Metropolitana de Capital Federal y Gran Buenos Aires (AMBA). En el resto del país la medición de la calidad se encuentra todavía en una etapa preliminar, debiéndose observar el cumplimiento de las empresas distribuidoras para alcanzar la calidad mínima prevista en los Contratos de Concesión respectivos. Se prevé que a futuro, el usuario tendrá la posibilidad de seleccionar entre distintas ofertas de calidad - precio. En consecuencia se estima un mayor requerimiento, por parte de algunos usuarios, de mejoras en la calidad.

2.1.6 MEDIO AMBIENTE

La disminución del consumo específico medio del sistema, consecuencia de la incorporación de ciclos combinados de última tecnología, provocará una disminución relativa de la emisión de gases de efecto invernadero. La utilización masiva de gas natural tiene efectos beneficiosos desde el punto de vista ambiental, como la disminución de emisión de anhídrido carbónico frente a otros combustibles alternativos, y la eliminación casi total de la emisión de óxido de azufre y material particulado.

Se producirá también una disminución relativa en la emisión de óxidos de nitrógeno por incorporación de quemadores de nueva tecnología.

Como consecuencia de ello, se concluye que las fuentes termoeléctricas convencionales podrán cubrir la expansión de la oferta de electricidad en el período, sin ningún aumento de contaminación local y con poca participación en las emisiones globales de gases de efecto invernadero.

Las centrales hidroeléctricas, aunque menos contaminantes a nivel global, tienen un impacto significativo a nivel regional y local. Por ello, es fundamental adoptar las medidas necesarias, en sus distintas etapas, para asegurar la adecuada articulación con el medio,

minimizando sus efectos negativos, potenciando los beneficios y asegurando de ese modo un balance positivo en el desarrollo regional.

Conclusiones

No existen razones ambientales que justifiquen evitar el ingreso de equipamiento térmico de alta eficiencia en las distintas regiones del país.

Los porcentajes de venteo de gas irán disminuyendo hasta alcanzar porcentuales muy bajos de la producción bruta de gas natural.

2.1.7 USO RACIONAL DE LA ENERGIA

Con referencia al potencial de ahorro de energía existente en la demanda se han analizado las incidencias de los distintos tipos de consumo dentro de cada sector. Se concluye que las modalidades de mayor sensibilidad potencial a las acciones de URE son en el sector residencial, la iluminación y refrigeración; en el sector industrial, los motores eléctricos y procesos; y en el sector servicios, el alumbrado público y los servicios sanitarios.

Sobre la base de las proyecciones de demanda realizadas se concluye que los ahorros potenciales serían, hacia el año horizonte y en un escenario moderado, del orden del 15% del total del consumo previsto, considerando que el desarrollo de estas acciones se realizaría bajo mecanismos de mercado.

2.1.8. PRECIOS DE DISTRIBUCION

Se analizaron los valores agregados de distribución (VAD) existentes a lo largo del país a partir de aproximaciones y comparaciones con cifras locales e internacionales, utilizando un modelo diseñado a tal efecto y que tiene en cuenta la dispersión de las demandas. Surge del análisis realizado que los valores correspondientes a los principales distribuidores del país son adecuados y evolucionarán en el futuro hacia una baja moderada por mejora progresiva de la gestión empresarial y una disminución del precios de equipamiento.

Para las distribuidoras que actualmente tienen VAD más alejados de los valores medios, se espera un encuadramiento hacia valores adecuados en el mediano plazo. Es decir, los usuarios a lo largo de todo el país deberían esperar una baja del precio final de la energía eléctrica, motivada por la estabilidad en el precio mayorista, la finalización de los contratos a término pre-privatización, la disminución en el VAD mencionada y por la introducción de un ambiente de mayor competencia. Además, en la medida que se produzca una mayor y mejor gestión de demanda, también ésta se traducirá en una disminución de los precios finales. A modo de ejemplo, una mejora del 5% del factor de carga implica una reducción entre 12/16% en el VAD y una consecuente reducción en la tarifa.

En consecuencia, los VAD de tarifas medias a futuro deberían variar entre 30 y 65 \$/MWh para las distribuidoras de menor y mayor dispersión de su demanda y diferentes estructuras de mercado.

2.2. SECTOR GAS NATURAL

2.2.1 DEMANDA

Proyecciones

Se han considerado dos casos para la demanda total de gas natural, que se diferencian entre sí por el nivel de exportaciones supuesto comprometido en cada uno, denominados Caso A (demanda Alta) y Caso B (demanda Baja). En ambos casos la demanda interna firme de gas es la misma.

Para el período 1997/2010, se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas, se incremente a un ritmo de 3,7% a.a. Hacia fines del período, la demanda de centrales y de transporte crecerían levemente en participación a expensas del resto de los sectores. El incremento de la demanda interna firme de gas que resulta es 3,4% a.a. Esta demanda firme incluye los sectores residencial, comercial, oficial y transporte (GNC). La demanda prevista para el sector industrial presenta un crecimiento de 3,6% a.a. entre 1997 y 2010.

El consumo de gas por habitante crecerá desde los actuales 754 m³/hab-año a 1.083 m³/hab-año en el año 2010.

Se prevé que el consumo de gas para usinas evolucionará de 23,5 millones (MM) m³/día, registrado en 1996, a 41 MM m³/día en el 2010.

La actual importación de Bolivia, de aproximadamente 6 MM m³/día, se mantendrá hasta 1999 inclusive. En los escenarios se han considerado los proyectos de exportación que a la actualidad están planteados a Chile, Uruguay y Brasil.

2.2.2. RESERVAS

Existen en la República Argentina un total de cinco cuencas sedimentarias productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, por lo que el análisis efectuado se restringe a ellas.

El total de reservas de gas natural probadas, probables y posibles, evaluadas sobre la base del conocimiento actual de las cuencas productivas, se estima en alrededor de 1.300 miles de MM m³. Este nivel de reservas posibilitaría el abastecimiento de largo plazo de los volúmenes requeridos por la demanda interna y las exportaciones planteadas para el escenario de bajas exportaciones.

En esa situación, se requerirían incorporar 507 miles de MM m³ de reservas, en el período 1997-2010, valor equivalente al 74% de las actualmente probadas. La relación total Reservas/Producción (R / P), al año 2010, sería aproximadamente 10 años.

Para lograr un nivel de garantía de abastecimiento que permita satisfacer los requerimientos del escenario de alta exportación, se debe incorporar un volumen equivalente al menos al 107% de las reservas comprobadas actuales, en el caso de una R/P= 10 años al año 2010.

La compatibilidad entre el nivel de reservas y su potencial utilización se torna crítica en la cuenca Neuquina. El nivel de extracción planteado sobre los primeros años de la próxima década sólo es sostenible si se incrementan las reservas en más de un 70% de las hoy estimadas como probadas, valor que si bien es posible, probablemente se encuentre dentro del límite superior de las expectativas del área. Es la cuenca sobre la cual está basada la expansión del sistema en el mediano plazo.

Sin embargo, en estudios recientemente realizados, se estiman los recursos gasíferos en alrededor de 1.900 miles de MM de m³ circunscriptas a las cinco áreas hoy productivas. Estos estudios sostienen *que existe un considerable potencial para encontrar futuros recursos de gas natural, más allá de la base de reservas establecida*. Con relación a las posibilidades que presentan las cuencas Neuquina, Austral y Noroeste concluyen que:

Particular mención merece la cuenca Neuquina (el área que provee la mayor parte del suministro de gas en la Argentina) en la que virtualmente toda la perforación exploratoria del pasado estuvo orientada a la producción de petróleo. En el futuro, en esta región se desarrollarán campañas exploratorias específicamente enfocadas al gas (incluyendo los horizontes profundos aún no perforados, etc.) con un alto potencial de encontrar recursos adicionales... Si bien el potencial de la cuenca Austral (TDF) Marina se califica en este examen como considerable, la reducida densidad de perforaciones exploratorias en un área tan extensa obliga a señalar que esta cuenca es capaz de albergar recursos de gas de un orden de magnitud varias veces mayor al que aquí se postula. La historia de la perforación exploratoria registrada en la cuenca Noroeste muestra claros períodos, algunos de parálisis y otros de actividad exploratoria acelerada (el último de los cuales ha incrementado sustancialmente la base de reservas de gas). Estos períodos se correlacionan directamente con la presencia o ausencia de oportunidades de llevar el gas al mercado, confirmando que éste es el motor principal de la actividad exploratoria.

En la medida que se incorpore la cantidad de reservas estimada como necesaria para sostener los escenarios planteados, no se producirían inconvenientes en los próximos años en cuanto a la disponibilidad de recursos.

En el área central de consumo de gas, que en la actualidad se abastece principalmente desde la cuenca Neuquina, en el mediano plazo (entre los años 2000 y 2005) se presentará la necesidad de recurrir a mayores suministros desde las cuenca Austral a través de fuertes incrementos de la capacidad de transporte del gasoducto Sur, teniendo en cuenta que la cuenca Noroeste, básicamente, se comprometería con la exportación.

El consumo de combustible alternativo en centrales eléctricas aumentaría hasta alcanzar en el año 2010 un 9% de participación en el total de requerimientos de gas y líquidos. Este resultado es válido en tanto los generadores no decidan comprar capacidad firme de transporte

o pacten menor cantidad de días al año con restricción de suministro. La exportación de energía eléctrica, con mayor posibilidad de ocurrencia en el período invernal, se traduce en un incremento de la restricción de suministro de gas en estos períodos.

2.2.3 TRANSPORTE

Acompañando el incremento de la demanda prevista de gas natural en el período, se prevé un importante incremento de la capacidad del sistema troncal de transporte.

Dependiendo del escenario se obtiene un incremento de 57 a 90 MM de m³/día de capacidad de inyección, equivalentes respectivamente al 65% y al 103% de la capacidad actual. No se incluye en estos valores ampliaciones vinculadas a exportaciones directas desde yacimiento.

En el mediano plazo las ampliaciones están vinculadas fundamentalmente a incrementar el nivel de evacuación desde la cuenca Neuquina, mientras que para el largo plazo los mayores incrementos están relacionados con las cuencas del Noroeste y Austral.

Con los supuestos adoptados se prevé, en el largo plazo, un incremento del nivel de restricción de suministro de gas al área central en el abastecimiento al sector eléctrico.

2.2.4 PRECIO DEL GAS

En cuanto a la evolución futura del precio del gas en Argentina, no se esperan incrementos importantes en todo el período de análisis.

El precio del gas natural se ubicaría en una banda conformada por un límite inferior determinado por el costo de incorporación de reservas y de producción, y uno superior delimitado por el precio del sustituto próximo, básicamente el fuel oil. La proximidad al máximo o mínimo estará dada básicamente por la intensidad de las fuerzas competitivas.

Actualmente el precio de gas natural, transferido al área central de consumo, está prácticamente alineado con el valor del sustituto (tarifa grandes consumidores).

Con referencia al efecto de las exportaciones en la evolución del precio doméstico del gas, se debe tener en cuenta que el precio del combustible sustituto en los países vecinos fijará también un tope máximo al precio del gas en las cuencas exportadoras.

Por otro lado, existen expectativas de una mayor competencia gas - gas en la medida que se incorporen nuevas áreas productivas en la región y se transparenten las operaciones del mercado. Bolivia ha comenzado a llevar adelante un programa de exploración y desarrollo

que comprende alrededor de 1.000 millones de dólares de inversión. Existen posibilidades para que se transporte el gas desde el gran yacimiento de Camisea hasta Brasil. Estos elementos indicarían una importante competencia entre áreas productivas para el abastecimiento de Brasil. Tampoco debe descartarse un aumento de la producción doméstica en este último país.

Además, debe tenerse en cuenta el grado de inmadurez actual de las distintas cuencas argentinas y los efectos de las mejoras tecnológicas en exploración y producción, que tienden a reducir riesgos y costos de la actividad. Las áreas productivas en Argentina alcanzan a cubrir entre 85 y 208 Km²/pozo, una relación relativamente alta si se la compara con los 5 Km²/pozo en las cuencas maduras de Estados Unidos.

La mayor integración energética que se visualiza en la región en los próximos años permitirá afianzar el mercado ampliado de gas sobre la base de una mayor competencia gas - gas, la transparencia de las operaciones, el acceso a fuentes de aprovisionamiento adicionales y precios económicos ubicados en la banda antes señalada. Esta consolidación beneficiará a los usuarios domésticos y de la región.

En virtud de lo expresado, la competencia por ganar nuevos mercados en los países de la región fijará un límite inferior y el precio de los sustitutos locales establecerán otro límite. Por lo tanto, no pueden esperarse modificaciones significativas en el precio del gas debido a las exportaciones.

Conclusiones

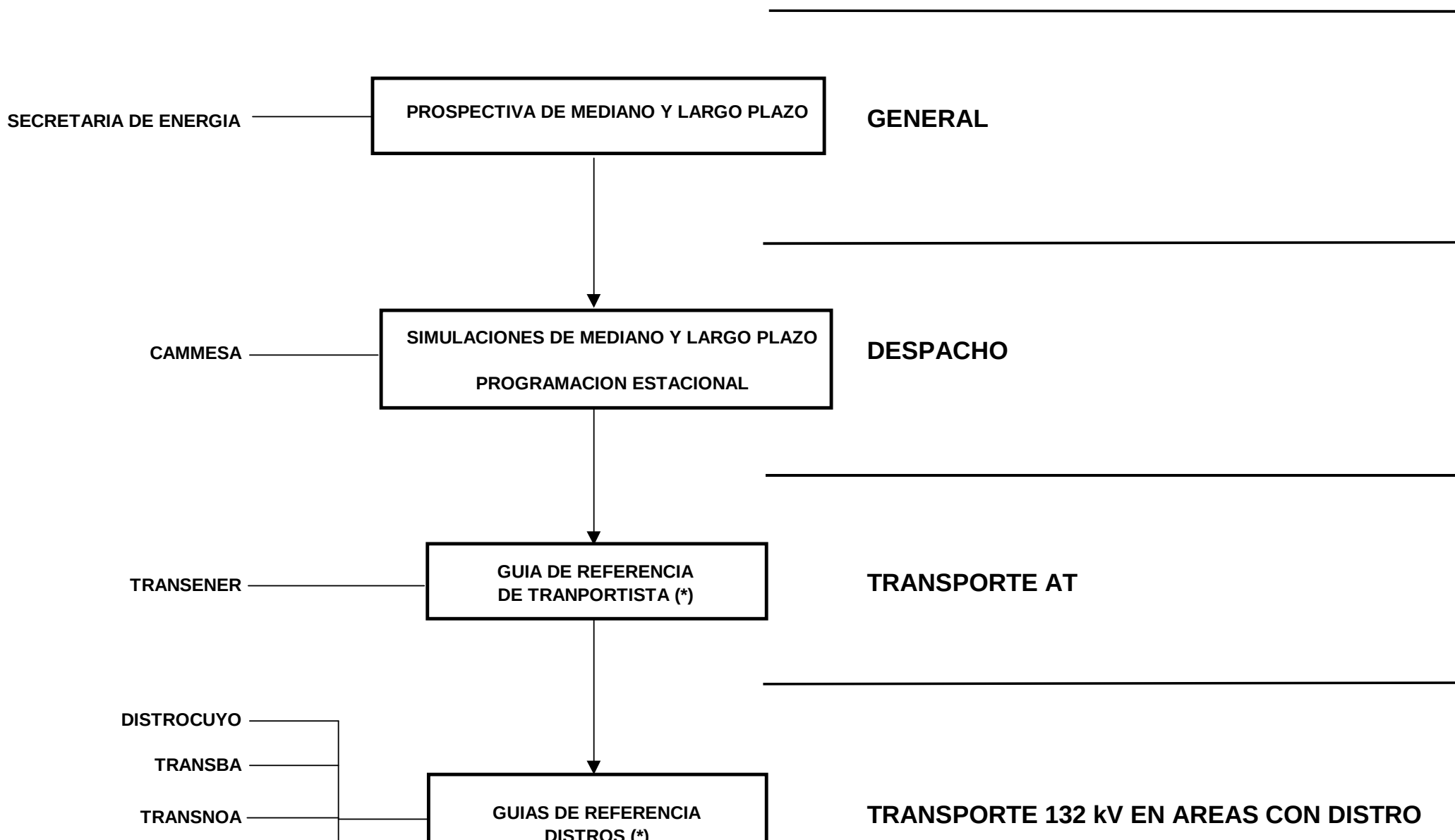
No se visualizan riesgos de cubrimiento de la demanda de gas. Se estima beneficiosa para el país la expansión del mercado como elemento motorizador de la actividad exploratoria y del desarrollo de reservas. Lo anterior tiene validez en el marco de:

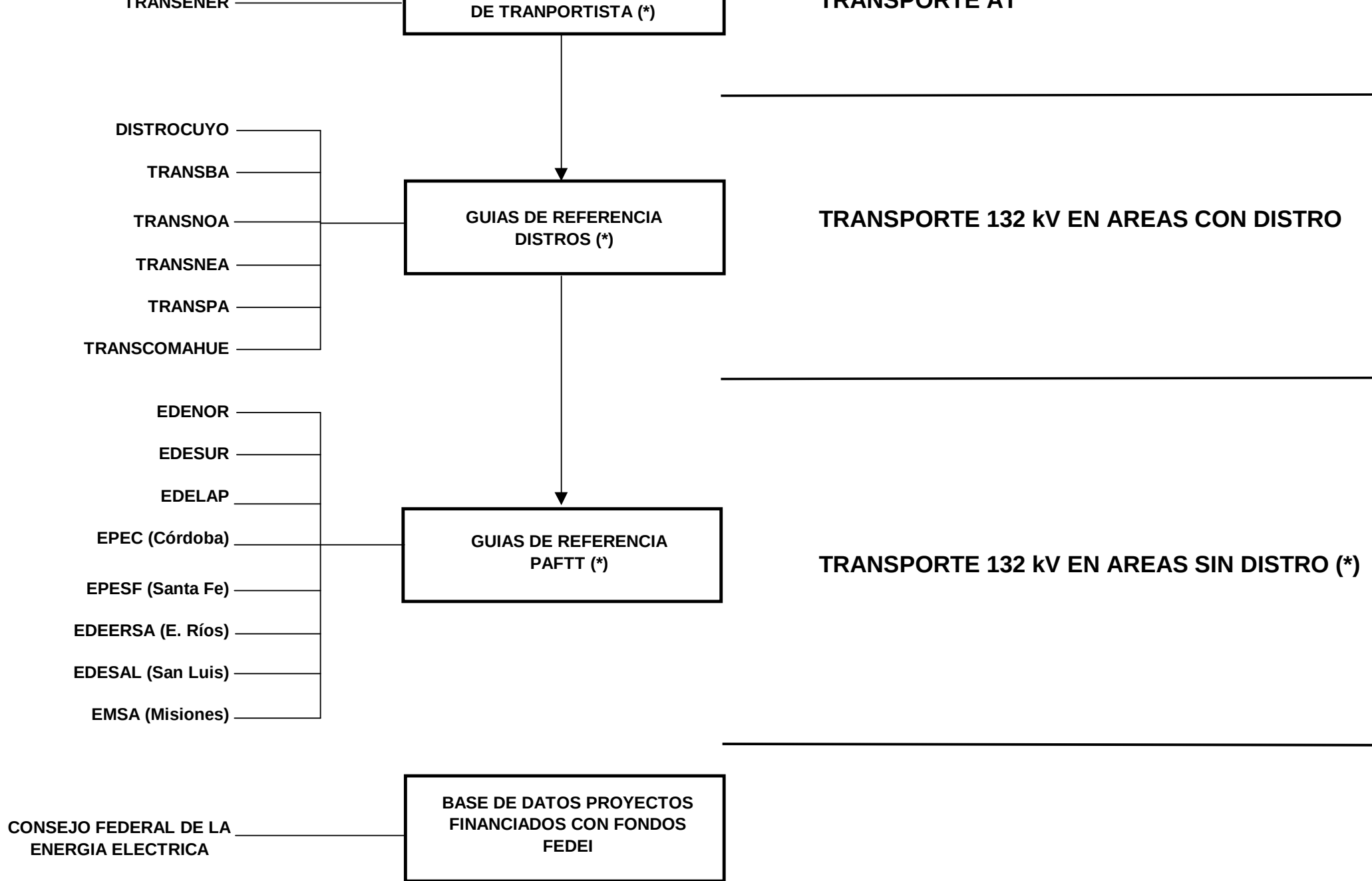
- La transparencia informativa sobre los recursos disponibles y la no existencia de discriminación de mercado.
- El rol de los sustitutos en otros países y el aliciente que representan a la competencia.
- La posible competencia gas - gas.
- La potencialidad de reservas que tiene el mercado argentino.
- Un crecimiento de las exportaciones que debe darse en forma compatible con la velocidad de incremento de las reservas.

2.3 CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA

En el presente informe se presentan previsiones de evolución de los fondos específicos del sector eléctrico, FEDEI y FCT, para los próximos años y la asignación prevista a distintos proyectos actualmente en ejecución.

2.4 PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO





CONSEJO FEDERAL DE LA
ENERGIA ELECTRICA

FINANCIADOS CON FONDOS
FEDEI

DISTRO: Distribuidora Troncal
(*) Las Prospectivas y Guías de Referencia respectivas están a disposición en las empresas mencionadas

3. INTRODUCCION

En los últimos años, el sector eléctrico cubrió con eficiencia y rapidez inusuales requerimientos del mercado. En los primeros años del proceso transformador, implementado a partir de 1992, se resolvieron las amenazas a la satisfacción de la demanda de energía evidenciadas en los años previos. Más adelante, en 1995, un importante aumento de la disponibilidad permitió sortear los riesgos en el cubrimiento de la demanda de potencia de pico y en 1996 se registraron importantes mejoras en la calidad de servicio del sistema.

Era previsible que una industria que cubrió con rapidez y eficiencia las necesidades del mercado local, pasase inmediatamente a una etapa de expansión hacia mercados vecinos.

En los últimos años, la competencia y la apertura del mercado eléctrico argentino favorecieron la incorporación masiva de equipamiento. Tanto las ampliaciones como los ingresos de nueva capacidad de generación, planteados por los agentes privados del mercado eléctrico, han consistido en equipamiento térmico. Las principales razones que fundamentan estas decisiones son:

- Importante reducción de los costos unitarios de inversión registrados en las unidades de ciclo combinado y turbogas
- Rapidez de instalación y puesta en servicio (que favorece una rápida recuperación del capital)
- Mejoras considerables en el rendimiento de los ciclos combinados de última tecnología
- Disponibilidad de gas
- Precios de gas relativamente bajos

La mejora registrada en la disponibilidad del parque térmico, el fuerte ingreso de generación previsto hasta el año 2000, con centrales de ciclo combinado de alto rendimiento, la entrada en servicio de la cuarta terna del corredor Comahue - Buenos Aires, el ingreso de máquinas y elevación de la cota de la C.H. Yacyretá, configuran un estado de sobreoferta en el sector que permite enfrentar en el corto plazo exportaciones a países limítrofes.

La actual regulación argentina en materia de importación y exportación de energía eléctrica permite concretar, previa autorización de la Secretaría de Energía, intercambios firmes por contratos (potencia y energía) en el Mercado a Término del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) e intercambios de oportunidad (excedentes de energía) en el Mercado Spot del MEM.

Por otro lado, las previsiones de demanda interna de energía eléctrica plantean importantes crecimientos en el mediano y largo plazo.

Esta situación implica una trayectoria de fuerte expansión de la oferta eléctrica en base a equipamiento predominantemente térmico, que se traduce en importantes requerimientos de gas natural.

La estrategia de expansión adoptada por el sector eléctrico implica una profunda interacción con la industria del gas natural. En consecuencia, la sustentabilidad de la trayectoria prevista está íntimamente relacionada con la evolución que experimente este último sector.

A fin de analizar la viabilidad de la alternativa predominantemente térmica de expansión del sector eléctrico, se impone la necesidad de estudiar la industria del gas natural en su conjunto.

Es preciso señalar que el sector de gas natural registrará en los próximos años importantes incrementos de producción como consecuencia de la puesta en marcha de diversos proyectos de exportación a países limítrofes que involucran volúmenes significativos. El gas argentino se está exportando en la actualidad a Chile y existen proyectos de abastecer a Uruguay, Brasil e incrementar el abastecimiento a Chile. Por otro lado, las exportaciones de energía eléctrica planteadas a Brasil y Chile, representan indirectamente exportaciones de gas con valor agregado.

En este contexto, al tratarse el gas natural de un recurso no renovable, la cuestión de las reservas adquiere significativa importancia, pues es necesario contar con las reservas necesarias para sostener en el largo plazo el abastecimiento interno y los compromisos de exportación que se adquieran.

El sistema troncal de gasoductos aumentará su capacidad de transporte acompañando el crecimiento de los picos invernales de la demanda firme. Estas expansiones determinarán la disponibilidad de gas para usinas y las restricciones en los meses de invierno.

A través de la simulación de la operación de los dos sectores (eléctrico y gasífero), en el presente documento se analizan estas cuestiones y se determinan los requerimientos futuros de gas y la necesaria adecuación, por parte de la oferta, para satisfacerlos.

Las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos se visualizan como una oportunidad que tiene la industria de colocar los actuales excedentes, y eventualmente incrementar los futuros intercambios en el contexto de una creciente integración energética en la región. En este informe se analizan los proyectos de exportación planteados a la fecha con Chile y Brasil y su impacto en el mercado local.

Con referencia a futuros proyectos hidroeléctricos, en esta oportunidad se ha incorporado el aprovechamiento binacional argentino - boliviano de los ríos Grande de Tarija y Bermejo, proyecto actualmente en proceso licitatorio. Hacia el final del período se ha supuesto el ingreso de oferta hidroeléctrica adicional. Esta incorporación se asume posible hacia el largo plazo sobre la base de considerar su concreción por parte de inversores privados, bajo determinadas condiciones técnicas, económicas y financieras que harían competitiva la colocación de su energía en el MEM.

En lo referente a la calidad de servicio, el mercado eléctrico ha tenido una importante evolución hacia los actuales niveles de operación y

calidad, que se equiparan con parámetros internacionalmente aceptados. Sin embargo, el crecimiento del mercado ha evolucionado más rápido que lo que técnicamente ha podido expandirse el sistema de transporte, registrándose algunos eventos no analizados previamente y otras fallas que no estaban consideradas entre las contingencias previsibles. Aunque la operación del SADI y la respuesta de la administración del mercado ante esas contingencias fue satisfactoria, se entiende que la gestión de operación y mantenimiento del sistema presenta aún un cierto margen de optimización, teniendo en cuenta que la utilización de elementos tecnológicos complejos hace más crítica la operación. Se ha considerado oportuno incluir en el presente informe los análisis de calidad de servicio del SADI realizados por CAMMESA.

El crecimiento registrado por la demanda en estos últimos años ha provocado el aumento sostenido del pico del sistema, situación que anticipa la necesidad de implementar acciones de gestión de demanda y de uso racional de la energía, en el contexto de un mercado eléctrico cada vez más competitivo. Estos temas se discuten en el presente informe, planteándose un conjunto de posibles medidas de uso racional de la energía y de gestión de demanda a introducir en la operatoria de las distribuidoras.

Las tarifas representan la última etapa del esquema de formación del precio al usuario final. El valor agregado de distribución (VAD) es uno de los componentes fundamentales de la tarifa, junto con los precios de compra de la potencia y de la energía. Estos últimos quedan determinados por el mercado mayorista, en tanto que el VAD depende de las características particulares de cada mercado de distribución de energía eléctrica. En el presente informe, se presentan las conclusiones obtenidas de un estudio que tuvo por objetivo determinar una banda de magnitudes aproximadas, de manera de constituir un marco de referencia previsible para la evolución futura de los VAD de las empresas distribuidoras del país.

Desde hace varios años se verifica en el mundo una creciente preocupación por las modificaciones que la actividad humana produce en el medio ambiente, tanto a nivel local como global. Un aspecto particularmente crítico es la concentración en la atmósfera de gases termoactivos, denominados *gases de efecto invernadero*, y su influencia en el calentamiento de la atmósfera. Entre esos gases termoactivos se cuenta el anhídrido carbónico, producto final de la combustión de los hidrocarburos.

También preocupan la acidificación de la atmósfera y el suelo, consecuencia de la emisión de ciertos contaminantes, el impacto regional y local de determinados proyectos, como los hidroeléctricos, los posibles efectos de los campos electromagnéticos de baja frecuencia, el impacto visual de las obras, etc.

Todas estas cuestiones se han tenido en cuenta, tanto en los aspectos normativos como en su cuantificación.

Se ha incluido también una evaluación de las energías renovables que si bien en la actualidad no resultan competitivas en el MEM, pueden serlo en el abastecimiento de áreas rurales dispersas.

4. PLANTEO DE ESCENARIOS

Se plantearon tres hipótesis de oferta y demanda eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los casos A, B y C, para el período 1998 - 2010, tomando como base los proyectos informados de incorporaciones de oferta y tres alternativas de crecimiento de la demanda, Alta, Media y Baja. Estos casos se combinaron con dos casos de exportación firme a Brasil (2.500 y 1.000 MW), y un caso de importación de Brasil de hasta 500 MW, en el período noviembre - abril.

El valor máximo de 2.500 MW surge del límite identificado en la [prospectiva anterior](#), que no compromete el abastecimiento del mercado interno para la actual configuración de transporte del SADI. La cifra de 1.000 MW corresponde a la licitación efectuada por Brasil, en agosto de 1997, entre los generadores que operan en Argentina. El nivel de 500 MW de importación desde Brasil está impuesto por los remanentes de capacidad de transporte del actual sistema.

De las alternativas posibles de analizar, que surgen de la combinación de los casos de oferta - demanda - exportaciones, se han seleccionado tres escenarios que permiten evaluar situaciones extremas del comportamiento del mercado, sobre los cuales se han realizado las simulaciones y el análisis de resultados para distintas hidraulicidades (media, rica y pobre). Con el objeto de analizar las variaciones estacionales, los resultados se han agregado en forma semestral.

ESCENARIO 1	CASO A, EXPORTACION A BRASIL	2.500 MW
ESCENARIO 2	CASO B, EXPORTACION A BRASIL	1.000 MW
ESCENARIO 3	CASO C, IMPORTACION DE BRASIL	500 MW

Los casos de oferta y demanda planteados responden a la siguiente caracterización:

Escenario 1. Caso A. Incremento de demanda 7,5% a.a. hasta el 2000 y 5,0% del 2000 al 2010, incorporaciones declaradas y ciclos combinados (C.C.) hasta cubrir demanda. Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2002. Incorporación acumulada 1997-2010: 15.873 MW. Exportación de 2.500 MW durante todo el año (Brasil con hidraulicidad pobre y bajas reservas en los embalses).

Escenario 2. Caso B. Incremento de demanda 5,0% a.a., en el período 1998 - 2010, incorporaciones declaradas y C.C. hasta cubrir demanda. Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2002. Incorporación acumulada 1997-2010: 14.073 MW. Exportación de 1.000 MW durante todo el año (Brasil con hidraulicidad pobre y bajas reservas en los embalses).

Escenario 3. Caso C. Incremento de demanda 3,5% a.a., en el período 1998 -2010, incorporaciones declaradas y C.C. hasta cubrir demanda. Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2002. Incorporación acumulada 1997-2010: 12.873 MW. Importación de alrededor de 500 MW, límite dado por la capacidad de transporte del SADI, Brasil con hidraulicidad rica.

En los próximos puntos del presente informe se detallan los supuestos realizados para determinar los casos considerados de demanda y oferta respectivamente. En el *Cuadro N° 1* se resumen los tres escenarios planteados.

CUADRO N° 1

RESUMEN DE ESCENARIOS

ITEM	POTENCIA (MW)	ESC. 1	ESC.2	ESC. 3
DEMANDA BRUTA		Caso A	Caso B	Caso C
1998-2010		6%	5%	3.5%
1998		70,577	68,974	68,011
1999		75,821	72,390	70,368
2000		81,515	75,974	72,806
2002		96,417	83,693	77,946
2005		111,509	96,779	86,345
2010		142,317	123,517	102,402
INTERCAMBIO A PARTIR DEL 2000				
Todo el año		2,500	1,000	
Noviembre - Abril				-500
OFERTA DE GENERACION TERMICA				
CMS ENSENADA (Cogenerador)		med 1997	med 1997	med 1997
	130			
GENELBA		med 1997	med 1997	med 1997
	440			
		fin 1997	fin 1997	fin 1997
	220			
C.C. TUCUMAN (PLUSPETROL)		med 1997	med 1997	med 1997
	144			
		fin 1998	fin 1998	fin 1998
	150			
ARGENER (Cogenerador)		fin 1997	fin 1997	fin 1997
	180			
C.C. MENDOZA		med 1998	med 1998	med 1998
	285			
C.C. PUERTO		1999	1999	1999
	800			
C.C. COSTANERA		1999	1999	1999
	850			
C.T. PARANA (San Nicolás)		2000	2000	2000
	845			

C.C. DOCK SUD		2000	2001	2001
	780			
CEBAN		2000	2003	2003
	720			
C.C. COMAHUE proyecto (1)		med 1999	med 1999	med 1999
	360			
C.C. NOA proyecto (1)		2002	2002	2002
	300			
C.C. GBA proyecto		2005	2005	-
	1,200			
C.C. GBA proyecto		2005	-	-
	1,800			
C.C. Cuyo proyecto		2007	2007	2007
	380			
C.C. Cuyo proyecto		2010	2010	2010
	380			
NUCLEAR				
ATUCHA II		2004	2004	2004
	745			
HIDRAULICA				
PICHI PICUN LEUFU		2000	2000	2000
	261			
YACYRETA (2)		1997	1997	1997
	480			
		1998	1998	1998
	560			
		2002	2002	2002
	700			
OFERTA HIDROELECTRICA ADICIONAL		2006/2010	2006/2010	2006/2010
	2,880			
BERMEJO		2004	2004	2004
	283			
INCORPORACION ANUAL EN MW				

	fin 1997	1.594	1.594	1.594
	fin 1998	995	995	995
	fin 1999	2.010	2.010	2.010
	fin 2000	2.606	1.106	1.106
	fin 2002	1.000	1.780	1.780
	fin 2005	4.028	2.948	1.748
	fin 2010	3.640	3.640	3.640
INCORPORACION ACUMULADA				
	fin 1997	1.594	1.594	1.594
	fin 1998	2.589	2.589	2.589
	fin 1999	4.599	4.599	4.599
	fin 2000	7.205	5.705	5.705
	fin 2002	8.205	7.485	7.485
	fin 2005	12.233	10.433	9.233
	fin 2010	15.873	14.073	12.873

(1) Existen a la fecha proyectos de ampliación en Comahue de la central Agua del Cajón perteneciente a CAPEX, y en NOA de las centrales San Pedro e Independencia, ambas pertenecientes a C.T. NOA.

(2) Se considera que en 1997 ingresan 6 grupos y en 1998 los 2 últimos, con una potencia unitaria de 80 MW debido a la reducción de salto (cota 76). Al completar el ingreso se incrementa la potencia en 400 MW y en correspondencia con la elevación de cota a 83 m, se suman en término medio 700 MW.

5. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

La metodología utilizada para la proyección de demanda de energía eléctrica se basa fundamentalmente en la aplicación del modelo **MAED** (Model for Analysis of the Energy Demand) y del modelo econométrico usado en proyecciones anteriores. Este último regresa la oferta generación de energía eléctrica, destinada a Servicio Público y el Producto Bruto Interno, en valores trimestrales.

En cuanto al modelo MAED, el año base adoptado es 1996 y se consideró un horizonte prospectivo hasta el 2010, con los años de corte 2000, 2002, 2005 y 2010.

5.1. Hipótesis adoptadas

Se plantean tres escenarios socioeconómicos, los casos A, B y C, caracterizados, principalmente, por la evolución prevista para el PBI. Para 1997 se utilizaron estimaciones oficiales y para el resto de los años se hicieron supuestos, válidos sólo para el planteo de los escenarios de demanda.

ESCENARIOS DE PBI (dólares de 1994)				
	1997 (1)	2000/1997	2001/2010	2010/1997
A	7.5%	7.5%	5.0%	5.6%
B	7.5%	5.4%	4.8%	4.9%
C	7.5%	3.6%	3.4%	3.4%

(1) Previsión oficial a setiembre de 1997

5.2. Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica

Los resultados de las proyecciones de la demanda interna de energía eléctrica por sector y para cada caso, a nivel energía eléctrica facturada Servicio Público, se presentan en los *Cuadros N° 2, 3 y 4*.

En general, para los tres casos se prevé el mantenimiento de las tendencias de crecimiento en participación de los sectores residencial y servicios evidenciadas en el período 1990-1996, aunque a menor ritmo y una participación levemente decreciente en el consumo total para el sector industrial.

El ingreso anual per cápita evolucionaría de los actuales 9.000 u\$s/hab a 12.000 - 15.700 u\$s/hab en el 2010.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.700 kep/hab-año en 1996 a 2.342 kep/hab-año en el 2010.

El consumo de energía eléctrica por habitante evolucionará de los actuales 1.600 kWh/hab a 2.000 - 2.400 kWh/hab en el 2010. La intensidad energética, definida como la relación entre el consumo final de energía eléctrica y el PBI, expresada en MWh/1.000 \$ de PBI, continuará la tendencia decreciente registrada entre 1990 y 1995, pasando de 0,20 a 0,14 MWh/1.000 \$ en el 2010.

El grado de electrificación, medido como la relación entre población abastecida y población total, aumentará desde el actual 93% al 95% en el 2010.

A modo de comparación, según datos del Banco Mundial, España registra en 1995 un ingreso por habitante de 13.600 u\$s/hab y un consumo de energía de 2.458 kep/hab-año.

La Energía Enviada a la Red (EER) es considerada por la S.S.E. como el concepto más adecuado para definir la demanda de energía eléctrica.

La Energía Enviada a la Red (EER) consiste en la suma de la energía eléctrica facturada (EF) más las pérdidas en subtransmisión y distribución (Pstd), correspondiente a una determinada área de concesión del servicio eléctrico.

$$EER = EF + Pstd$$

Las pérdidas pueden expresarse como un porcentaje de la EER, de tal modo esta última se calcula como:

$$EER = EF / (1 - Pstd \%)$$

Esta Energía Enviada a la Red se desagrega para los tres casos de demanda considerados en MEM, MEMSP, Patagónico Sur y Resto. Para 1996, del total de la energía enviada a la red, el MEM representa el 91.0%, el MEMSP 6.6%, Patagónico Sur 0.4% y 2% para el Resto. Para los tres casos se estimó una evolución de la participación de cada mercado, que se presenta en el *Cuadro N° 5*.

La Energía Enviada a la Red MEM se asimila, aproximadamente, al concepto de Demanda Neta que utiliza CAMMESA, definida como la demanda declarada por los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, medida en los puntos de entrega de energía.

El actual nivel de pérdidas eléctricas para el total del país en subtransmisión y distribución es de 14% de la energía enviada a la red del servicio público. Se prevé que las pérdidas mejorarán hacia el 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA en cuanto a la reducción de las llamadas pérdidas no técnicas y las reformas institucionales realizadas y a realizar en el sector eléctrico de las provincias. Estas reformas, básicamente la privatización de los servicios eléctricos, la implementación de marcos regulatorios provinciales y las acciones de control a realizar por los respectivos Entes Reguladores, conducirán a la mejora de la gestión de las empresas y de la calidad de servicio. Para el 2010, se plantea un nivel de pérdidas técnicas de 10.8%, considerado como posible de alcanzar, en términos de promedio país, en las condiciones de contexto señaladas.

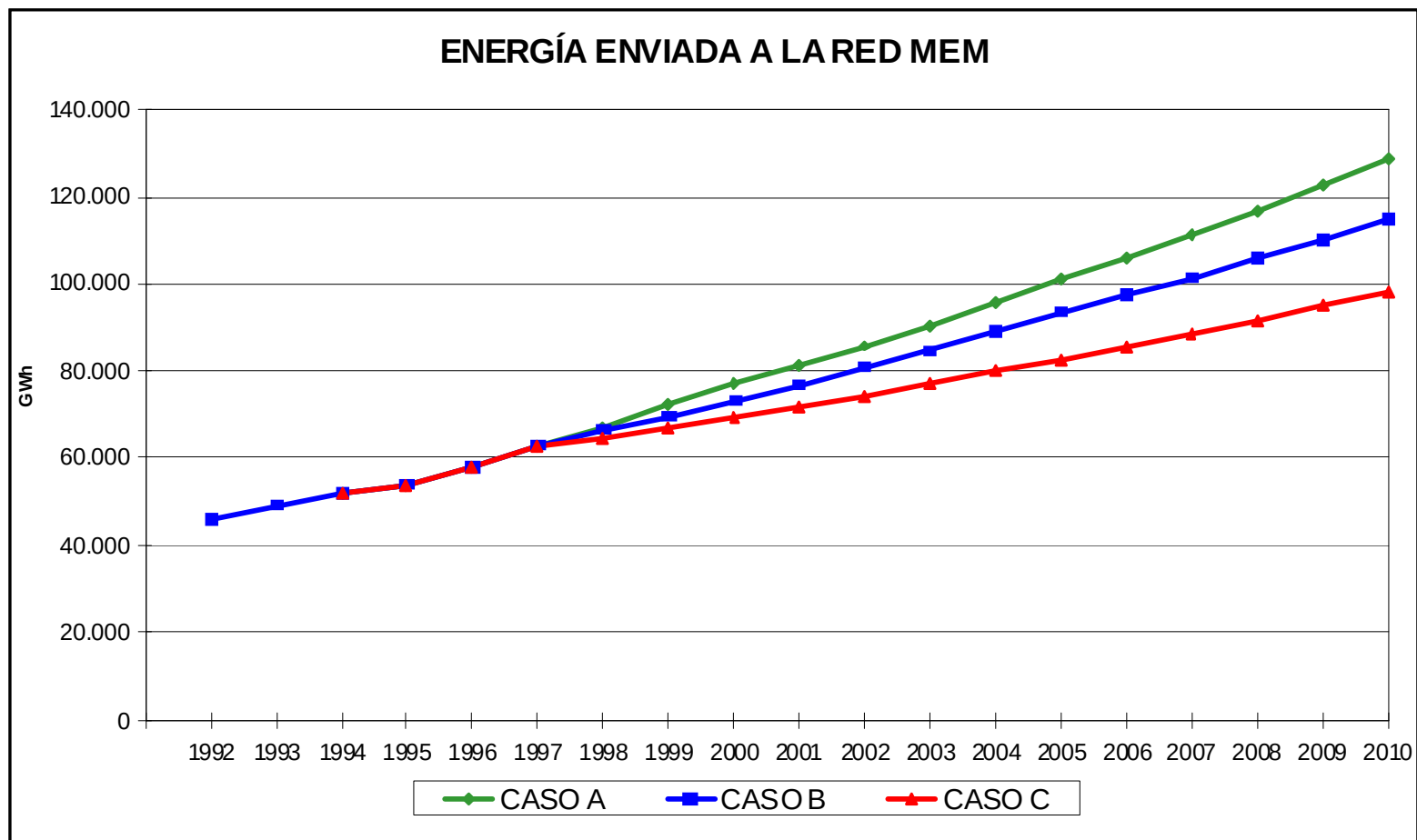
A continuación se presenta un resumen de los casos planteados para la demanda del MEM.

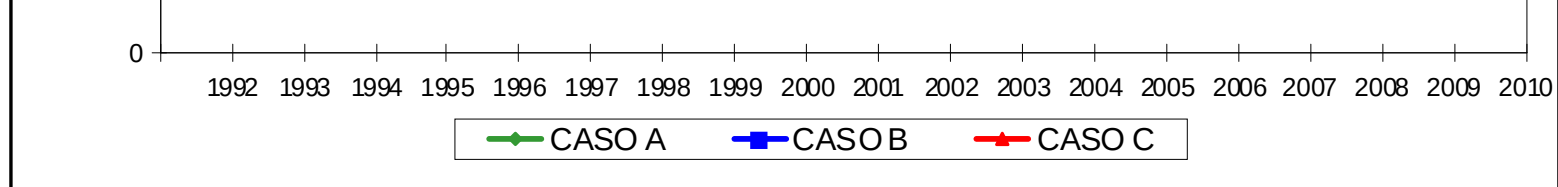
ENERGIA ENVIADA A LA RED MEM

	GWh			TASAS DE CRECIMIENTO		
	A	B	C	A	B	C
1997	62.696	62.696	62.696			
1998	67.398	66.340	64.890	7.5%	5.8%	3.5%
1999	72.453	69.657	67.161	7.5%	5.0%	3.5%
2000	77.887	73.140	69.512	7.5%	5.0%	3.5%
2002	85.871	80.637	74.463	5.0%	5.0%	3.5%
2005	99.406	93.347	82.558	5.0%	5.0%	3.5%
2010	126.870	119.137	98.053	5.0%	5.0%	3.5%

TASAS ANUALES ACUMULADAS

PERIODO	A	B	C
2000-1997	7.5%	5.3%	3.5%
2005-2000	5.0%	5.0%	3.5%
2010-2005	5.0%	5.0%	3.5%
2010-1997	5.6%	5.1%	3.5%





5.3. Demanda Neta del MEM

En el *Cuadro N° 6* se presentan los escenarios de las demandas regionales del MEM, en términos de Energía Enviada a la Red (Demanda Neta), para el caso B (demanda media), consistente con el respectivo escenario socioeconómico.

Los escenarios regionales de demanda de energía eléctrica se han elaborado a partir de los siguientes criterios analíticos:

- La división del país en regiones eléctricas.
- Los escenarios macroeconómicos planteados a través de la evolución de la variable explicativa PBI.
- Las hipótesis generales de escenario para las economías regionales elaborados por el MEyOSP.
- Los resultados obtenidos de la proyección de demanda de energía eléctrica, desarrollado en el punto 2.2 de este informe, que surgen de la aplicación del modelo [MAED](#) y del modelo econométrico.
- Los pronósticos de corto plazo, a nivel de Demanda Neta, período 1997-1999, elaborados por los agentes del MEM para CAMMESA, y utilizados por ésta para la elaboración de las Programaciones Estacionales del MEM.
- Los análisis realizados sobre la evolución de la energía eléctrica facturada para las distintas jurisdicciones, en el período 1980-1996, a partir de información producida por la Subsecretaría de Energía, que permitieron elaborar ejercicios tendenciales a nivel regional.
- Las hipótesis de escenario adoptadas para la evolución de la demanda de energía eléctrica en las distintas regiones eléctricas para el mediano y largo plazo.
- El análisis histórico de la estructura regional de la demanda.
- Las demandas extratendenciales, como es el caso del emprendimiento minero Bajo de La Alumbraera, a desarrollarse en la provincia de Catamarca. Se estima que en el primer año de operación las demandas de energía alcanzarán a 640 GWh y en el 2000 se superarían los 1.010 GWh. Es importante señalar que la incorporación de este gran usuario al sistema, en condición de pleno funcionamiento, implicaría un requerimiento adicional de energía del 29,2% de la demanda actual del NOA.

CUADRO N° 2

CASO A - ESCENARIO ALTO
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	24.982	27.651	32.639	40.872
COMERCIAL	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	17.588	19.453	22.640	30.256
INDUSTRIAL	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	28.563	31.869	37.030	48.314
AGROPECUARIO	384	384	435	457	469	630	695	805	1.027
TRANSPORTE	278	275	299	344	420	477	512	558	674
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	72.240	80.180	93.672	121.143

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	34,6%	34,5%	34,8%	33,7%
COMERCIAL	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	24,3%	24,3%	24,2%	25,0%
INDUSTRIAL	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	39,5%	39,7%	39,5%	39,9%
AGROPECUARIO	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%
TRANSPORTE	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1996 - 2000	2000 -2005	2005 -2010	2010 -1995
RESIDENCIAL		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	9,1%	5,5%	4,6%	6,0%
COMERCIAL		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	8,1%	5,2%	6,0%	6,5%
INDUSTRIAL		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	5,7%	5,3%	5,5%	5,5%
AGROPECUARIO		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	7,7%	5,0%	5,0%	5,5%
TRANSPORTE		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	3,2%	3,2%	3,9%	4,6%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	7,4%	5,3%	5,3%	5,9%

CUADRO N° 3

CASO B - ESCENARIO MEDIO
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	23.761	26.165	30.570	38.402

COMERCIAL	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	16.576	18.521	21.825	29.005
INDUSTRIAL	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	26.721	29.683	34.378	44.552
AGROPECUARIO	384	384	435	457	469	577	636	736	940
TRANSPORTE	278	275	299	344	420	453	488	512	593

TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	68.088	75.494	88.021	113.492
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	34,9%	34,7%	34,7%	33,8%
COMERCIAL	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	24,3%	24,5%	24,8%	25,6%
INDUSTRIAL	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	39,2%	39,3%	39,1%	39,3%
AGROPECUARIO	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TRANSPORTE	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,6%	0,5%

TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1996 - 2000	2000 -2005	2005 -2010	2010 -1995
RESIDENCIAL		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	7,7%	5,2%	4,7%	5,5%
COMERCIAL		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	6,6%	5,7%	5,9%	6,2%
INDUSTRIAL		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	3,9%	5,2%	5,3%	4,9%
AGROPECUARIO		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	5,3%	5,0%	5,0%	4,9%
TRANSPORTE		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	1,9%	2,4%	3,0%	3,7%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	5,8%	5,3%	5,2%	5,4%

CUADRO N° 4

CASO C - ESCENARIO BAJO
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	22.845	24.802	27.296	31.762
COMERCIAL	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	14.992	16.593	18.856	22.657
INDUSTRIAL	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	25.788	27.182	30.504	37.672
AGROPECUARIO	384	384	435	457	469	545	580	645	784
TRANSPORTE	278	275	299	344	420	442	453	488	535
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	64.612	69.610	77.788	93.410

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	2000	2002	2005	2010
------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	35,4%	35,6%	35,1%	34,0%
COMERCIAL	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	23,2%	23,8%	24,2%	24,3%
INDUSTRIAL	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	39,9%	39,0%	39,2%	40,3%
AGROPECUARIO	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TRANSPORTE	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1996 - 2000	2000 -2005	2005 -2010	2010 -1995
RESIDENCIAL		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	6,7%	3,6%	3,1%	4,2%
COMERCIAL		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	3,9%	4,7%	3,7%	4,4%
INDUSTRIAL		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	3,0%	3,4%	4,3%	3,7%
AGROPECUARIO		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	3,8%	3,4%	4,0%	3,7%
TRANSPORTE		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	1,3%	2,0%	1,8%	3,0%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	4,5%	3,8%	3,7%	4,1%

CUADRO N° 5

**ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
ENERGIA ENVIADA A LA RED SERVICIO PUBLICO. EN GWh**

CASO A

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA
		%		%		%		%		%
1997	67.854	7,2%	3.957	6,0%	298	4,0%	902	-40,2%	62.696	8,5%
1998	73.055	7,7%	4.392	11,0%	308	3,2%	956	6,0%	67.398	7,5%
1999	78.614	7,6%	4.830	10,0%	317	2,8%	1.013	6,0%	72.453	7,5%
2000	84.266	7,2%	4.985	3,2%	325	2,5%	1.069	5,5%	77.887	7,5%
2002	92.705	4,9%	5.309	3,2%	341	2,5%	1.184	5,2%	85.871	5,0%
2005	106.980	4,9%	5.835	3,2%	367	2,5%	1.371	5,0%	99.406	5,0%
2010	135.866	4,9%	6.831	3,2%	415	2,5%	1.750	5,0%	126.870	5,0%

CASO B

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1997	67.853	7,2%	3.957	6,0%	298	4,0%	902	-40,2%	62.696	8,5%
1998	71.987	6,1%	4.392	11,0%	308	3,2%	947	5,0%	66.340	5,8%
1999	75.798	5,3%	4.830	10,0%	317	2,8%	994	5,0%	69.657	5,0%
2000	79.455	4,8%	4.951	2,5%	325	2,5%	1.039	4,5%	73.140	5,0%
2002	87.295	4,8%	5.202	2,5%	338	2,0%	1.119	3,7%	80.637	5,0%
2005	100.529	4,8%	5.602	2,5%	358	2,0%	1.222	3,0%	93.347	5,0%
2010	127.288	4,8%	6.338	2,5%	396	2,0%	1.417	3,0%	119.137	5,0%

CASO C

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1997	67.853	7,2%	3.957	6,0%	298	4,0%	902	-40,2%	62.696	8,5%
1998	70.528	3,9%	4.392	11,0%	308	3,2%	938	4,0%	64.890	3,5%
1999	73.283	3,9%	4.830	10,0%	317	2,8%	976	4,0%	67.161	3,5%
2000	75.729	3,3%	4.883	1,1%	325	2,5%	1.010	3,5%	69.512	3,5%
2002	80.858	3,3%	4.991	1,1%	338	2,0%	1.066	2,8%	74.463	3,5%
2005	89.207	3,3%	5.158	1,1%	358	2,0%	1.133	2,0%	82.558	3,5%
2010	105.150	3,3%	5.448	1,1%	396	2,0%	1.253	2,0%	98.053	3,5%

CUADRO N° 6

ESCENARIO 2 ENERGIA ENVIADA A LA RED SISTEMA ELECTRICO NACIONAL DEMANDAS REGIONALES (en GWh)

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1997	27.526	8.277	2.630	8.236	5.235	4.250	2.589	3.953	62.696
1998	28.956	8.856	2.674	8.660	5.534	4.421	2.782	4.457	66.340

1999	30.409	9.310	2.772	9.077	5.788	4.629	2.957	4.714	69.657
2000	31.747	9.852	2.887	9.573	6.063	4.877	3.136	5.005	73.140
2002	34.602	11.048	3.135	10.589	6.661	5.419	3.532	5.650	80.637
2005	39.374	13.114	3.548	12.301	7.667	6.345	4.222	6.776	93.347
2010	48.832	17.442	4.356	15.722	9.689	8.250	5.679	9.166	119.137

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONALES

PERIODO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1997-2000	4,9%	6,0%	3,2%	5,1%	5,0%	4,7%	6,6%	8,2%	5,3%
2000-2005	4,4%	5,9%	4,2%	5,1%	4,8%	5,4%	6,1%	6,2%	5,0%
2005-2010	4,4%	5,9%	4,2%	5,0%	4,8%	5,4%	6,1%	6,2%	5,0%
1997-2010	4,5%	5,9%	4,0%	5,1%	4,8%	5,2%	6,2%	6,7%	5,1%

PARTICIPACION REGIONAL EN EL TOTAL

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1997	43,9%	13,2%	4,2%	13,1%	8,3%	6,8%	4,1%	6,3%	100,0%
1998	43,6%	13,3%	4,0%	13,1%	8,3%	6,7%	4,2%	6,7%	100,0%
1999	43,7%	13,4%	4,0%	13,0%	8,3%	6,6%	4,2%	6,8%	100,0%
2000	43,4%	13,5%	3,9%	13,1%	8,3%	6,7%	4,3%	6,8%	100,0%
2002	42,9%	13,7%	3,9%	13,1%	8,3%	6,7%	4,4%	7,0%	100,0%
2005	42,2%	14,0%	3,8%	13,2%	8,2%	6,8%	4,5%	7,3%	100,0%
2010	41,0%	14,6%	3,7%	13,2%	8,1%	6,9%	4,8%	7,7%	100,0%

6. INCORPORACION DE OFERTA

En este capítulo se describen las incorporaciones de oferta eléctrica al MEM que han sido consideradas, y las hipótesis que se establecieron en cada caso.

6.1 Hipótesis sobre Yacyretá

En la C. H. Yacyretá, ubicada sobre el río Paraná en la frontera con Paraguay, está prevista la incorporación de 20 grupos de 155 MW de potencia nominal a máximo salto (cota 83), con una energía media anual de 19.000 GWh.

Hasta octubre de 1997 se han incorporado 17 unidades, y se prevé completar el equipamiento en abril de 1998. Actualmente los turbogrupos pueden producir una potencia limitada (94 MW en invierno, 85 MW en verano) porque operan con salto reducido (correspondiente a cota de embalse 76 metros).

Se supuso que la cota de embalse se incrementa a 83 metros en el año 2002, lo que equivale a una incorporación de potencia de 700 MW adicionales.

6.2. Ingresos Declarados

Se ha considerado que ingresan al sistema todos los proyectos declarados, diferenciando aquellos que se incorporan como nuevos agentes (2.829 MW), las ampliaciones de los existentes (2.255 MW) y los ingresos de centrales actualmente en construcción (1.006 MW).

En el caso de nuevos agentes, se incluyen todos aquellos cuya solicitud ha sido aprobada por la Secretaría de Energía, con las fechas declaradas de posible ingreso.

Las ampliaciones de centrales de agentes ya existentes son informadas al ENRE, y se consideran también con las fechas estimadas de incorporación al MEM. En ambos casos se trata exclusivamente de proyectos térmicos que se incorporarían con inversiones del sector privado.

En cuanto a las centrales en construcción, se trata de proyectos iniciados por el Estado Nacional. La C.H. Pichi Picún Leufú ha sido preadjudicada el 10 de octubre de 1997, y se considera la fecha de ingreso prevista en el contrato de concesión. La central nuclear Atucha II está aún en proceso de privatización, hecho que podría modificar las hipótesis de ingreso que a la fecha se están considerando.

En el *ANEXO G* se presentan las fichas técnicas con una descripción sintética de cada proyecto.

Nuevos agentes

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGRESO OPERACION
CMS-ENSENADA (*)	BUENOS AIRES	TG	130	MED. 1997
GENELBA	BUENOS AIRES	TG	440	MED. 1997
		TV	220	FIN 1997
PLUSPETROL	TUCUMAN	TG	144	MED. 1997
		TV	150	MED. 1998
HIE-ARGENER (*)	BUENOS AIRES	TG	180	FIN 1997
CEBAN	BUENOS AIRES	CC	720	2000
PARANA (San Nicolás)	BUENOS AIRES	CC	845	2000
TOTAL			2.829	

(*) COGENERADOR

Ampliaciones

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGR. OPERACION
MENDOZA	MENDOZA	CC	285	MED. 1998
PUERTO	CAP. FEDERAL	CC	800	1999
COSTANERA	CAP. FEDERAL	CC	850	1999
DOCK SUD	G.B.A.	CC	780	2000/2001
TOTAL			2.255	

En construcción

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGR. OPERACION
PICHI PICUN LEUFU	NEUQUEN	HI	261	2000
ATUCHA II	BUENOS AIRES	NU	745	2004
TOTAL			1.006	

6.3. Hipótesis sobre Nuevos Proyectos Térmicos

En el presente ejercicio se ha considerado una fuerte incorporación de equipamiento térmico, consistente en centrales de ciclo combinado de módulo importante, en base a las siguientes razones:

- Mejoras considerables en el rendimiento de los ciclos combinados de última tecnología (en la actualidad se están incorporando equipos que tienen un consumo específico medio de hasta 1.560 kcal/kWh)
- Importante reducción de los costos unitarios de inversión registrados en las unidades de ciclo combinado y turbogas
- Disponibilidad de gas
- Precios de gas relativamente bajos
- Rapidez de instalación y puesta en servicio (lo que favorece una rápida recuperación del capital)

Los ingresos se consideraron concentrados en las áreas Comahue, GBA-BAS, NOA y Cuyo. En el caso de NOA y Comahue existen a la fecha proyectos de ampliación de centrales existentes, que si bien aún no han sido formalmente presentados, es muy posible que se concreten en fecha próxima. En Cuyo, se ha considerado la incorporación de dos módulos de 380 MW hacia finales del período para mantener una adecuada calidad de servicio en la región. El resto de las incorporaciones se efectúa en el nodo Mercado.

6.4. Hipótesis sobre Nuevos Proyectos Hidráulicos

En los escenarios planteados se ha considerado la incorporación de equipamiento predominantemente térmico. Cabe destacar de todas formas que, si bien no se detectan problemas de disponibilidad de gas, las hipótesis de exportación sostenida que se plantean requieren la incorporación de un volumen importante de reservas, que permita asegurar el abastecimiento de la demanda con un margen adecuado de las mismas.

Por otro lado, en lo que hace al funcionamiento del mercado eléctrico, se detecta un fuerte incremento en los requerimientos de punta, para los que las centrales hidráulicas son particularmente aptas. Por lo tanto, en el futuro mejorarían su nivel de competitividad frente a alternativas puramente térmicas.

Dada la vital importancia que tiene el recurso agua para la actividad humana, es responsabilidad del Estado el control de la conservación de su calidad y la compatibilización de usos en las distintas etapas de su desarrollo. Se considera una responsabilidad pública la selección de sistemas de aprovechamientos que permitan la operación racional del recurso hídrico, y el establecimiento de un entorno para algunos parámetros energéticos y físicos (potencia instalada, niveles de embalse, caudales característicos, etc.)

Por ello, se ha previsto reservar para el Estado las primeras etapas del proceso de identificación del recurso (esquema preliminar, inventario y prefactibilidad técnica y económica), dejando bajo responsabilidad del inversor privado las etapas de factibilidad, proyecto básico y proyecto ejecutivo.

La República Argentina posee un potencial hidroeléctrico identificado de aproximadamente 170.000 GWh/año, de los cuales 130.000 GWh/año corresponden a proyectos inventariados que han alcanzado un grado heterogéneo de desarrollo. Los mismos han sido ejecutados en distintas épocas y por diversos equipos técnicos, con grados de avance variables y criterios técnicos y económicos que en general han sido superados. Esos estudios deberán ser actualizados en el marco del ordenamiento vigente y con las expectativas presentes de evolución del Sector Eléctrico. Dentro del potencial inventariado, 35.000 GWh/año corresponden a obras ya construidas o en construcción.

En todos los casos se deberá efectuar un profundo estudio del impacto ambiental e implementar una gestión adecuada a lo largo de la construcción y operación.

En particular, cabe mencionar el caso de algunos aprovechamientos importantes en el marco de la integración regional.

El **Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí** fue incluido en el *PROTOCOLO DE INTENCIONES ENTRE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REPUBLICA ARGENTINA SOBRE INTEGRACION EN MATERIA ENERGETICA*, suscripto el 9 de abril de 1996, que

en su punto N°2 reafirma el interés en la concreción de este aprovechamiento y compromete la modificación del Tratado y la elaboración de recomendaciones jurídicas, técnicas, operativas y comerciales para viabilizar la concreción del proyecto mediante el otorgamiento en concesión para su construcción, mantenimiento y operación por capitales privados de riesgo.

En abril de 1997 fue suscripta la *Declaración de Río de Janeiro*, que reafirma las instrucciones impartidas en el Protocolo de Intenciones mencionado, y ordena además la ejecución de las evaluaciones técnicas y económicas que permitan viabilizar el objetivo de privatización, atribuyendo un tratamiento prioritario a las cuestiones ambientales.

Los estudios sobre el tramo limítrofe del Alto Uruguay se iniciaron en 1972. En 1988 fue concluido el proyecto básico de Garabí, que preveía una potencia instalada de 1.800 MW y una generación media anual de 6.080 GWh. Con posterioridad a esa fecha se efectuaron algunos estudios ambientales y de optimización del proyecto.

Como consecuencia de los compromisos asumidos por los Estados, se constituyó un grupo de trabajo binacional encargado de elaborar las recomendaciones encomendadas en el Protocolo de Intenciones. Por otra parte, en el ámbito de la Secretaría de Energía, entre julio y agosto de 1996 se efectuó el análisis del proyecto básico, tanto en sus aspectos técnicos como ambientales, con el objeto de definir pautas para su ajuste por parte del inversor privado. Algunas de las principales conclusiones consisten en la recomendación de efectuar un estudio completo de impacto ambiental, revisar en ese marco el nivel máximo de embalse, y reestudiar el nivel óptimo de potencia instalada.

Cuando finalice la etapa de revisión conjunta y se firmen los correspondientes acuerdos y protocolos binacionales, se estará en condiciones de elaborar los pliegos licitatorios.

El proyecto ***de Aprovechamiento Hidroeléctrico Binacional Corpus Christi*** prevé la construcción de un cierre sobre el río Paraná, aguas arriba de la ciudad de Posadas (Provincia de Misiones), en el tramo limítrofe con la República del Paraguay. El proyecto finalizado en 1982 preveía una potencia instalada de 4.600 MW, con una energía media anual del orden de 20.100 GWh/año. Estudios posteriores mostraron que es conveniente reducir el número de máquinas hasta una potencia del orden de 2.900 MW. Por otra parte, la traza adoptada en el proyecto original ha sido descartada, y actualmente se están analizando otras alternativas de ubicación de las obras, aguas arriba de la anterior.

El 9 de junio de 1995 las Repúblicas de Bolivia y Argentina suscribieron el ***Acuerdo para el Aprovechamiento Múltiple de los Recursos de la Alta Cuenca del Río Bermejo y del Río Grande de Tarija***, en San Ramón de la Nueva Orán, Salta. Mediante Ley 24.639 del 9 de mayo de 1996, se aprobó dicho Acuerdo y se creó la Comisión Binacional correspondiente, presidida por representantes de ambas Cancillerías. La misma es responsable de ofrecer a inversores privados la concesión para la construcción y explotación de tres emprendimientos: *Cambarí*, sobre el Río Tarija, con una potencia prevista de 102 MW y Energía Media Anual (E.M.A.) de 543 GWh, y

sobre el Río Bermejo los cierres *Las Pavas* (P.I. 88 MW, E.M.A. 372 GWh) y *Arrazayal* (P.I. 93 MW, E.M.A. 423 GWh).

El Proyecto Básico del **Aprovechamiento Hidroeléctrico Paraná Medio Chapetón** fue concluido en 1983. Es uno de los dos cierres que se proyectaron para el aprovechamiento hidroeléctrico del Paraná Medio (tramo del río comprendido entre la confluencia con el río Paraguay y las ciudades de Santa Fe y Paraná). Prevé la construcción de obras principales de cierre y control sobre el río Paraná, aproximadamente 30 km aguas arriba de las ciudades mencionadas, cierres laterales y obras complementarias. La potencia instalada prevista en el proyecto original es de 3.000 MW, y la generación media anual 18.600 GWh.

Como consecuencia de una propuesta presentada por un grupo inversor privado, que manifestó su interés en la construcción y operación del aprovechamiento Chapetón como inversión de riesgo, y comprometió la ejecución de un estudio de factibilidad técnica, económica y ambiental del proyecto a su exclusivo costo, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó el 26 de marzo de 1996 el Decreto N°292, que declara de Interés Nacional la evaluación y seguimiento de la propuesta presentada, crea una comisión de evaluación y seguimiento específica, y aclara que esa medida no originará gastos ni compromisos al Estado Nacional.

Como resultado de la actualización y profundización de los estudios, podrían modificarse los niveles del embalse, la potencia instalada y la generación media anual.

A diferencia de la edición anterior del presente informe, donde sólo se había considerado el ingreso de equipamiento térmico, en esta oportunidad se ha incorporado oferta hidroeléctrica. En el año 2004 se incluye el aprovechamiento de los ríos Tarija y Bermejo, en su tramo internacional, centrales Las Pavas, Arrayazal y Cambarí, que totalizan 283 MW y se encuentran en proceso de licitación, y hacia el fin del período analizado, se agregan 19.000 GWh adicionales, ejemplificados en este caso por el proyecto Corpus Christi.

6.5. Hipótesis sobre la Expansión del Transporte

Ver Guías de Referencia de los Transportistas.

7. INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LA REGION

Resumen elaborado sobre la base de *Simulaciones de Operación de Mediano y Largo Plazo, 1997 - 2005* de CAMMESA.

El sector eléctrico argentino se encuentra en inmejorables condiciones para proveer reserva de potencia a Brasil, en términos altamente competitivos. Será necesario que CAMMESA y las empresas de transporte analicen, en la siguiente etapa de evaluación, la posibilidad de exportaciones más amplias, que permitan el suministro de gas de la cuenca Noroeste o reserva de potencia del Sistema Eléctrico Argentino a Brasil, en cantidades muy superiores a las evaluadas en este informe, así como la concreción de interconexiones más importantes con Chile, y exportaciones a Brasil a través de Uruguay.

7.1. Intercambio Argentina - Brasil

Se plantean dos hipótesis de exportación a Brasil: 2.500 MW y 1.000 MW. Estas exportaciones se han simulado como demandas firmes.

Las condiciones de competencia y la apertura implementadas en el mercado eléctrico argentino permitieron mejorar la disponibilidad del parque térmico existente, así como el ingreso de nuevos proyectos en cantidad superior al crecimiento de la demanda, generándose excedentes de potencia térmica.

Un factor clave, asociado al ingreso de nuevos grupos térmicos, es la disponibilidad y precio del gas natural, así como los costos y tiempos de instalación de los nuevos ciclos combinados.

Los excedentes de generación térmica en el mercado argentino presentan costos competitivos respecto a las alternativas de la región. Esta situación, y la necesidad del sistema Sur - Sudeste - Centro - Oeste de Brasil de contar con respaldo para el abastecimiento de su demanda ante bajas hidráulidades, favorece el posible intercambio entre los dos países. Asimismo, los excedentes de generación hidráulica de Brasil encuentran un mercado alternativo en la Argentina.

Por otra parte, el marco regulatorio argentino en materia de importación y exportación de energía eléctrica permite concretar, previa autorización de la Secretaría de Energía, intercambios firmes por contratos (potencia y energía) en el Mercado a Término del MEM e intercambios de oportunidad (excedentes de energía) en el Mercado Spot del MEM.

Las factibilidades antes citadas se ven limitadas por los costos de las interconexiones a realizar y los excedentes en la capacidad de transporte de los sistemas existentes.

La potencia posible de intercambiar considerando las limitaciones antes citadas representa un porcentaje relativamente bajo de la demanda del sistema Sur - Sudeste - Centro - Oeste brasileño.

La gran capacidad de almacenar energía en los embalses del sistema brasileño frente a su demanda propia le permite desplazar energía hidráulica disponible de un período del año a otro, dependiendo de la hidráulidad y de las políticas operativas que se adopten. Dentro de estas políticas se encuentran los probables intercambios internacionales, los que dadas las características antes señaladas serán de un sentido uniforme durante períodos relativamente largos (exportación de excedentes hidráulicos en años ricos e importación de energía en años pobres).

El sistema brasileño presenta oscilaciones muy pronunciadas de sus costos marginales, asociadas a la reserva de agua en los embalses. Durante períodos muy largos el costo marginal es cero (condición de vertimiento), y en otros períodos, también extensos, cuando la

reserva de los embalses se reduce significativamente y persisten las condiciones de sequía, el costo marginal se aproxima al costo de falla. Ambas situaciones suelen producirse durante varios meses consecutivos e, incluso, podrían extenderse a varios años. Las mismas condiciones se presentarían para el intercambio.

En base a lo anterior, de los múltiples escenarios posibles de intercambio, se podrían identificar tres estados característicos: importación o exportación plena, o intercambio nulo, los cuales se describen a continuación.

Brasil Pobre y con bajas reservas hidráulicas: En este estado, Brasil requiere importación plena del mercado argentino durante todo el año.

Brasil con Bajas Reservas hidráulicas: En este estado, Brasil requiere importación plena del mercado argentino en el período mayo - octubre.

Brasil Rico: En este estado, Brasil tiene excedentes exportables principalmente en el período de verano.

Los intercambios de energía que resulten de la operación real, para una capacidad determinada de la interconexión, dependerán de la probabilidad de ocurrencia de cada una de las situaciones señaladas y de las intermedias.

CAMMESA señala que sobre la base de la información hidrológica disponible del sistema brasileño, se estima que la probabilidad de ocurrencia de los intercambios plenos en uno u otro sentido sería la siguiente:

Exportación plena a Brasil:

- durante todo el año, 20%
- durante el invierno, 20%

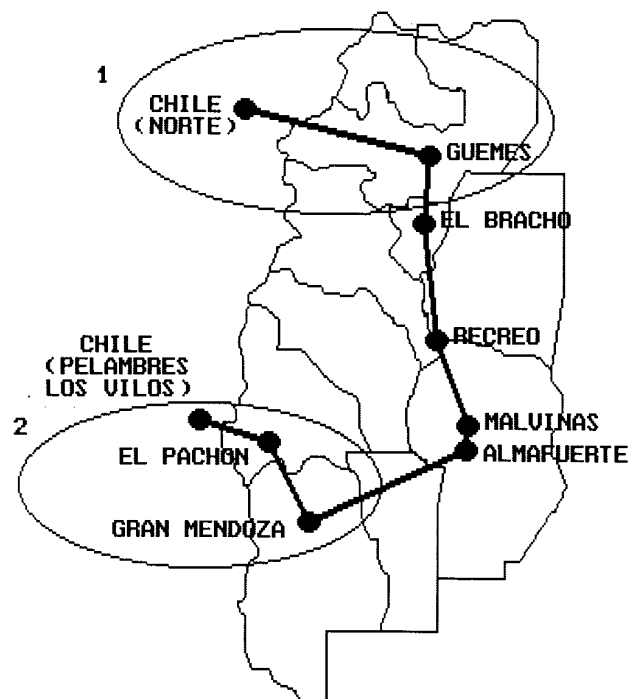
Exportación plena a Argentina restringida por el transporte argentino:

- durante el verano, 20%

El 40% complementario comprendería al resto de las múltiples situaciones de intercambio posibles.

7.2. Intercambios con Chile

Las dos interconexiones consideradas se detallan en el siguiente gráfico:



En un principio, las mismas están planteadas como subsistemas aislados del MEM vinculados a nuevas instalaciones de generación.

7.2.1. Interconexión Area Norte de Chile

La primera interconexión, prevé abastecer un área del norte de Chile (demanda asociada a proyectos mineros) desde la provincia de Salta (próxima a la localidad de Güemes), por medio de un sistema de transmisión de 345 kV y la instalación de una nueva central del tipo ciclo combinado ubicada en las proximidades de la Subestación Güemes del S.A.D.I.

A continuación se resumen las principales variables de este proyecto:

- Demanda Chile (Norte): 300 MW abril 1999 / 600 MW enero 2001
- Factor de carga: 0.913
- Potencia instalada térmica Nueva Güemes: 300 MW en 1999 / 600 MW en 2001.
- Tensión del vínculo eléctrico: 345 kV
- N° de ternas: 1
- Longitud: 408 km (Salta - Sico 265 km; Sico - Atacama 143 km)
- Compensación reactiva de las líneas: 70 MVAR en Salta y 70 MVAR en Atacama

La Resolución SEyP N° 145/97 ha otorgado la autorización para el ingreso de Termoandes SA como agente generador del MEM, en su carácter de titular de la central térmica Nueva Güemes, para exportar energía eléctrica a la República de Chile sin vincularse inicialmente al SADI.

La operación de este sistema aislado del SADI, no afecta la calidad ni la seguridad del mismo.

Esta nueva generación y transporte permitirá abastecer parte de la demanda del Sistema Interconectado Norte Grande de Chile. Dicho sistema presentaría un crecimiento para el quinquenio 1996 -2000 de alrededor del 60%, lo que representa aproximadamente 350 MW medios.

Esta generación reemplazaría potencial nuevo equipamiento carbonero como medio de abastecimiento del área.

Operando en forma aislada del SADI, los eventuales inconvenientes estarían en el abastecimiento de la demanda comprometida, la cual quedaría a expensas de la disponibilidad de la línea y/o de la generación.

El beneficio de una posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindarle a una parte de la futura demanda, ante la pérdida eventual de generación (Nueva Güemes), además de permitir colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación. Como toda integración, ésta permite optimizar los recursos existentes en ambos sistemas, minimizando costos y riesgos.

CAMMESA estima que el área NOA, con el sistema de transporte actual, podría soportar una carga adicional del orden de 100/150 MW hasta la entrada en servicio de los nuevos generadores o ante un desenganche de los mismos, para lo cual deberían existir los elementos de transformación adecuados a tal fin.

Si operase en paralelo con el SADI, la potencia adicional incrementaría la inercia del área NOA, y consecuentemente disminuiría la capacidad de exportación del área por los límites combinados con otros corredores, básicamente con el del corredor Comahue - GBA.

La operación interconectada requeriría automatismos para proteger la integridad del sistema regional ante pérdidas de generación, demandas o líneas. Ampliando la capacidad de transporte entre Güemes y Bracho disminuirían los problemas planteados.

7.2.2. Interconexión Area Cuyo

Se trata de la alimentación a la explotación minera denominada El Pachón, ubicada en la provincia de San Juan cerca del límite con la República de Chile, así como una explotación similar del lado chileno, en Los Pelambres.

Se plantea un sistema de 220 kV conectado por el lado argentino a una futura generación de ciclo combinado en la localidad de Cañada Honda y del lado chileno, a Los Pelambres. Eventualmente se construiría un vínculo similar desde allí, continuando hasta la actual estación Los Vilos.

A continuación se resumen las principales variables de este proyecto:

Demandas:

- El Pachón (Argentina): 85 MW media / 100 MW máxima
- Los Pelambres (Chile): 80 MW media / 100 MW máxima
- Hacia Los Vilos (Chile): 60 MW

Potencia Instalada Térmica en Cañada Honda: 300 MW

Sistema de Transporte:

- Tensión: 220 kV
- Nº de ternas: 2 (doble circuito)
- Longitud ternas: Cañada Honda - Pachón 250 km
Pachón - Pelambres 20 km
Pelambres - Los Vilos 150/160 km sin compensación reactiva de las líneas.

La operación de este sistema aislado del SADI, no afecta la calidad ni la seguridad del mismo.

Esta nueva generación y transporte permitiría abastecer parte de la demanda del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Dicho sistema presenta una tasa de crecimiento anual del orden del 7% y una demanda de 2.500 MW medios. La oferta es fundamentalmente de origen hidráulico, cuya participación puede variar entre el 60% hasta valores superiores al 90%, dependiendo esto de la hidraulicidad y el estado de sus embalses.

CAMMESA estima en el orden de los 100 MW el aporte al SIC mediante esta interconexión.

El beneficio de la posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindar a la futura demanda, ante la pérdida eventual de generación en Cañada Honda. Además, la interconexión, seccionando la línea de 220 kV entre Cruz de Piedra y San Juan en la futura ET Cañada Honda, permitiría colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación y posibilitaría intercambios de reactivo. Esto mejoraría la calidad de servicio de la provincia de San Juan.

El planteo de la vinculación entre ambos sistemas no sería factible sin la adecuada ampliación del sistema de transporte argentino hasta la ET Cañada Honda.

Por un lado se requeriría el refuerzo del vínculo entre Cañada Honda y Cruz de Piedra y/o Gran Mendoza. En la actualidad este sistema, que alimenta a la provincia de San Juan, se encuentra muy exigido.

Por otra parte, dado que la región eléctrica Cuyo es netamente importadora, se debería realizar el análisis de la interconexión planteada, en el contexto del abastecimiento a esta región.

Sin las ampliaciones requeridas, sólo se podría abastecer en forma radial una pequeña proporción de la demanda de El Pachón, dada la actual exigencia sobre el sistema de transporte que alimenta a la provincia de San Juan.

En el caso de operar radial desde el sistema argentino, sería necesario plantear compensación en el nuevo subsistema para poder operar las tensiones dentro del rango especificado de $\pm 5\%$.

La operación interconectada requeriría automatismos para proteger la integridad del sistema regional ante pérdidas de generación, demandas o líneas.

8. SIMULACIONES DEL SADI

Se presentan a continuación los resultados obtenidos de las simulaciones del sistema nacional, para el período 1998-2010, considerando los años de corte 1998, 1999, 2000, 2002, 2005 y 2010.

En los puntos anteriores se describieron las hipótesis planteadas para la prospectiva del sector eléctrico, pero debe tenerse en cuenta que las mismas fueron establecidas en un marco general, donde se analizó la influencia que tendrían en este subsector factores tales como: precios de gas y combustibles líquidos, evolución de la producción y las reservas de los mismos, capacidad de gasoductos, alternativas de exportación de gas a países limítrofes, etc. Estas consideraciones están resumidas en el capítulo *Escenarios de demanda y oferta de gas natural*.

8.1. Resultados Generales

El fuerte ingreso de generación previsto hasta el año 2000, con centrales de ciclo combinado de alto rendimiento, la entrada en servicio de la cuarta terna del corredor Comahue-GBA y el ingreso de máquinas de Yacyretá, producen excedentes de potencia térmica, con una tendencia declinante de los precios.

Después del 2000, los precios presentan una tendencia a la suba, consecuencia de los supuestos adoptados en cuanto al crecimiento de la demanda, incremento del tiempo de restricción invernal de gas e hipótesis de incorporación de equipamiento térmico.

Los nuevos ciclos combinados desplazan horas de funcionamiento de los grupos turbo vapor (TV) actuales con la consiguiente disminución del consumo específico promedio del parque. El mayor o menor despacho en invierno de grupos TV depende del nivel de exportación del escenario considerado.

Las expansiones de la capacidad de transporte del sistema troncal de gasoductos acompañan el crecimiento de los picos invernales de la demanda firme. Dada la característica de consumidor marginal de gas que tienen las centrales eléctricas, la disponibilidad de gas para usinas se ve limitada en los meses de invierno debido a las restricciones que impone el sistema de gasoductos troncales. El consumo de combustible alternativo en estos meses crece en el largo plazo. Esta situación podría modificarse en la medida que los nuevos ciclos combinados pacten condiciones de suministro más cercanos al firme.

Para una exportación de 2.500 MW firmes no se presentan dificultades de abastecimiento.

La importación máxima desde Brasil con Yacyretá en cota 76 y el sistema de transporte actual sería del orden de 500 MW, por limitación de la potencia en el corredor Yacyretá - GBA.

Sobre la base de los análisis realizados por CAMMESA, en lo referente a la calidad de servicio del SADI, cabe destacar el aumento de los límites de transporte del sistema de Comahue ante falla doble en el corredor norte.

Los resultados que a continuación se presentan corresponden, básicamente, a los del escenario 2 (con exportación de 1.000 MW firmes a Brasil).

8.2. Cubrimiento de la Demanda

La C.H. Yacyretá completará su equipamiento en turbinas, a más tardar, hacia mediados de 1998, e incrementará su potencia en alrededor de 400 MW a la cota actual de 76 m, y se sumarán en términos medios 700 MW cuando se eleve el nivel del embalse a cota 83, previsto en principio para el año 2002.

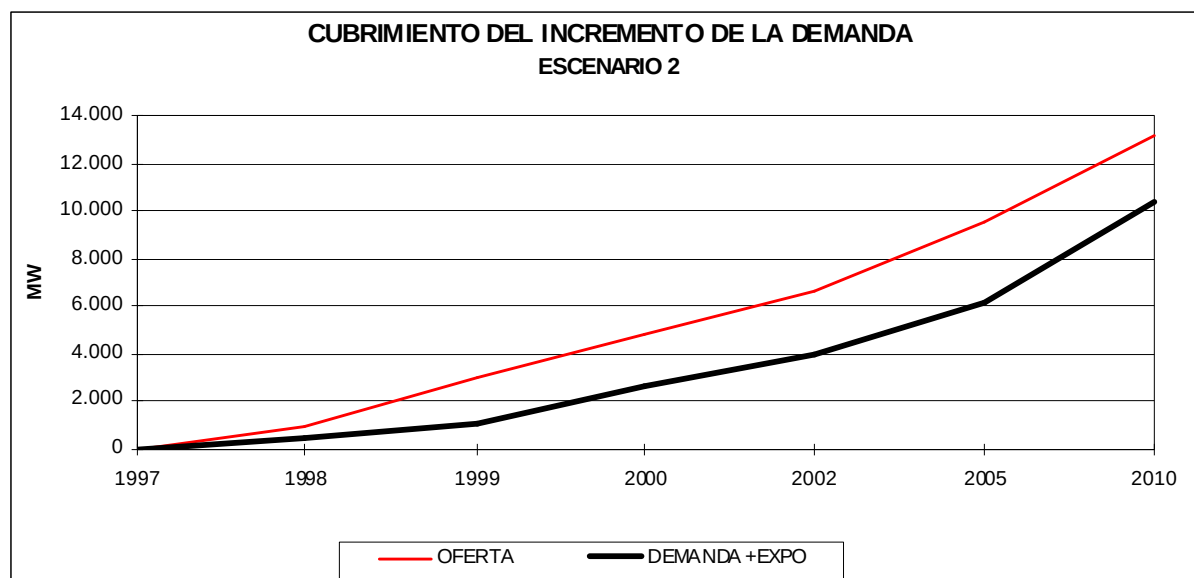
Para el período 1998-2000, el cubrimiento del incremento de la demanda de energía estará dado por el ingreso de nueva generación térmica. Se incorporarán entre 3.300 y 4.800 MW de ciclos combinados, que acompañarán el crecimiento de la demanda y reemplazarán una parte significativa de horas de funcionamiento del parque TV actual de menor rendimiento. En el mediano plazo, en estas condiciones, no se observan dificultades en el cubrimiento de la demanda.

La entrada en servicio de la cuarta terna aumenta en alrededor de 1.000 MW la capacidad de empuntamiento de las centrales hidráulicas de Comahue, mejorando sensiblemente la oferta para el pico del sistema y la optimización posible de los embalses del área.

El incremento de la demanda media, entre los años 2000 y 2005, se puede estimar en un valor entre 1.800 y 3.300 MW, sin contabilizar los intercambios internacionales que se establezcan. Una mayor utilización del parque térmico, junto con la elevación de la cota de Yacyretá a 83 m (que agregaría 700 MW adicionales), el ingreso de Pichi Picún Leufú en el año 2002, de Atucha II, las centrales hidráulicas del Bermejo y ciclos combinados en NOA y GBA en el año 2004, permitirán cubrir las necesidades de generación y exportación con cierta comodidad.

Entre los años 2005 y 2010, la demanda media se incrementará entre 2.000 y 5.000 MW. Para este subperíodo se supuso el ingreso de generación hidroeléctrica, ejemplificada por la C.H. Corpus con 2.880 MW, y de ciclos combinados en Cuyo y GBA, que permitirán sostener el abastecimiento interno y la exportación.

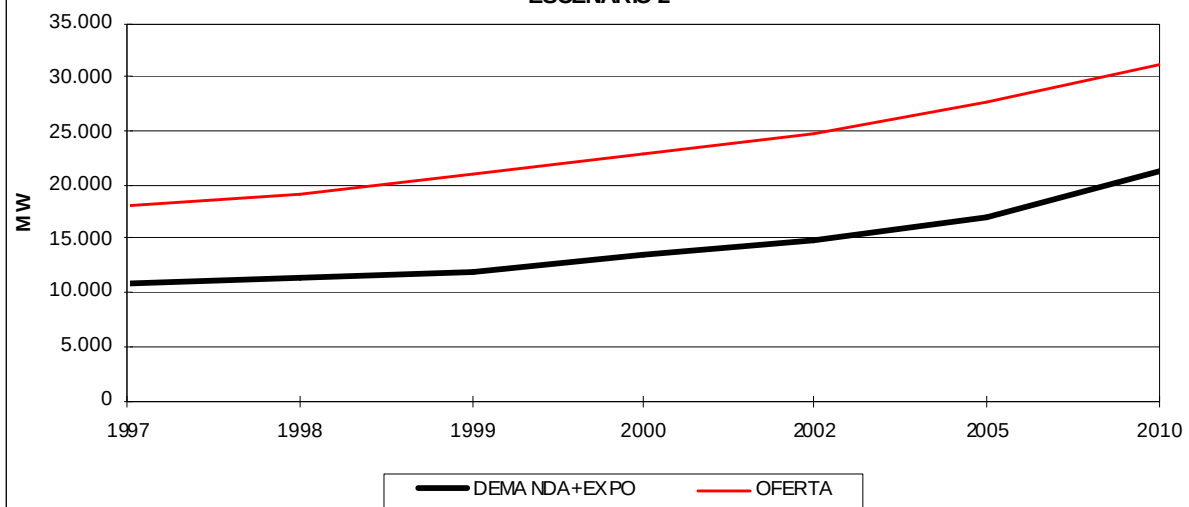
En el siguiente gráfico se presentan los incrementos anuales de demanda, para la banda horaria del pico, y de la nueva oferta para el escenario 2.



El ritmo de incorporación de equipamiento va acompañando el crecimiento del pico del sistema, incluidos los 1.000 MW de exportación a Brasil planteados en el escenario 2.

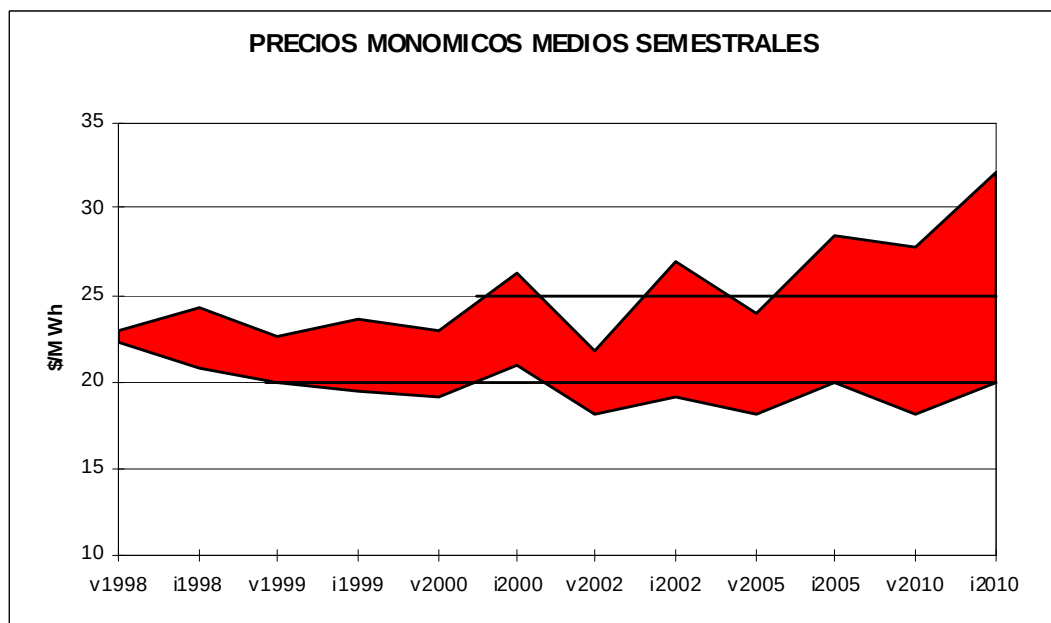
Para el período 1997-2010, el pico de demanda del sistema crecerá a un ritmo de 5,3% a.a., en tanto la incorporación de oferta de generación lo hará a una tasa levemente menor: 4,3% a.a. Sin embargo, un escenario de crecimiento sostenido del pico del sistema, implicaría la necesidad de implementar, hacia el largo plazo, acciones de gestión de la demanda que permitan limitar esta tendencia.

POTENCIA EFECTIVA Y DEMANDA DE PICO
ESCENARIO 2



8.3. Evolución de Precios

La banda sobre la cual se situarían los precios monómicos queda delimitada por las trayectorias de precios correspondientes a los escenarios 1 (hidrología pobre) y 3 (hidrología rica), es decir, los precios medios futuros de la energía variarán entre los correspondientes a los costos variables de producción de turbina a vapor para el caso de alta exportación y demanda, y los de ciclo combinado para el caso de exportación nula o importación y baja demanda.



En los primeros años se observa una sensible disminución de los precios y un posterior aumento a largo plazo, con una variación considerable en función de la hidraulicidad y precios de invierno fuertemente dependientes de la disponibilidad de gas.

Los precios de invierno serán los correspondientes a líquidos para los casos de restricción de gas.

Los precios no sólo dependerán de las variaciones de la demanda interna y de las hidraulicidades, sino también del estado de situación hidráulico del sistema brasileño, el cual determinará el requerimiento de exportación o importación.

8.4. Límites al intercambio internacional

Como se ha identificado en la versión 1996 de la Prospectiva del Sector Eléctrico, el máximo nivel de exportación a Brasil desde el área NEA, con Yacyretá en cota 76, estaría en el orden de 2.500 MW, para la capacidad actual del sistema de transporte.

La limitación se observa en las líneas Rodríguez - Rosario Oeste, y Rodríguez - Campana, que pasan de no estar saturadas en situaciones hidrológicas ricas a estar saturadas en el orden del 30% del tiempo para hidraulicidades pobres.

No obstante, se espera que hacia el mediano - largo plazo se concreten intercambios de mayor magnitud, dadas las ventajas competitivas de la oferta local, que seguramente requerirán la correspondiente adecuación del sistema de transporte.

La máxima importación desde Brasil con Yacyretá en cota 76 y el sistema de transporte actual será del orden de 500 MW, por limitación de la potencia en el corredor Yacyretá - GBA.

8.5. Capacidad de empuntamiento

La cuarta terna aportaría 1.000 MW adicionales de capacidad de empuntamiento de las centrales del Comahue, reducidos por la probable instalación de 400 MW de equipamiento térmico de base en dicha área. Este aumento de potencia transmisible posibilita una mejora en la calidad de la oferta de las centrales hidroeléctricas del área.

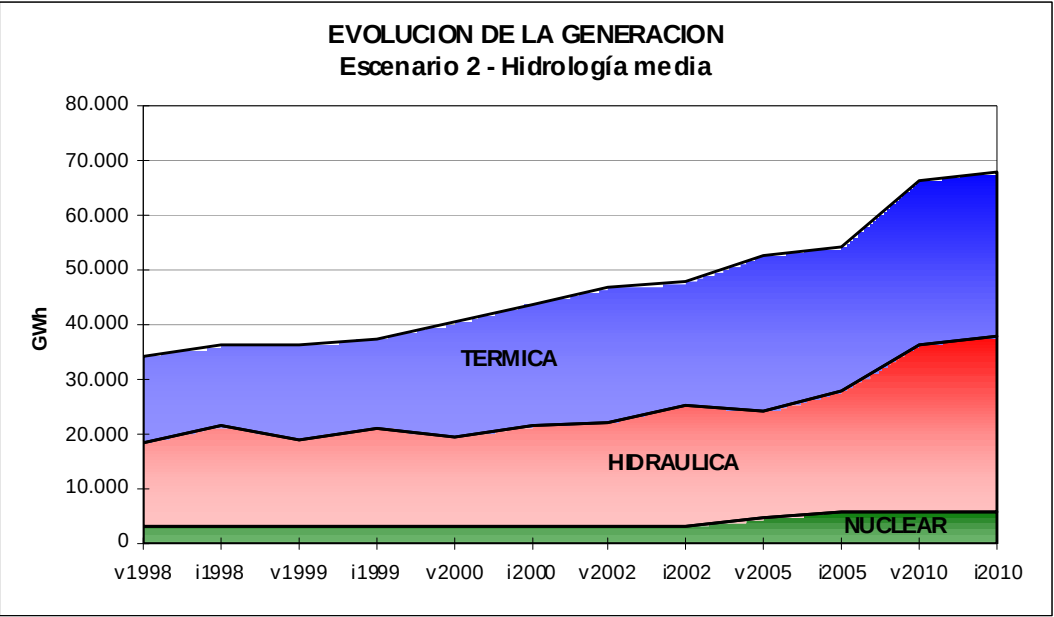
Las necesidades de empuntamiento, a factor de carga constante, se incrementarán a lo largo del tiempo. Estas necesidades deben ser cubiertas por el parque térmico despachado. Esto significa que la decisión de despachar un grupo u otro dependerá no sólo de su costo variable de producción, sino también de su capacidad de empuntamiento.

8.6. Evolución de la Generación

La estructura resultante de la generación se mantendría sin cambios significativos, comparando los años 1998 y 2010. El incremento a cota 83 de la C.H. Yacyretá en el 2002, y el ingreso de generación hidroeléctrica supuesto para el 2010, mantendrían la participación de la componente hidráulica en la estructura de generación. En el año 2010, la estructura de generación resulta: 44,5% térmica, 47,1% hidráulica y 8,4% nuclear.

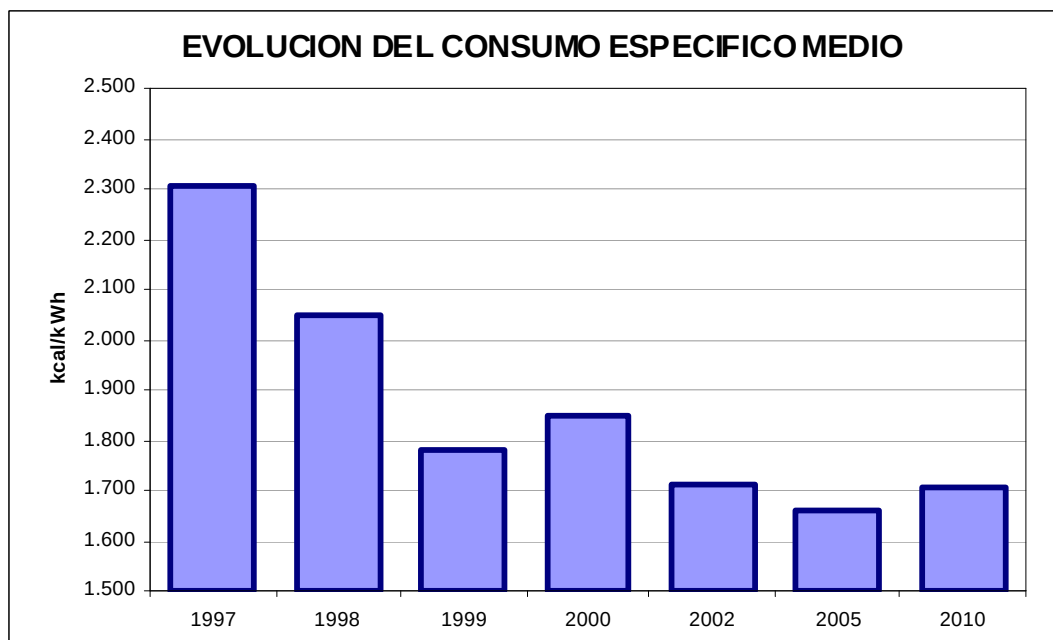
EVOLUCION DE LA GENERACION. Escenario 2 - Hidrología media En GWh

	1998	1999	2000	2002	2005	2010
TERMICA	30,340	33,607	43,149	46,413	55,004	59,810
HIDRAULICA	33,751	33,820	34,651	41,380	41,696	63,380
NUCLEAR	6,437	6,437	6,437	6,437	10,383	11,240
TOTAL	70,528	73,864	84,237	94,230	107,083	134,430



8.7. Consumo Específico Medio

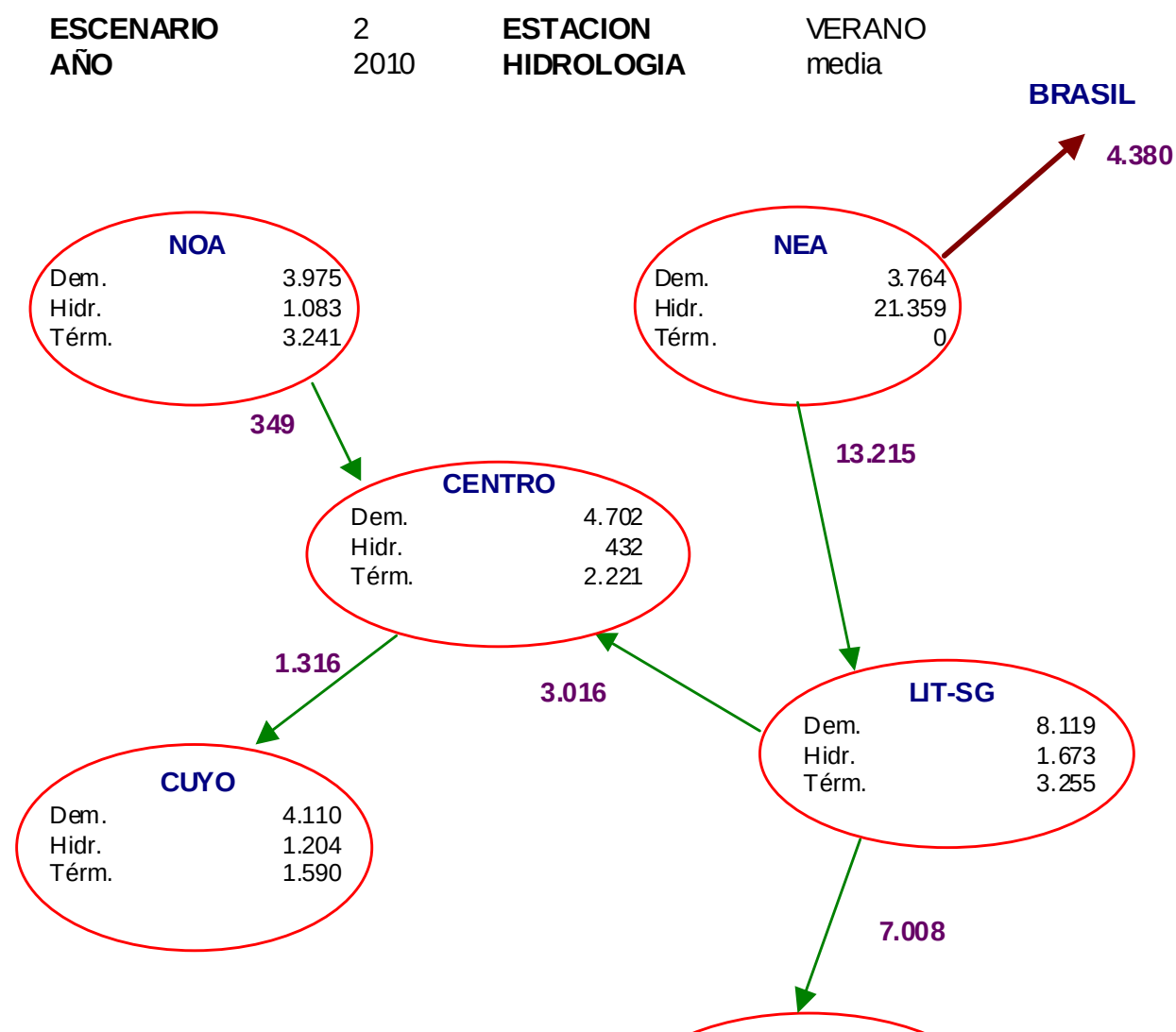
El consumo específico medio del parque térmico despachado decrece hacia 1999 debido al mayor aporte hidráulico de Yacyretá y a la incorporación de nuevo equipamiento de muy buen rendimiento que desplaza generación térmica menos eficiente. Hacia el 2002 el incremento de demanda absorbe la oferta de Yacyretá, y aumenta el funcionamiento del parque térmico. Hacia el largo plazo crece la participación relativa del nuevo equipamiento de muy buen rendimiento, lo que provoca que el consumo específico descienda y se estabilice por debajo de 1.800 kcal/kWh.

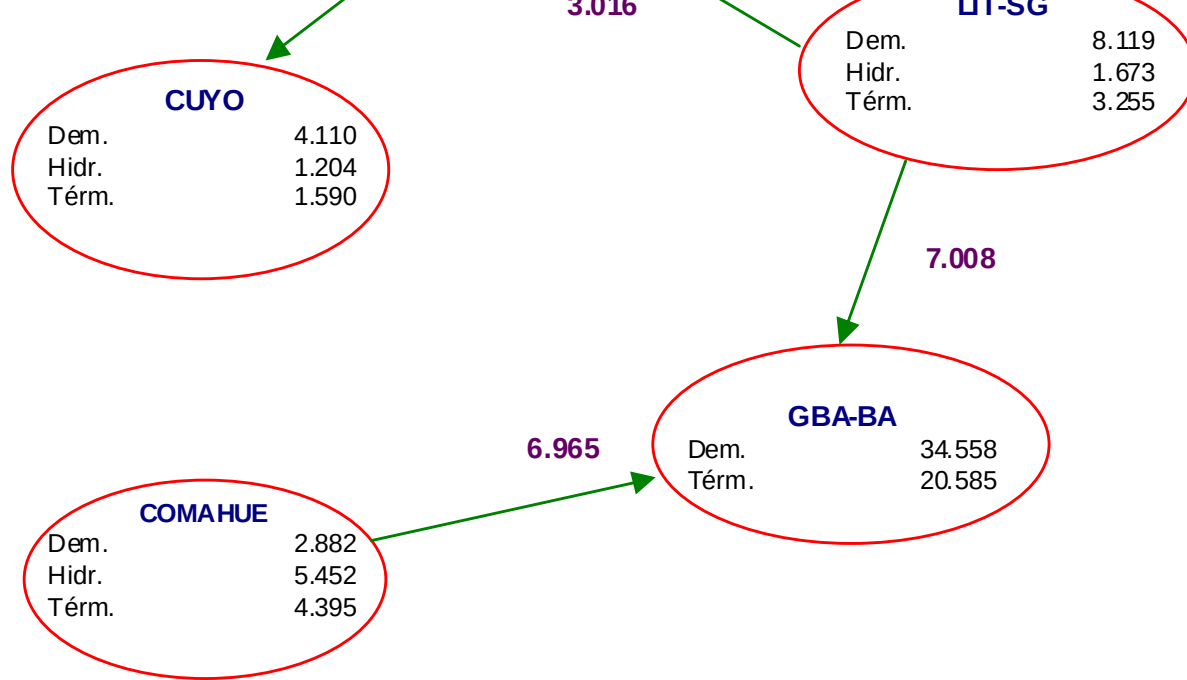


8.8. Balances de Energía

En los Cuadros N° 7, 8 y 9 se presentan los balances de energía semestrales, resultantes de las simulaciones, para los escenarios 1, 2 y 3 y en las condiciones de hidraulicidad consideradas.

En la figura siguiente se ejemplifica como se producirían los intercambios de energía entre las distintas regiones, tomando como ejemplo el escenario 2, año 2010, verano e hidrología media.





UNIDADES: Energía: MWh

CUADRO N° 7

BALANCE DE ENERGIA SEMESTRAL ESCENARIO 1

Año	Est	Hid	NOA				CUYO				CENTRO				COMAHUE				NEA/YACY.				Litoral/SG.				MERCADO				Exp. Bras.
			Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	
1998 v	m		2356	2229	256	129	2275	487	1204	-584	2600	3133	438	516	1775	3419	5587	7231	1958	0	6101	4143	4481	1387	1673	3238	19250	8781	0		
1998 i	m		2356	2236	227	107	2314	941	737	-636	2900	2585	353	-491	1966	3215	8559	9808	1846	0	6102	4256	4584	1307	2557	3045	20406	7553	0		
1999 v	m		2476	2235	256	15	2407	1256	1204	53	2756	2638	470	420	1854	4073	5453	7672	2078	0	6710	4632	4750	1841	1673	3816	20369	8881	0		
1999 i	m		2476	2214	227	-35	2455	1059	737	-659	3072	2515	248	-1003	2023	4491	8204	10672	1936	0	6140	4204	4864	2237	2557	3131	21589	7786	0		
2000 v	m		2593	2498	256	161	2538	1330	1204	-4	2908	2334	495	78	1946	4596	5818	8468	2025	0	6710	-2606	5015	3762	1673	-2108	21492	15132	7290		
2000 i	m		2606	3160	227	781	2597	1239	737	-621	3253	2451	239	-403	2161	5065	8752	11656	2118	0	6140	-6929	5155	4361	2557	-5569	22904	16817	10950		
2002 v	m		2929	4016	256	1343	2916	1381	1204	-331	3550	2217	496	175	2173	4657	5955	8439	2134	0	10064	-3021	5760	4604	1673	-2329	24654	18544	10950		
2002 i	m		2879	4335	227	1683	2907	1215	737	-955	3874	2517	243	-386	2382	5095	9480	12193	2126	0	9135	-3942	5775	4621	2557	-2925	25635	16367	10950		
2005 v	m		3413	4515	256	1358	3461	1403	1204	-854	4220	2622	450	-644	2527	4962	6174	8609	2501	0	10414	-3038	6847	5262	1673	-3594	29274	24259	10950		
2005 i	m		3355	4702	227	1574	3459	1220	737	-1502	4607	2588	272	-1675	2732	5193	9662	12123	2485	0	9135	-4301	6877	5267	2557	-5029	30437	23343	10950		
2010 v	m		4699	4709	1083	1093	4922	2099	1204	-1619	6000	2947	547	-3032	3463	5220	7128	8885	3971	0	21359	6436	9735	6182	1673	1524	41462	31052	10950		
2010 i	m		4604	5026	709	1131	4888	3092	737	-1059	6522	2828	518	-3104	3653	5207	10161	11715	3622	0	18268	3706	9747	5622	2557	-965	42889	32139	10938		
1998 v	r		2357	1775	256	-326	2277	407	1204	-666	2603	3068	455	-72	1801	2613	6874	7686	1957	0	6088	4131	4483	1374	1955	2905	19277	8686	0		
1998 i	r		2354	1808	227	-319	2314	542	737	-1035	2905	2569	441	-1249	1978	2539	9556	10117	1884	0	6859	4975	4589	1332	3170	3639	20420	6664	0		
1999 v	r		2476	1873	256	-347	2407	998	1204	-205	2755	2592	542	-173	1900	3565	6877	8542	2081	0	6789	4708	4751	1803	1955	3542	20413	8329	0		
1999 i	r		2476	2007	227	-242	2456	694	737	-1025	3079	2521	331	-1494	2071	4148	9668	11745	1973	0	6878	4905	4867	1814	3221	3579	21637	6313	0		

2000v	r	2593	2484	256	147	2539	1140	1204	-195	2909	2313	533	-111	1975	4418	6970	9413	2033	0	6752	-2572	5015	3385	1972	-2341	21524	14452	7290
2000i	r	2605	2983	227	605	2597	1227	737	-633	3253	2356	307	-618	2214	4940	10292	13018	2082	0	6864	-6169	5156	3818	3202	-4923	22957	14862	10950
2002v	r	2928	3708	256	1036	2917	1303	1204	-410	3549	2167	573	-183	2232	4542	7509	9819	2130	0	10141	-2940	5763	4276	1951	-2659	24713	17553	10950
2002i	r	2877	4166	227	1516	2907	1203	737	-967	3874	2380	353	-592	2437	4876	10983	13422	2063	0	10320	-2694	5777	3856	3202	-2005	25688	14271	10950
2005v	r	3412	4209	256	1053	3461	1402	1204	-855	4221	2486	462	-1075	2580	4788	7542	9750	2493	0	10555	-2889	6849	4802	1951	-4060	29324	23634	10950
2005i	r	3353	4680	227	1554	3459	1213	737	-1509	4607	2565	298	-1699	2778	5084	11024	13330	2398	0	10762	-2587	6877	4789	3202	-3172	30484	20326	10950
2010v	r	4699	4709	1083	1093	4922	2099	1204	-1619	6000	2946	546	-3034	3507	5168	7916	9577	3996	0	21858	6910	9734	6078	1951	2171	41507	29758	10950
2010i	r	4604	5026	709	1131	4888	3088	737	-1063	6522	2828	513	-3113	3700	5168	11207	12675	3828	0	22277	7508	9747	5309	3202	3159	42935	27100	10939
1998v	p	2356	2281	256	181	2276	615	1204	-457	2600	3140	438	702	1724	3414	4259	5949	1935	0	5655	3720	4482	1718	1559	3217	19198	10032	0
1998i	p	2357	2791	227	661	2313	1160	737	-416	2898	2641	302	290	1879	3584	6235	7940	1807	0	5335	3528	4584	2197	995	2426	20320	9954	0
1999v	p	2475	2445	256	226	2407	1369	1204	166	2756	2674	551	861	1805	4124	4171	6490	2041	0	5993	3952	4750	2139	1559	3761	20319	10068	0
1999i	p	2476	2844	227	595	2453	1240	737	-476	3072	2590	356	-7	1960	4836	6233	9109	1894	0	5322	3428	4863	2868	995	2421	21527	9997	0
2000v	p	2593	2683	256	346	2539	1462	1204	127	2908	2366	556	487	1892	4604	4264	6976	2016	0	5993	-3299	5014	3853	1569	-2404	21438	16866	7275
2000i	p	2606	3177	227	798	2596	1297	737	-562	3253	2519	258	-240	2094	5150	6882	9938	2141	0	5322	-7306	5155	5149	977	-6575	22838	19475	10486
2002v	p	2930	4166	256	1492	2916	1394	1204	-318	3550	2399	540	563	2138	4798	4723	7383	2192	0	8988	-4155	5762	5008	1550	-2796	24621	20034	10950
2002i	p	2879	4341	227	1689	2907	1212	737	-958	3874	2551	274	-318	2305	5154	7378	10227	2188	0	7973	-5166	5775	5194	977	-5088	25558	20419	10950
2005v	p	3413	4572	256	1415	3461	1430	1204	-827	4220	2695	443	-494	2496	5136	5030	7670	2565	0	9202	-4314	6846	5770	1550	-4334	29241	25905	10950
2005i	p	3356	4730	227	1601	3459	1244	737	-1478	4607	2621	390	-1473	2639	5207	7174	9742	2544	0	8018	-5477	6876	5560	977	-7289	30344	27891	10950
2010v	p	4699	4715	1083	1099	4922	2248	1204	-1470	5998	2959	542	-2868	3427	5227	5762	7562	3836	0	18751	3963	9734	6193	1550	-895	41426	34759	10950
2010i	p	4604	5048	709	1153	4887	3565	737	-585	6517	2950	599	-2400	3559	5222	7368	9031	3544	0	16098	1763	9743	5981	977	-3422	42794	37185	10790

CUADRO N° 8

BALANCE DE ENERGIA SEMESTRAL ESCENARIO 2

Año	Est	Hid	NOA		CUYO				CENTRO				COMAHUE				NEA/YACY.				Litoral/SG.				MERCADO				Exp. Bras.
			Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	
1998v	m		2344	2204	256	116	2261	465	1204	-592	2583	3128	438	507	1767	3419	5585	7237	1950	0	6101	4151	4453	1383	1673	3261	19128	8630	0
1998i	m		2336	2098	227	-11	2292	955	737	-600	2872	2563	333	-587	1950	3192	8538	9780	1835	0	6102	4267	4540	1281	2557	2978	20217	7459	0
1999v	m		2442	2112	256	-74	2370	1240	1204	74	2712	2625	473	386	1835	4062	5473	7700	2054	0	6710	4656	4676	1813	1673	3852	20050	8498	0
1999i	m		2433	2101	227	-105	2407	1005	737	-665	3017	2515	251	-1021	1996	4478	8119	10601	1907	0	6140	4233	4770	2143	2557	3142	21195	7452	0
2000v	m		2537	2328	256	47	2476	1284	1204	12	2833	2304	534	64	1910	4583	5818	8491	1944	0	6710	1848	4890	3534	1673	2229	20962	10241	2916
2000i	m		2539	2826	227	514	2523	1165	737	-621	3163	2298	253	-719	2102	4861	8542	11301	1792	0	6140	-32	5006	3876	2557	676	22263	10286	4380
2002v	m		2805	2953	256	404	2784	1203	1204	-377	3182	2070	491	-594	2095	4469	5536	7910	2264	0	10064	3420	5495	3824	1673	2828	23529	12791	4380
2002i	m		2756	3800	227	1271	2769	1066	737	-966	3483	2283	286	-609	2272	4813	9214	11755	2088	0	9135	2667	5503	3830	2557	2942	24445	9748	4380
2005v	m		3186	2906	256	-24	3213	1096	1204	-913	3680	2048	467	-2102	2344	4423	5563	7642	2574	0	10414	3460	6354	3023	1673	-300	27124	19782	4380
2005i	m		3132	4221	227	1316	3204	1155	737	-1312	4024	2341	283	-1396	2542	4885	9180	11523	2360	0	9135	2395	6365	3671	2557	862	28221	15836	4380
2010v	m		3975	3241	1083	349	4110	1590	1204	-1316	4702	2221	432	-3016	2882	4395	5452	6965	3764	0	21359	13215	8119	3255	1673	7008	34558	20585	4380
2010i	m		3897	4618	709	1430	4079	1386	737	-1956	5131	2580	319	-2758	3112	4987	9587	11462	3390	0	18268	10498	8117	4089	2557	6269	35834	18103	4380
1998v	r		2345	1729	256	-360	2262	401	1204	-657	2586	3067	455	-81	1794	2610	6876	7692	1949	0	6088	4139	4455	1370	1955	2928	19156	8536	0
1998i	r		2334	1797	227	-310	2293	549	737	-1007	2879	2568	439	-1189	1962	2419	9582	10039	1873	0	6859	4986	4546	1314	3150	3715	20229	6475	0
1999v	r		2442	1787	256	-399	2370	955	1204	-211	2712	2571	491	-260	1881	3513	6846	8478	2057	0	6789	4732	4676	1784	1955	3535	20097	8084	0
1999i	r		2433	1905	227	-301	2408	674	737	-997	3023	2521	332	-1468	2045	4080	9666	11701	1943	0	6878	4935	4774	1634	3221	3548	21245	5996	0
2000v	r		2537	2364	256	83	2477	1076	1204	-197	2835	2301	565	-83	1939	4309	6939	9309	1945	0	6752	1889	4890	3229	1972	2117	20991	9564	2916
2000i	r		2538	2545	227	234	2523	1101	737	-685	3165	2232	412	-972	2147	4718	9849	12420	1830	0	6864	654	5010	3479	3202	1353	22307	8534	4380
2002v	r		2806	2975	256	425	2784	1147	1204	-433	3183	2074	543	-574	2147	4199	7622	9674	2268	0	10141	3493	5496	3155	1951	2529	23581	11378	4380
2002i	r		2755	3461	227	933	2770	827	737	-1206	3484	2187	392	-1178	2320	4302	10757	12739	2150	0	10320	3790	5504	3178	3202	3488	24494	8267	4380
2005v	r		3186	2888	256	-42	3213	1021	1204	-988	3680	2055	490	-2165	2398	4107	7492	9201	2583	0	10555	3592	6353	2320	1951	-655	27179	18633	4380
2005i	r		3131	3989	227	1085	3204	987	737	-1480	4024	2233	433	-1753	2592	4472	10870	12750	2443	0	10762	3939	6367	2581	3202	1602	28274	13922	4380

2010v	r	3975	3332	1083	440	4110	1590	1204	-1316	4702	2229	441	-2908	2949	4011	7590	8652	3791	0	21858	13687	8119	2638	1951	7249	34625	18724	4380
2010i	r	3896	4479	709	1292	4079	1408	737	-1934	5132	2463	400	-2911	3146	4326	10740	11920	3597	0	22277	14300	8118	2821	3178	9270	35864	14674	4380
1998v	p	2344	2291	256	203	2261	614	1204	-443	2583	3142	438	757	1716	3417	4257	5958	1927	0	5655	3728	4454	1695	1559	3285	19076	9833	0
1998i	p	2337	2780	227	670	2292	1161	737	-394	2871	2643	283	331	1865	3558	6229	7922	1796	0	5335	3539	4539	2116	995	2442	20133	9769	0
1999v	p	2442	2337	256	151	2370	1366	1204	200	2711	2657	528	825	1786	4114	4181	6509	2017	0	5993	3976	4675	2137	1559	3822	20001	9670	0
1999i	p	2435	2794	227	586	2407	1233	737	-437	3017	2586	340	58	1929	4840	6177	9088	1865	0	5322	3457	4770	2787	995	2527	21129	9514	0
2000v	p	2536	2523	256	243	2477	1336	1204	63	2834	2323	583	378	1852	4592	4240	6980	1907	0	5993	1168	4889	3801	1569	2027	20906	11898	2916
2000i	p	2540	3135	227	822	2523	1210	737	-576	3162	2419	311	-186	2022	5051	6464	9493	1784	0	5322	-842	5007	4347	977	-711	22184	13402	4380
2002v	p	2807	3489	256	938	2784	1329	1204	-251	3183	2156	659	319	2047	4550	4503	7006	2209	0	8988	2399	5495	3899	1550	2672	23482	13804	4380
2002i	p	2758	4112	227	1581	2769	1205	737	-827	3483	2459	259	-11	2200	5023	7134	9957	2030	0	7973	1563	5502	4532	977	1559	24374	12858	4380
2005v	p	3186	2978	256	48	3213	1186	1204	-823	3678	2091	484	-1878	2305	4461	4417	6573	2513	0	9202	2309	6353	3623	1550	-749	27085	21261	4380
2005i	p	3133	4473	227	1567	3204	1205	737	-1262	4023	2467	255	-996	2473	5087	7338	9952	2302	0	8018	1336	6364	4393	977	-654	28153	18855	4380
2010v	p	3976	3710	1083	817	4110	1590	1204	-1316	4699	2331	466	-2401	2858	4635	4550	6327	3630	0	18751	10741	8116	4261	1550	6035	34532	22170	4380
2010i	p	3898	4754	709	1565	4078	1383	737	-1958	5130	2642	304	-2577	3040	5104	7555	9619	3281	0	16098	8437	8116	4756	977	3477	35761	22665	4380

CUADRO N° 9

BALANCE DE ENERGIA SEMESTRAL ESCENARIO 3

Año	Est	Hid	NOA				CUYO				CENTRO				COMAHUE				NEA/YACY.				Litoral/SG.				MERCADO		Exp. Bras.
			Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	
1998v	m		2326	2149	256	79	2240	404	1204	-632	2559	3120	438	446	1752	3416	5584	7248	1938	0	6101	4168	4411	1375	1673	3251	18948	8449	-5
1998i	m		2308	1985	227	-96	2261	950	737	-574	2830	2565	332	-603	1925	3143	8395	9613	1818	0	6102	4284	4475	1172	2557	2935	19929	7381	0
1999v	m		2393	1988	256	-149	2314	1225	1204	115	2649	2620	449	386	1798	4001	5514	7717	2021	0	6710	4694	4566	1728	1673	3915	19585	7953	-5
1999i	m		2375	1908	227	-240	2340	902	737	-701	2932	2512	236	-1125	1950	4442	8157	10649	1867	0	6140	4273	4635	1996	2557	3066	20606	6891	0
2000v	m		2454	1697	256	-501	2383	1055	1204	-124	2728	2208	439	-706	1834	4388	5648	8202	2117	0	6710	5706	4707	2551	1673	4517	20172	7453	-1113
2000i	m		2446	2214	227	-5	2419	840	737	-842	3032	2086	242	-1551	2000	4521	8156	10677	1917	0	6140	4223	4799	2791	2557	3221	21311	7413	0
2002v	m		2633	2819	256	442	2590	809	1204	-577	2960	2025	438	-632	1939	4186	6062	8309	2370	0	10060	7797	5113	1145	1673	4870	21888	8709	-107
2002i	m		2586	3009	227	650	2582	565	737	-1280	3241	2012	255	-1604	2117	4345	8717	10945	2165	0	9135	6970	5124	1693	2557	4492	22756	7319	0
2005v	m		2871	2811	256	196	2861	273	1204	-1384	3282	2027	458	-1985	2097	3472	6024	7399	2551	0	10140	7656	5662	676	1673	2358	24190	14433	-67
2005i	m		2822	3266	227	671	2858	748	737	-1373	3586	2068	321	-1899	2276	4147	8750	10621	2331	0	9135	6804	5677	1579	2557	3364	25168	11183	0
2010v	m		3349	2725	1083	459	3402	367	1204	-1831	3906	2054	438	-2786	2431	3105	5914	6588	3509	0	21359	17850	6731	676	1673	10682	28709	11439	0
2010i	m		3283	3228	709	654	3385	933	737	-1715	4256	2067	262	-2988	2598	3954	8862	10218	3136	0	18268	15132	6736	1307	2557	9272	29739	10249	0
1998v	r		2327	1705	256	-366	2241	422	1204	-615	2562	3057	456	-30	1780	2598	6875	7693	1937	0	6088	4156	4413	1368	1955	3036	18977	8248	-5
1998i	r		2308	1709	227	-372	2262	494	737	-1031	2838	2560	426	-1255	1933	2387	9542	9996	1856	0	6858	5002	4480	1312	3149	3728	19938	6214	0
1999v	r		2393	1702	256	-435	2314	863	1204	-247	2649	2546	467	-318	1839	3486	6813	8460	2023	0	6789	4771	4566	1748	1955	3590	19626	7576	-5
1999i	r		2375	1762	227	-386	2341	572	737	-1032	2936	2520	309	-1525	1989	3939	9618	11568	1903	0	6878	4975	4638	1340	3221	3373	20643	5702	0
2000v	r		2454	1657	256	-541	2384	823	1204	-357	2730	2207	443	-978	1865	4094	6814	9043	2121	0	6752	5794	4708	2159	1972	4239	20201	6919	-1163
2000i	r		2446	1930	227	-289	2420	703	737	-980	3036	2020	349	-1936	2034	4161	9513	11640	1956	0	6864	4908	4803	1674	3202	3045	21345	6660	0
2002v	r		2633	2676	256	299	2592	622	1204	-766	2964	2026	452	-953	1990	3568	7504	9082	2375	0	10138	7926	5115	1299	1918	5075	21940	7783	-163
2002i	r		2587	2503	227	143	2584	434	737	-1413	3246	2012	357	-2147	2145	2912	10801	11568	2213	0	10283	8070	5131	1112	3071	4975	22784	6241	0
2005v	r		2871	2741	256	126	2861	246	1204	-1411	3281	2028	466	-2072	2146	3269	7498	8621	2557	0	10231	7797	5661	676	1912	2652	24236	12963	-123
2005i	r		2821	2725	227	131	2859	551	737	-1571	3591	2035	415	-2581	2314	2950	10835	11471	2386	0	10392	8006	5683	1404	3136	4282	25205	9452	0
2010v	r		3349	2631	1083	365	3402	374	1204	-1824	3905	2054	441	-2869	2461	2683	7550	7772	3526	0	21655	18129	6731	676	1641	10846	28740	10122	0
2010i	r		3281	3011	709	439	3386	968	737	-1681	4259	2068	315	-3118	2599	1741	10744	9886	3322	0	21765	18443	6740	801	2260	11646	29742	8210	0
1998v	p		2326	2237	256	167	2240	628	1204	-408	2559	3134	438	772	1701	3411	4252	5962	1915	0	5655	3745	4412	1696	1559	3360	18898	9576	-5
1998i	p		2309	2764	227	682	2259	1148	737	-374	2829	2638	277	394	1838	3505	6167	7834	1779	0	5335	3556	4474	2039	995	2510	19844	9500	0
1999v	p		2393	2244	256	107	2314	1322	1204	212	2648	2629	494	794	1749	4086	4198	6535	1983	0	5993	4015	4564	2031	1559	3835	19535	9165	-5
1999i	p		2375	2682	227	534	2340	1216	737	-387	2930	2575	286	78	1874	4747	6075	8948	1825	0	5322	3497	4634	2690	995	2626	20528	8954	0

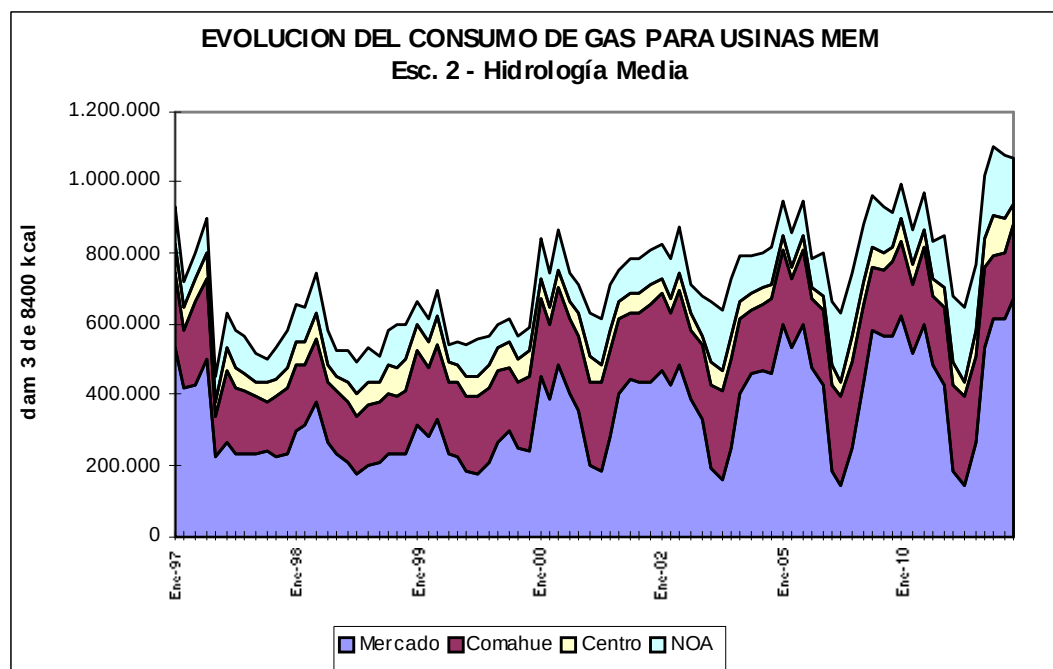
2000v	p	2454	1709	256	-489	2383	1108	1204	-71	2728	2220	454	-614	1787	4422	4164	6799	2092	0	5993	5263	4707	2915	1569	4426	20123	8898-1362
2000i	p	2446	2743	227	524	2419	1167	737	-515	3029	2249	342	-429	1936	4825	6191	9080	1877	0	5322	3445	4797	3632	977	2828	21247	9339 0
2002v	p	2633	2819	256	442	2590	999	1204	-387	2960	2025	438	-442	1901	4374	4425	6898	2343	0	8987	7342	5113	2171	1550	5508	21851	9445-698
2002i	p	2590	3571	227	1208	2580	1018	737	-825	3240	2200	233	-424	2040	4671	6585	9216	2102	0	7970	5868	5122	3427	977	4726	22680	8738 0
2005v	p	2871	2819	256	204	2860	261	1204	-1395	3278	2027	458	-1984	2036	3948	4422	6334	2524	0	9033	7197	5659	692	1550	1796	24129	15999-688
2005i	p	2823	3703	227	1107	2857	1032	737	-1088	3583	2222	289	-1053	2214	4617	6657	9060	2269	0	7983	5714	5674	2780	977	2744	25105	13301 0
2010v	p	3349	2780	1083	514	3402	513	1204	-1685	3901	2054	438	-2580	2365	3626	4421	5682	3376	0	18751	15375	6729	686	1550	8302	28642	14658 0
2010i	p	3285	3827	709	1251	3384	1165	737	-1482	4250	2270	251	-1960	2545	4548	6707	8710	3025	0	16098	13073	6730	2606	977	7966	29687	13011 0

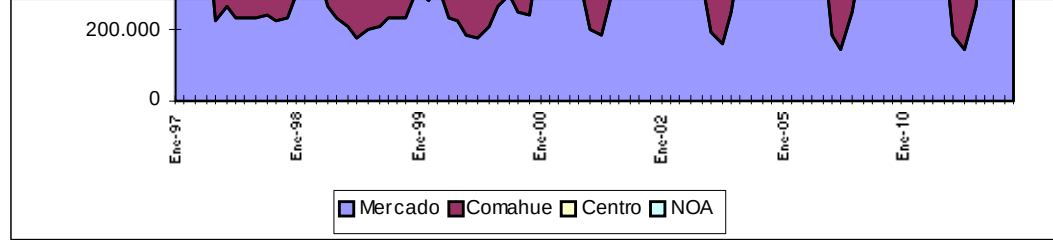
8.9. Consumo de Gas Natural para Usinas

Se presenta a continuación el gráfico correspondiente al consumo de gas natural para usinas por regiones del MEM, para el escenario 2, en condiciones de hidraulicidad media.

Debido a que el requerimiento de gas para usinas crece más rápido que la demanda no interrumpible (esta última es la que paga el incremento de la capacidad de gasoductos), es de esperar que se incremente el período con restricciones en el suministro de gas para usinas eléctricas. Este efecto se atenuaría si las centrales decidieran comprar capacidad firme en los gasoductos o pactaran menor cantidad de días al año con restricción de suministro. Bajo estas condiciones, aumentaría la velocidad de expansión de la red de gasoductos, con la consiguiente reducción de la restricción, pero a mayores precios del gas. La exportación en período invernal agudiza al efecto señalado de restricción de suministro de gas.

El aumento del período con restricciones en el suministro de gas para usinas, y el incremento en el requerimiento térmico fruto del crecimiento de los mercados internos y externos, incrementarán el uso de combustibles líquidos, en particular el de gas oil, por los ciclos combinados en invierno. La restricción invernal en el MEM, definida como la relación entre consumo de alternativo al gas natural (fuel oil más gas oil) y el consumo total de combustible, evolucionará del 2% para el año 1997, al 9% hacia el año 2010.





8.10. La Calidad de Servicio del SADI

Resumen elaborado sobre la base de *Simulaciones de Operación de Mediano y Largo Plazo, 1997 - 2005* de CAMMESA.

La Secretaría de Energía como Poder Concedente estableció oportunamente los niveles de calidad de los permisos concesionados.

Al respecto y en la búsqueda de facilitar el mantenimiento y la mejoría de la calidad en el SADI, la Secretaría de Energía está atenta a la evolución de las condiciones del SADI a efectos de adecuar la regulación y las señales económicas a las nuevas situaciones.

Dentro del mercado eléctrico, la calidad de servicio es vista por cada actor de distinta manera. Por ejemplo, el Transportista de Alta Tensión recibe la señal para mejorar la calidad de servicio a través de las penalizaciones que tiene por las salidas que se producen en las distintas líneas. Las mismas están categorizadas en función de los sobrecostos que produce su salida en el sistema. El número de salidas al año está limitado por el nivel establecido en su contrato de concesión.

El Distribuidor percibe la calidad de servicio a través de la penalización que le establece el contrato de concesión. En las fallas originadas por el SADI depende del número de veces que le corta el suministro al mismo usuario y el tiempo máximo de interrupción permitido.

El Gran Usuario lo percibe a través del efecto que le produce el corte de suministro en su proceso productivo.

El Usuario final percibe la calidad del servicio recibido por el número de veces que el suministro es cortado, diferenciándose el efecto si el corte es programado o intempestivo.

8.10.1. Evolución de cortes a futuro en el SADI

CAMMESA ha analizado la calidad de servicio desde el punto de vista de la continuidad del suministro de energía eléctrica tomando en consideración variaciones de demanda y fallas del equipamiento de generación y del sistema de transporte que pudieren provocar cortes en el sistema, ya sea en forma programada por no contar con suficiente oferta para abastecer la demanda, como en forma intempestiva por actuación de relés de corte por subfrecuencia. El período analizado es 1998 - 2000, para el mismo las hipótesis consideradas por CAMMESA en sus estudios son consistentes con las adoptadas en el presente informe.

La cantidad de MW de corte, la Energía No Suministrada y la frecuencia de interrupciones al suministro se han tomado como indicadores de calidad.

Los indicadores correspondientes a los cortes programados, denominados Riesgo de Potencia, se han evaluado a partir de variaciones discretas de la demanda prevista y de sorteos del parque generador, para estados (n) y (n-1) del sistema de transporte modelado.

Respecto a las fallas imprevistas, se ha evaluado la potencia cortada en distintas regiones del SADI por fallas en la red de Alta Tensión, tomando en cuenta el nuevo esquema de cortes en el SADI e incluyendo en forma aproximada el efecto de la regulación de frecuencia y la variación de la carga con la misma.

A continuación se muestran los principales resultados:

Año	Cortes Totales (MW)		Indice de Severidad (P.U.)			
	Programado	No Programado		Programado	No Programado	
		A. Pobre TFBaja	A. Rico TFAlta		A. Pobre TFBaja	A. Rico TFAlta
1998	750	2.850	8.800	3.2 E-05	2.5 E-05	7.9 E-05
1999	300	2.100	6.800	1.2 E-05	1.7 E-05	5.8 E-05
2000	400	2.050	6.100	1.1 E-05	1.6 E-05	4.9 E-05

A los efectos de evaluar los resultados se utilizaron los siguientes indicadores:

Probabilidad de Falla (LOLP: *Loss of load probability*):

Es la frecuencia con que la generación no cubre la demanda. El valor semanal se obtiene a partir de la suma de cada escenario, ponderado por su probabilidad de ocurrencia. Se expresa en días de falla por año.

Energía No Suministrada (ENS):

Es la esperanza matemática del déficit de potencia por la duración de la falla. La esperanza matemática se calcula como la suma de los déficits de cada escenario ponderado por su probabilidad de ocurrencia esperada. Se expresa en MWh por año.

Indice de Severidad (IS):

Es la relación entre la Energía No Suministrada anual y la demanda neta de energía (excluidas las pérdidas), expresado en P.U.

Corte Total (CT):

Es la suma de las potencias cortadas en el año, expresado en MW.

Se evaluó el Riesgo de potencia en el MEM para los años 1998 - 2000 y para el escenario de 5% de crecimiento de la demanda y 1.000 MW de exportación en el invierno del año 2000.

La siguiente tabla muestra la evolución de los anteriores indicadores:

Año	Demanda (GWh)	LOLP (días/año)	ENS (MWh/año)	IS (P.U.)	CT (MW)
1998	71.100	2,4	2.250	3.2 E-05	750
1999 (*)	74.500	1,0	900	1.2 E-05	300
2000	83.000	2,3	1.200	1.4 E-05	400

(*) Año de ingreso de la cuarta terna

El comportamiento de estos indicadores está compuesto fundamentalmente por dos causas: la aleatoriedad en las fallas del parque de generación y la aleatoriedad en las del transporte. A continuación se muestra el peso que cada una de estas causas tiene:

Año	Composición LOLP (días/año)		Composición ENS (MWh/año)	
	Generación	Transporte	Generación	Transporte
1998	0,06	1,8	150	2.100
1999 (*)	0,40	0,6	200	700
2000	0,90	1,4	250	950

(*) Año de ingreso de la cuarta terna

La siguiente tabla muestra las modificaciones de los indicadores ante variaciones en el comportamiento del parque térmico y en la tasa de falla de las líneas.

Año	Variación LOLP (días/año)		Variación ENS (MWh/año)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1998	0,97	2,95	1.000	3.200
1999 (*)	0,70	1,60	500	1.200

2000	1,30	3,95	700	1.700
(*) Año de ingreso de la cuarta terna				

8.10.2. Conclusiones sobre calidad ante situaciones programadas

CAMMESA concluye:

- La entrada en servicio de grupos de mayor porte desmejora los indicadores de calidad asociados a salidas de generadores.
- Para el cálculo de los indicadores de calidad se supuso que la demanda interrumpible no es significativa frente a la demanda total; en la medida que la primera asuma valores considerables, se contará con un nuevo recurso para mejorar la calidad de servicio programada. Asimismo, no se ha considerado el aporte que podría lograrse mediante la reducción de la exportación planteada.
- La calidad de servicio programada afectaría sólo a la demanda fuera de contrato, por lo tanto los cortes a los efectos de calcular los indicadores de calidad de los distribuidores deberían ser asignados sobre dicha demanda. Se destaca que este criterio será válido en la medida que la restricción sea menor que la demanda no garantizada por contratos.
- Durante el año 1999 el ingreso de la cuarta terna disminuiría el riesgo de transporte, dado que el citado ingreso no estaría acompañado por un incremento equivalente en el parque generador de Comahue, y aumentaría en consecuencia la oferta hidráulica de rápida disponibilidad del área.
- El retraso en la elevación de la cota de Yacyretá reduciría los indicadores de transporte dado que disminuirían las fallas que provoca la pérdida del corredor Yacyretá-Mercado.
- El invierno posee un mayor Riesgo de Potencia, que está dado fundamentalmente por una mayor demanda, un sistema de transporte más cargado, menor disponibilidad de combustible, etc.

8.10.3. Conclusiones sobre calidad ante interrupciones no programadas

CAMMESA define Interrupciones No Programadas a las situaciones imprevistas, en que por falla del equipamiento de generación o del sistema de transporte en AT se producen cortes en alguna de las áreas del sistema.

A los efectos de evaluar los resultados se utilizaron los siguientes indicadores:

Indice de Severidad (IS):

Es la relación entre la Energía No Suministrada anual y la demanda neta de energía (excluidas las pérdidas), expresado en P.U.

Minutos de Sistema (SM):

Es el tiempo expresado en minutos en que la demanda máxima del sistema se halla sin suministro.

Corte Total (CT):

Es la suma de las potencias cortadas en el año, expresado en MW.

Tiempo Medio de Interrupción (AIT):

Es la relación entre la Energía No Suministrada anual y la demanda neta de energía (excluidas las pérdidas), expresada en minutos.

Los análisis de los distintos escenarios planteados se presentan a continuación.

En cuanto a la potencia cortada se percibe la siguiente evolución:

Año	Corte Total - CT- (MW)		Por Generación
	Por Transporte		
	Año pobre y tfalla baja	Año rico y tfalla alta	
1998	2.850	8.800	2.000
1999	2.100	6.800	3.200
2000	2.050	5.900	3.000

tfalla: tasa de falla

- En años hidráulicamente ricos aumenta la posibilidad de que los cortes sean superiores. Esto se debe a que los generadores hidráulicos están lejos de la demanda.

- La entrada de la exportación a Brasil (1.000 MW) en las barras cercanas a Yacyretá disminuye en gran parte el efecto de Desconexión Automática de Generación (DAG) que tienen sobre el sistema las fallas en las líneas Rincón - Salto Grande y Colonia Elía - Campana.
- Hasta la entrada de la exportación a Brasil, los cortes máximos debido a fallas en las líneas Rincón Salto Grande y Colonia Elía - Campana serían de alrededor de 1.200 MW para años ricos. En el año 2000, luego de la entrada de dicha exportación, los cortes se verían reducidos alrededor de 400 MW.
- El gran efecto que produce la línea Rincón - Salto Grande, se debe a que la potencia transmitida por la misma es alta y constante por las características de operación de Yacyretá. Además, en general la potencia transmitida es mayor en horas de valle, por lo que las fallas producidas en esa banda tendrán mayor efecto.
- Con niveles altos de transmisión y tasas de fallas elevadas, el número de veces que el primer escalón actuaría debido a fallas en el transporte no sería inferior a 6 para las áreas Comahue - ex ESEBA - Litoral - GBA - NEA - EMSA hasta el año 1999.
- El año 1996, que fue uno de los que tuvo menor número de fallas importantes para el área Mercado, el número de veces que actuó el primer escalón por fallas en el transporte fue de 3. La potencia cortada total fue de alrededor de 4.500 MW, de los cuales alrededor de 1.800 MW afectaron sólo al área Cuyo. Ese valor sería un tope mínimo difícil de disminuir con la estructura de red actual y la tasa de falla de salida de líneas histórica.
- En años hidráulicamente ricos la calidad de servicio del área Centro-Cuyo-Noa empeoraría, ya que la haría más importadora, especialmente cuando la central Embalse esté fuera de servicio.
- La evolución de la calidad en el área Cuyo está fuertemente asociada a la entrada del ciclo combinado de Luján de Cuyo o al establecimiento de un límite máximo de importación.
- La participación de los cortes asociados a fallas dobles en los próximos años sería por lo menos del 50%. Ese porcentaje de participación aumentaría con la entrada de la exportación a Brasil por minimización de los efectos de las DAG de las líneas rincón - Salto Grande y Colonia Elía - Campana.
- Desde el punto de vista del comportamiento del Sistema de Transporte la evolución de los indicadores sería la siguiente:

Año	Minutos de Sistema (min)	Indice de Severidad (p.u.) x E-5	Pcorte / Dmedia SADI (p.u.)
-----	-----------------------------	-------------------------------------	--------------------------------

	Pobre tfalla baja	Rico tfalla alta	Pobre tfalla baja	Rico tfalla alta	Pobre tfalla baja	Rico tfalla alta
1998	9,5	27	2,50	7,9	0,35	1,08
1999	6,3	21	1,73	5,8	0,24	0,80
2000	6,2	20	1,60	5,4	0,22	0,69

- Con la entrada de los ciclos combinados de gran potencia aumentaría el número de veces que actuaría el primer escalón de protecciones, sobre todo si la tasa de salida forzada conjunta de los mismos es importante.
- Si bien desde el punto de vista del sistema de transporte hay una tendencia a la mejora, para los distribuidores la actuación del primer escalón entre 5 y 8 veces al año puede ser un número significativo.
- Con el sistema de cortes vigente hasta el 23 de junio pasado, ese número de actuaciones equivaldría a cortar entre el 35% y el 56% de su demanda total.
- Con el nuevo esquema, y especialmente para los distribuidores del área mercado, ese mismo número de actuaciones significará cortar entre el 15% y el 24% de la demanda propia.
- La calidad de servicio para los distribuidores se ve afectada, por el aumento de la potencia transmitida y por los límites de transporte que se establezcan.
- Para contribuir a amortiguar los disturbios del lado argentino, se considera que sería beneficioso para la calidad del SADI que la eventual estación conversora a construir pueda regular potencia cuando haya fallas que hagan caer la frecuencia de la red.

8.10.4. Areas con potenciales riesgos de abastecimiento

Sobre la base de los análisis realizados por CAMMESA se identifican a continuación las áreas con potenciales riesgos de abastecimiento.

Instalaciones de TRANSENER	Distribuidores Afectados
Trafo Recreo Trafo Romang	EDELAR / EDECAT / EDESE EPE SANTA FE

Trafo Puelches	APELP
Trafo Henderson	EDEA / EDEN
Trafo Alicura	EdER / EPEN
Trafo R. Oeste	EPE SANTA FE
Trafo Resistencia	SECHEEP / EDEFOR / DPEC
Trafo Ramallo	EDEN
Trafo Campana	EDEN

Otras Instalaciones de 500 kV que no son de TRANSENER Distribuidores Afectados

Trafo Salto Grande	EDEER
Trafo Colonia Elía	EDEER

Generación Zonal

Empresas Afectadas

GUEMES	EJE / EDESA S.A. / parte de EDET
LA RIOJA TG	EDELAR
FRIAS TG	EDECAT / parte de EDESE
S. NICOLAS TV1 a 4	EDEN
C.T. PATAGONIA	Coop. Cdoro. RIVADAVIA / YPF / PICO TRUNCADO
ESEBA GENERACION	EDEA

Nota: En otras áreas, como por ejemplo GBA se tendrían potenciales riesgos de abastecimiento si no se contara con generación suficiente en Central Puerto y Costanera

9. *ENERGIAS RENOVABLES*

9.1. Introducción

La utilización de las energías renovables se ha incrementado notablemente en los últimos años en la Argentina. Las tecnologías que presentan un mayor desarrollo relativo son la eólica (granjas eólicas) y la fotovoltaica.

El interesante incremento de la generación eólica fue impulsado por las cooperativas eléctricas que se encuentran conectadas al MEM o al MEMSP, cubriendo la generación eólica una pequeña fracción de sus necesidades de compra de energía que anteriormente tomaban de cada mercado.

En el caso de la generación fotovoltaica, su incremento ha estado asociado a la generación remota de energía dirigida a satisfacer demandas puntuales en zonas fuera del alcance de las redes de distribución existentes y para distintos usos finales que van desde la electrificación de escuelas rurales hasta la protección catódica o la señalización de vías fluviales. El mercado actual de paneles fotovoltaicos asciende a aproximadamente 1MWp/año (estimado 1997), cuando hace sólo un año se ubicaba alrededor de 600 kWp/año (estimado 1996).

El costo del equipamiento de generación eólica y la fotovoltaica ha disminuido significativamente en los últimos años, circunstancia que ha sido un factor de importante peso en el desarrollo de la utilización de estas tecnologías. El costo del kW instalado en Argentina de la última central eólica de la que se tiene información fue del orden de U\$S 800.

El precio de los módulos fotovoltaicos comprados en cantidades es del orden de 6 \$/Wp sin IVA en el mercado local, que significa una disminución del costo de instalación superior al 30% en los últimos dos años. En esta última tecnología se ha detectado un incremento notable en la competencia debido a la aparición de nuevos proveedores y marcas.

La utilización de otras alternativas tecnológicas no ha sufrido el fuerte desarrollo detectado en las dos áreas antes mencionadas.

La generación geotérmica no se ha incrementado desde hace muchos años y tampoco se han identificado proyectos de cierta envergadura para su desarrollo.

La generación a partir de la biomasa tampoco presenta novedades importantes, si bien se han estado desarrollando algunos proyectos de demostración tecnológica de generación de energía eléctrica de pequeña escala.

En el campo de la generación eléctrica con micro, mini y pequeños aprovechamientos hidráulicos para sistemas no conectados a la red, sólo se han observado progresos en algunas provincias.

En términos generales, la fuerte disminución de los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista como consecuencia de la desregulación de la industria es uno de los mayores desafíos que deberán enfrentar estas nuevas tecnologías para poder competir. Debe destacarse también, que la transformación sectorial ha inducido una más detallada evaluación de costos de generación en áreas rurales, incluyendo no sólo la inversión inicial sino el costo del ciclo de vida de prestación, que como contrapartida favorece la utilización de estas tecnologías en áreas de baja densidad de usuarios. El mayor desafío en este campo es lograr establecer estructuras técnica y económicamente sostenibles que permitan una adecuada difusión de las tecnologías asociadas a la utilización de energías renovables.

9.2. Abastecimiento eléctrico de la población rural dispersa. Programa PAEPRA

Hay en la Argentina entre 2 y 3 millones de habitantes de áreas rurales de baja densidad de población que en alta proporción no podrán obtener un servicio eléctrico a través de la extensión de las redes existentes por razones tanto técnicas como económicas. En condiciones similares se encuentran alrededor de 6.000 servicios públicos que atienden las mismas zonas rurales (escuelas, dispensarios médicos, servicios civiles diversos, policía, etc.).

Con el objeto de dar respuesta a esta problemática y como complemento del programa de privatización de las empresas de servicios eléctricos provinciales, que hasta el presente no contemplaba adecuadamente la situación de abastecimiento eléctrico en las áreas rurales de baja densidad, la Secretaría de Energía ha puesto en marcha a partir de fines de 1995 un Programa Especial que se ha llamado Programa de Abastecimiento Eléctrico de la Población Rural Dispersa (PAEPRA).

El Objetivo del Programa es suministrar un servicio eléctrico mínimo a 314.000 usuarios rurales (1,4 millones de personas) y a 6.000 servicios públicos que los atienden. El Programa propone el concesionamiento de las áreas de baja densidad de usuarios a prestadores privados de servicios eléctricos por períodos similares a los de las concesiones eléctricas normales, con contratos alineados con las posibilidades técnicas y económicas que impone la tecnología disponible.

Estas concesiones son, desde el punto de vista territorial, complementarias a las otorgadas para los mercados concentrados o de más alta densidad de usuarios, conformándose de esta forma un modelo totalizador que contempla todas las situaciones que se plantean a lo largo y a lo ancho del país.

Dado que en gran cantidad de casos los costos de estos servicios están por encima de las posibilidades económicas de los usuarios a quienes están destinados, se prevé la aplicación de subsidios, que permitirán a los concesionarios una recaudación alineada con los costos reales del suministro.

Otro aspecto saliente de este Programa, es que en la gran mayoría de los casos el suministro se realizará utilizando energías renovables (solar, eólica, microturbinas hidráulicas, etc.) en competencia con otras tecnologías adecuadas para la generación distribuida de electricidad (diesel). La participación de tecnologías ha sido estimada en 75% Solar Fotovoltaica - 9% Eólica - 8% mini micro hidráulica y 8% grupos diesel para sistemas colectivos aglomerados.

Durante la ejecución del Programa, que tiene una duración de 5 (cinco) años, se prevé invertir 314 millones de pesos. Aproximadamente 147 millones serán recuperados a partir de las tarifas pagadas por los usuarios, 110 millones provenientes de subsidios establecidos por las provincias a partir de los fondos eléctricos de que disponen actualmente y 57 millones a partir de un fondo especial para el programa aportado por la Secretaría de Energía. Los subsidios tanto provinciales cuanto nacionales, se destinarán a facilitar el acceso al servicio de

los usuarios con las más bajas demandas.

Los escenarios de demanda prevista se presentan a continuación:

ESCENARIOS DE DEMANDA (CANTIDAD DE USUARIOS) AL 2001

	MEDIO	ALTO	BAJO
Usuarios Residenciales	310.000	450.000	155.000
Usuarios Servicios Públicos	6.183	9.275	3.092
TOTAL	316.183	459.275	158.092

La potencia que se prevé instalar en el escenario medio es de 17.000 kW.

Los distintos escenarios planteados están relacionados con:

- La decisión de las provincias de adherir al programa
- Los fondos de subsidios que las provincias destinen al programa
- La respuesta de los usuarios, en tanto su conexión no es obligada sino voluntaria y condicionada al pago de una tarifa (el que no paga no tiene suministro)
- Los precios relativos de las distintas tecnologías de suministro (en función de lo que las tarifas tenderán a disminuir)
- La aceptación del servicio por los usuarios en el sentido de su calidad y conveniencia.

El escenario medio sería el más probable dentro del conocimiento de que se dispone actualmente. El bajo correspondería a un desarrollo del programa con una respuesta menor a la esperada durante el desarrollo en los aspectos listados más arriba, y el alto al caso de una marcada adhesión al programa. A los fines de este estudio se ha previsto una tasa uniforme de incorporación de 50.000 usuarios/año entre 1998 y 2003, a un promedio de 50 Wp por usuario y considerando que un 90% de ellos utilizará sistemas fotovoltaicos y el 10% restante equipos eólicos de una potencia promedio de 300 W.

Si se alcanzaran los resultados previstos, se generarán alrededor de 1.000 puestos de trabajo permanentes para atender las tareas de promoción, instalación, mantenimiento y gestión empresarial vinculadas al Programa. Por otra parte habría un impulso significativo al desarrollo de la utilización de las energías renovables en Argentina.

9.3. Micro, Mini y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos

Argentina cuenta con 56 MW instalados de micro, mini y pequeños aprovechamientos hidráulicos, de los cuales están fuera de servicio entre 10 y 16 MW, y quedan actualmente 40 MW de capacidad de generación efectiva en funcionamiento.

Los aprovechamientos de este tipo han demostrado ser muy efectivos y competitivos con otras alternativas tecnológicas para el suministro de energía eléctrica a redes aisladas de distribución (no conectadas a los mercados mayoristas). En otros casos tienen importancia debido a su utilización como cabecera de riego para el desarrollo de zonas áridas o semiáridas.

Dado el interés demostrado por varias Provincias en el desarrollo de este tipo de emprendimientos, la Secretaría de Energía, en cooperación con ellas, está favoreciendo el desarrollo de estudios de alcance provincial cuyos objetivos son el análisis de la experiencia desarrollada en las provincias en relación con este tipo de emprendimientos y el desarrollo de formas institucionales que permitan su ejecución y gestión dentro de un marco de sostenibilidad económica y conforme a las nuevas pautas de organización del sector eléctrico. Para la ejecución de estos estudios, la Secretaría de Energía cuenta con financiación de la Unidad de Preinversión (UNPRE) dependiente de la Secretaría de Inversión Pública del Ministerio de Economía. A la fecha de este informe se ha completado la fase inicial de estudios en la Provincia de Neuquén, cuya conclusión es que sería factible la formación de cuatro unidades de negocios, habiéndose detectado además el interés de inversores privados en participar en esos emprendimientos. Un estudio similar al mencionado ha sido solicitado a la Secretaría de Energía por la Provincia de Santa Cruz, con el objetivo de mejorar la infraestructura turística de la zona.

Para favorecer los estudios de preinversión mencionados, la Secretaría de Energía ha realizado un inventario actualizado de Micro, Mini y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos existentes y en proyecto, cuyo detalle puede consultarse en los cuadros que siguen.

Se estima que en los primeros tres años posteriores al lanzamiento de algunos programas específicos provinciales, podría incorporarse, entre reparaciones y nuevos ingresos, una cifra del orden del 50% del equipo actualmente fuera de servicio, (8 MW en total), equivalente a una tasa de incorporación de 2,7 MW/año. A partir del cuarto año se estima un ritmo de incorporación de 5 MW/año.

La mayor parte de este equipamiento estará asociado a redes aisladas de generación y distribución, donde este tipo de generación es claramente competitivo con otras alternativas tecnológicas.

MICRO, MINI Y PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS EXISTENTES

PROVINCIA	POTENCIA (kW) (1)	ENERGÍA (GWh) (2)	CANTIDAD CENTRALES	CANTIDAD TURBINAS
SAN LUIS	2.048		1	2
SAN JUAN	16.735		7	7

NEUQUEN	1.400	7	9
JUJUY	770	6	6
SALTA	920	2	4
S. del ESTERO	2.000	1	2
TUCUMAN	337	1	2
RIO NEGRO	3.780	3	5
CORDOBA	10.900	3	7
CATAMARCA	1.902	7	11
MENDOZA	13.614	6	6
MISIONES	1.495	16	16
CHUBUT	520	3	3
TOTAL BRUTO	56.421	63	80
FUERA SERV.	16.000	30	30
TOTAL NETO	40.000	33	50

(1) Fuente: En base a datos existentes en SE y estimaciones hechas a partir del Relevamiento Nacional de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos. MOSP-SE. Diciembre 1987

(2) No se dispone de datos de energía generada completos y actualizados

POSIBLES MICRO, MINI Y PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS IDENTIFICADOS 1996

PROVINCIA	CANT.	CANT TURB.	POTENCIA (kW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	INVERSION M u\$s (3)	Observación s/Información
LA RIOJA	11	15	28.000	140	13,4(p)	Incompleto (3)
SAN JUAN	14	18	7.000	35	15	Completo
NEUQUEN	15	17	34.000	236	60	Completo
JUJUY	3	4	700	0	2,8	Completo
SALTA	2	3	700	1	1,7	Incompleto (2y3)
S.del ESTERO	3	5	1.060	6	1,4	Completo
TUCUMAN	8	8	3.840	120 (p)	0	Incompleto (2y3)
RIO NEGRO	2	2	1.700	12,5	0	Incompleto (3)
SANTA CRUZ	6	7	9.650	57	0	Incompleto (3)
MENDOZA	17	19	29.000	0	0	Incompleto (2y3)
MISIONES	11	11	16.000	0	0	Incompleto (2y3)
CHUBUT	3	3	4.400	26	0	Incompleto (3)
TOTAL	95	112	136.050	638 (P)	115 (P)	
(p) Parcial	(1) Estimado					

Fuente: Relevamiento Nacional de Mini - Micro Aprovechamientos Hidroeléctricos (En ejecución). Dirección de Investigación y Desarrollo - Dirección de Promoción -

SEyP. 1996.

9.4. Generadores Eólicos para Sistemas Aislados de Generación

Existen en Argentina numerosas localidades aisladas que reciben servicio eléctrico a través de generadores diesel y redes locales de distribución, que tienen altísimos costos de suministro (entre 0,5 y 2,5 \$/kWh). En aquellas localidades que se encuentran además en zonas de buen recurso eólico (más de 5 m/s de velocidad media anual) es posible la construcción de sistemas híbridos de generación diesel - eólicos que pueden generar a precios más bajos que los de los sistemas actualmente disponibles. Los generadores eólicos para estas aplicaciones tienen potencias de entre 5 y 150 kW en una sola unidad.

La Secretaría de Energía, en colaboración con el Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos, está impulsando un programa de demostración tecnológica que permita mostrar la ventaja de este tipo de tecnología para el suministro eléctrico.

Si bien no existe a la fecha información suficiente para poder determinar cual será la contribución de este tipo de tecnología a la generación a nivel nacional, se estima que es de promisoria aplicación en muchas localidades del sur de nuestro país.

9.5. Parques o Granjas Eólicas para la Generación Vinculada a Sistemas Interconectados.

Siguiendo la tendencia internacional, se han instalado en Argentina a partir del año 1994 pequeños parques eólicos vinculados a los sistemas MEM y MEMSP con máquinas de entre 100 y 750 kW y que totalizan a la fecha 11,45 MW. La capacidad anual de generación de estas plantas es de aproximadamente 40 GWh. Los factores de utilización de algunas de las granjas instaladas alcanzan el 45%, que en comparación con la media internacional del 20% es una buena indicación de la calidad de recurso eólico disponible.

INSTALACIONES EOLICAS INTERCONECTADAS AL MEM Y MEMSP

LUGAR	PROVINCIA	PUESTA EN MARCHA	NUMERO DE MAQUINAS	POTENCIA TOTAL (kW)	POTENCIA ACUMULADA (kW)	FACTOR UTILIZ. (Estimado)	ENERGIA ANUAL (GWh) (Estimada)
COMODORO RIV.	CHUBUT	Ene-94	2	500	500	0,45	2,0
CUTRAL-CO	NEUQUEN	Oct-94	1	400	900	0,25	0,9
PUNTA ALTA	BS. AS.	Feb-95	1	400	1.300	0,30	1,1
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	May-95	3	300	1.600	0,40	1,1
TANDIL	BS. AS.	May-95	2	800	2.400	0,25	1,8
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	Ene-96	7	700	3.100	0,40	2,5
RADA TILLY	CHUBUT	Mar-96	1	400	3.500	0,45	1,6
COMODORO RIV.	CHUBUT	Sep-97	8	6.000	9.500	0,45	23,7
MAYOR BURATOVICH	BS. AS.	Oct-97	2	1.200	10.700	0,30	3,2
DARRAGUEIRA	BS. AS.	Oct-97	1	750	11.450	0,30	2,0

El potencial eólico de la Argentina es uno de los mayores del mundo, concentrándose en la Patagonia una disponibilidad prácticamente ilimitada de recursos de alta calidad, con velocidades medias anuales superiores a los 8 m/s. Una estimación indica un potencial total de la Patagonia del orden de los 300.000 MW.

La mayoría de los emprendimientos realizados hasta 1996 han sido proyectos de demostración tendientes a explorar en términos prácticos la factibilidad del negocio eólico. A partir de 1996, se nota un cambio de tendencia hacia centrales de mayor porte donde el recurso se ha probado abundante y bajo condiciones de financiamiento especiales.

Si bien los datos disponibles sobre proyectos en cartera son muy auspiciosos, no tienen una clara ecuación económica que los justifique, por lo que no pueden considerarse válidos para estimar el comportamiento futuro de la incorporación de generación eólica en el mercado.

Existen varios proyectos privados de mayor envergadura que los existentes (hasta con potencias de 50 MW eólicos como complemento de algunas iniciativas de generación térmica), que sólo serían viables en la medida que estén asociados a condiciones especiales de financiamiento.

El escenario de incorporación de equipamiento eólico supuesto es el siguiente:

	Emprendimiento	Potencia (MW)	Energía Anual Incorporada (MWh)
Año 1998	Estimado Global	3	7.884
Año 1999	Estimado Global	5	15.000
Año 2000 y siguientes	Estimado Global	10	30.000

En la medida que continúe la disminución de los precios de los equipos de generación eólica y que aumente la disponibilidad de financiamiento especial debido a su condición de tecnología benigna para el medio ambiente, se espera un crecimiento de la capacidad instalada mayor a la aquí prevista, aunque no se cuenta con elementos para poder construir un escenario en esas condiciones.

9.6. Bioelectricidad

Este tipo de tecnología es utilizado mayoritariamente por los ingenios azucareros. Está asociada a la necesidad de reciclar desechos y obtener vapor como vector energético y electricidad (cogeneración). La estacionalidad del ciclo de producción azucarero hace que la generación también lo sea, y que además sea complementaria de la energía que se compra al distribuidor o generador del MEM.

Existen proyectos de ampliación de las instalaciones existentes, decisiones que serán tomadas por parte de los industriales siempre que el índice costo/beneficio sea apropiado.

9.7. Resultados esperados

Los resultados esperados son principalmente una incorporación importante de usuarios de servicios eléctricos individuales y de suministro a la mayoría de las escuelas, centros de salud, etc., en áreas rurales dispersas. Los beneficios serán fundamentalmente mejorar la calidad de vida y, por el tipo de tecnología, disminuir significativamente el impacto ambiental de la generación convencional.

El escenario de oferta y demanda de base ha sido construido a partir de información existente en la Subsecretaría de Energía y complementada con información recibida de las provincias a través de encuestas. Los valores de energía son en su mayoría estimados, ya que la información existente es incompleta o desactualizada.

Los costos están asociados a las inversiones de capital para el año base. Estos valores no tienen aún una referencia fija debido a que el mercado es muy pequeño y no existe una competencia definida entre los proveedores, que están habituados a la venta de equipamiento a instituciones del estado. Se prevé que para el futuro estos valores sufrirán una tendencia a la baja alineándose con los valores internacionales.

COSTOS DE EQUIPAMIENTO (en u\$s/KW)		
SOLAR FV	5.000/6.000	Sin incluir almacenamiento en baterías.
EOLICA Carga Batería	2.500/3.000	Para potencias inferiores 25 kW, ídem anterior
MICRO Y MINI HIDRO	2.000/5.000	Variable por costos de obra civil
DIESEL	300/700	Sin instalación / Con instalación y distribución
BIOELECTRICIDAD	750/1.000	Grandes y Pequeños

9.8. Cronograma de Incorporaciones

Tomando los valores del escenario Medio para el PAEPRA y las hipótesis de combinación de escenarios descripta para las turbinas eólicas y pequeños emprendimientos hidráulicos, el cuadro que continúa describe la incorporación estimada de potencia, así como la contribución de estas tecnologías a la generación total.

ENERGIAS RENOVABLES (CAPACIDAD INSTALADA EN MW)

TECNOLOGIA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	OBS.
EOLICA (Granjas Eólicas)	11,0	14,0	19,0	29,0	39,0	49,0	59,0	69,0	79,0	
EOLICA (pequeños aerog.)	0,6	2,1	3,6	5,1	6,6	8,1	9,6	9,6	9,6	Progr. Rural
FOTOVOLTAICA (mercado)	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	
FOTOVOLTAICA		2,3	4,5	6,8	9,0	11,3	13,5	13,5	13,5	Progr. Rural
BIOELECTRICIDAD	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	Sin incremento
MINIHIDRAULICA	40,0	42,7	45,4	48,1	50,8	53,5	56,2	58,9	61,6	
TOTAL	360,6	371,1	383,5	401,0	418,4	435,9	453,3	467,0	480,7	

ENERGIAS RENOVABLES (ESTIMACION DE LA ENERGIA ENTREGADA ANUALMENTE)

TECNOLOGIA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	OBS.
EOLICA (Granjas Eólicas)	37,9	48,3	65,5	100,0	134,5	169,0	203,5	238,0	272,5	(GWH)
EOLICA (pequeños aerog.)	0,5	2,0	3,5	5,0	6,5	8,0	9,5	9,5	9,5	(MWh) Progr. Rural
FOTOVOLTAICA (mercado)	2,9	4,4	5,8	7,3	8,8	10,2	11,7	13,1	14,6	(MWh)
FOTOVOLTAICA	0,0	3,3	6,6	9,9	13,1	16,4	19,7	19,7	19,7	(MWh) Programa Rural
BIOELECTRICIDAD	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	(GWH) Sin incremento
MINIHIDRAULICA	105,1	112,2	119,3	126,4	133,5	140,6	147,7	154,8	161,9	(GWH) Factor de Uso 0,3
TOTAL (GWh)	546,5	461,4	484,9	525,6	566,4	607,1	647,9	683,8	719,8	

NOTA: Se han diferenciado los casos de unidades de la misma tecnología con distintos factores de utilización

10. LA PROBLEMÁTICA AMBIENTAL

10.1. Sector eléctrico

Para la formulación de políticas en el sector, se ha adoptado un enfoque en el que se tienen en cuenta los costos externos de la energía eléctrica en términos ambientales y sociales, a través del planteo de las medidas necesarias para posibilitar la optimización de los beneficios y la morigeración de los efectos negativos asociados a las distintas actividades eléctricas.

Por lo tanto, existe un esfuerzo sectorial en materia de protección del ambiente, que se basa en los siguientes criterios:

- Se considera que todas las fuentes eléctricas generan impactos ambientales negativos de diferente calidad y en diferentes localizaciones geográficas, ya sea sobre el medio natural como el social y cultural, teniendo en cuenta además que algunos son de difícil evaluación en términos económicos.
- Se elaboran las normas para la incorporación de los aspectos ambientales en los distintos segmentos del mercado, para las diferentes fuentes y en todas las etapas, desde su evaluación inicial hasta las etapas de construcción y operación.
- Se fortalece el rol de contralor del Estado, para garantizar la posibilidad de una adecuada gestión ambiental de los agentes privados.
- Se incluyen, en el presupuesto económico-financiero de los proyectos, los costos de las inversiones para la protección ambiental, para la consecución de las medidas correctivas y para el monitoreo permanente de vigilancia y control de los procesos contaminantes.

10.1.1. Marco Institucional y Normativo

El marco institucional y de normativa ambiental en vigencia establecen que los agentes del sector eléctrico son directamente responsables de cumplir las leyes, decretos y reglamentaciones, tanto nacionales como provinciales, que corresponda aplicar en cada caso y ante la Autoridad de Aplicación correspondiente.

La Ley N° 24.065 del Marco Regulatorio de Energía Eléctrica y su Decreto Reglamentario definen las condiciones según las cuales se consideran los aspectos ambientales, existiendo cuatro niveles de reglamentaciones:

- Las metodologías para elaboración de evaluaciones de impacto ambiental, a través de los Manuales de Gestión Ambiental (Centrales Térmicas Convencionales, Obras Hidroeléctricas y Sistema de Transporte Eléctrico).

- Las Resoluciones de la Secretaría de Energía donde se fijan medidas específicas de protección y control ambiental de las actividades eléctricas, limitándose los niveles de contaminación.
- Los procedimientos para el cumplimiento de dichas normas, dictados por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).
- Las medidas que surgen de las Auditorías Ambientales del ENRE, en su carácter de autoridad de fiscalización.

10.1.2. Centrales Térmicas

10.1.2.1. Emisiones de contaminantes (NOx, SO2 y MP)

En este punto se analizan las emisiones de contaminantes tales como los óxidos de nitrógeno (NOx), el óxido de azufre (SO2) y material particulado (MP) que contribuyen localmente a la acidificación de la atmósfera y el suelo.

El proceso de transformación del sector eléctrico argentino, a partir del Marco Regulatorio Eléctrico, ha producido una mejora notable desde el punto de vista ambiental.

La situación ha mejorado como consecuencia de: a) la instalación de nuevas unidades generadoras con ciclo térmico más eficiente, b) la regulación sectorial que obliga a la instalación de quemadores de baja emisión de NOx y c) el incremento de la participación del gas natural, que representa actualmente más del 88% del consumo total de combustibles en centrales termoeléctricas (medidos en t.e.p.).

Por otra parte, están en vigencia los siguientes valores máximos de emisión, de acuerdo al equipamiento y el combustible utilizado, en mg/Nm3, como exigencia de la Secretaría de Energía:

	SO2	MP	NOx
Turbo vapor:			
Fuel oil	1.700	140	600
Gas Natural		6	400
Carbón	1.700	120	900
Turbo gas:			
Gas Natural		6	200
Combustible líquido (Azufre <0,5%)		20	200

Esta política, como puede observarse en el punto siguiente, trajo como consecuencia una baja en el valor de emisión promedio de NO_x para las centrales turbogas operadas con gas natural, donde se pasó de 5,10 kg/dam³ (kg/decámetro cúbico) en 1994 a 4,33 kg/dam³ en el año 1996. Estos son valores promedio y surgen de las campañas de mediciones realizadas por el ENRE.

No se realiza el cálculo de las emisiones futuras de anhídrido sulfuroso (**SO₂**) y material particulado (**MP**), ya que por el alto consumo de gas natural su influencia será cada vez menor y sólo dependerá de la calidad esperada de los combustibles líquidos y sólidos, independientemente de la tecnología utilizada.

Sin embargo, se prevén, hacia el año 2000, ajustes en los valores límite de emisiones gaseosas por chimenea de los tres contaminantes, debido al aumento de los valores de fondo de la calidad del aire como consecuencia del crecimiento económico, las nuevas tecnologías que se incorporen y la compatibilización con las mayores restricciones que se prevén en el ajuste de las legislaciones nacional y provinciales.

10.1.2.2. Gases de Efecto Invernadero (GEI)

10.1.2.2.1. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

La preocupación mundial acerca de los cambios climáticos, creó la necesidad de evaluar con mayor profundidad la problemática de la elevación de temperatura que surge por la acumulación de dióxido de carbono, metano, fluorclorocarbonos y otros gases termoactivos en la atmósfera, denominados Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Este fenómeno está relacionado con el desequilibrio que provocan los GEI en el balance de energía que se produce en la Tierra, cuando se libera al espacio la misma cantidad de energía que se absorbe del sol. La acumulación de estos gases retiene gran parte de la radiación infrarroja ascendente, impidiendo que la energía pase directamente desde la superficie de la Tierra al espacio, y alterando en consecuencia el delicado equilibrio que mantiene constante el clima del planeta.

Si no se registra ningún otro cambio adicional, el constante aumento de tal concentración de gases produce como consecuencia un aumento en la temperatura de la Tierra, que es denominado de cambio climático por causas antropogénicas, diferenciándolo de la variabilidad climática regular.

Para hacer frente a este problema, procurando atenuar el impacto de calentamiento global, se ha acordado la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, Río de Janeiro en junio de 1992, aprobada en la Argentina por Ley N° 24.295 del 7 de diciembre de 1993.

Esta Convención ha establecido como *objetivo final* la estabilización de la concentración de gases en la atmósfera a niveles que impidan interferencias peligrosas de origen humano en el sistema climático, y en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, para asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Los puntos más trascendentes de la misma son los siguientes:

- Se fijan, para el logro de tal objetivo, obligaciones diferenciadas por países:
 - A los países del Anexo I (países desarrollados, países del este europeo y de la ex-Unión Soviética), se les exige volver individual o conjuntamente a los niveles de emisiones antropogénicas de los GEI correspondientes al año 1990.
 - A los países en desarrollo (no Anexo I), se les exige confeccionar sus Comunicaciones Nacionales, las que incluyen los Inventarios Nacionales de GEI (emisiones y sumideros).
- Se atribuye a los países ricos la mayor cuota de responsabilidad en la lucha contra el cambio climático y se fija la erradicación de la pobreza como prioritaria, respecto de los compromisos emergentes de la Convención.
- Se admite que para lograr un desarrollo económico y social sostenible, los países en desarrollo necesitarán aumentar su consumo de energía, así como la proporción del total de emisiones originadas en los mismos.
- Se admite la vulnerabilidad de los países más pobres a los efectos del cambio climático.
- Se alienta a compartir las tecnologías y los conocimientos prácticos ambientalmente idóneos.

10.1.2.2.2. Primera Comunicación Nacional

En cumplimiento de los compromisos asumidos, el Gobierno Argentino presentó durante el corriente año la Primera Comunicación Nacional a la Conferencia de las Partes, habiendo participado la Secretaría de Energía en su elaboración. La misma contiene los tres capítulos requeridos:

- Inventario nacional de las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero para los años 1990 y 1994.

- Medidas de mitigación de la emisión de los GEI.
- Evaluación de vulnerabilidad ante el cambio climático.

Entre los GEI considerados, el principal interés está centrado en el dióxido de carbono (CO₂), originado básicamente en el consumo de combustibles fósiles, en los procesos de deforestación masivos y en los cambios de usos del suelo, que implican una disminución de la capacidad de asimilación del CO₂ atmosférico.

Según las conclusiones de la Comunicación Nacional, la emisión mundial de este gas a la atmósfera en el año 1990, procedente de la utilización de combustibles fósiles, fue del orden de 6 mil millones de toneladas de carbono, a la que la Argentina sólo aportó un 0,59%.

Cabe aclarar que el año 1990, tomado como base del Informe Nacional según el compromiso que surge de la Convención, no es representativo de la evolución posterior de los principales indicadores, por haber sido de baja actividad económica y anterior a la reconversión del sector eléctrico.

Finalmente, para ilustrar mejor la situación de Argentina respecto de los otros países, si se comparan las emisiones de CO₂ (como Carbono) provenientes del consumo de combustibles fósiles, según datos proporcionados por la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD), al año 1991 surgen las siguientes cifras:

Emisiones de CO ₂ (Como Carbono)		
	10 ⁶ t/año	t/año/habitante
CANADA	124	4,8
EEUU	1.433	5,8
O.E.C.D.	2.793	3,4
ARGENTINA	29	0,9
TOTAL MUNDIAL	6.256	1,2
FUENTE: OECD, 1993		

Por otro lado, a nivel regional, si se compara el valor de CO₂ proveniente de los consumos totales de combustibles de Argentina (131.341,2 Gg de CO₂), con los consumos totales de América Latina (1.085.000 Gg de CO₂) aquél representa el 12,1% del aporte de la región. Fuente: *Le debat sur le changement climatique* The European Round Table of Industrialist - ERT, diciembre de 1994.

Respecto de la participación de la generación de **energía termoeléctrica**, el aporte correspondiente, según la mencionada Comunicación Nacional, ascendió en el año 1990 a un 15,5%, situación favorable en cuanto a los estándares internacionales, que indica una

participación promedio de aproximadamente un 30%, con rangos de: 20% a 30% para los países en desarrollo y de 30% a 40% para los países desarrollados.

Con relación al consumo energético final por fuentes durante el período 1990/94, se destaca la progresiva penetración del gas natural. Este proceso de sustitución de combustibles líquidos, resultado de la política energética, produjo menores tasas de crecimiento de las emisiones de CO₂, comparadas con el promedio anual de crecimiento del consumo final de energía.

10.1.2.2.3. Situación actual del sector Termoeléctrico

Para el año 1996, según datos de consumos de combustibles, correspondientes al Sistema Interconectado Nacional y al Sistema Patagónico (CMMESA), la generación termoeléctrica aporta el 14,9% de CO₂ del total de las emisiones de CO₂ originadas en los consumos aparentes de combustibles del país y en los venteos de gas (131.341,2 Gg de CO₂).

Este bajo porcentual se debe al uso del gas natural que contribuye a disminuir las emisiones de CO₂ porque contiene menor cantidad de carbono (56 t/TJ), frente al fuel oil (78 t/TJ) y al carbón mineral (94 t/TJ) en igualdad de equivalentes calóricos. Por otra parte es un combustible más limpio y sin azufre.

Para una mejor comprensión de la situación actual y futura del sector termoeléctrico respecto del ambiente, se analiza a continuación la evolución de las emisiones de CO₂ y NO_x provenientes de la generación termoeléctrica, en el período 1990/1996.

Para el cálculo de emisiones de **NO_x**, los datos del año 1990 surgen de la Primera Comunicación Nacional, mientras que los datos de los años 1994, 1995 y 1996 son valores reales y surgen de las mediciones realizadas por el ENRE, según el siguiente cuadro:

EMISIONES ANUALES DE NOX EN TONELADAS

CENTRALES	COMBUSTIBLE	AÑO 1994	AÑO 1995	AÑO 1996
TURBOVAPOR	Gas Natural	25.935	23.765	28.726
	Fuel oil	4.566	4.066	5.194
	Carbón	6.191	4.911	6.299
TURBOGAS	Gas Natural	4.189	10.371	14.970
	Gas oil	419	116	211

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos del ENRE de 1996/97.

Estas emisiones se calcularon basándose en los siguientes factores promedio obtenidos por el ENRE durante el mismo período, en orden

creciente de exactitud, expresados en kg de NOx por dam³ ó tonelada de combustible:

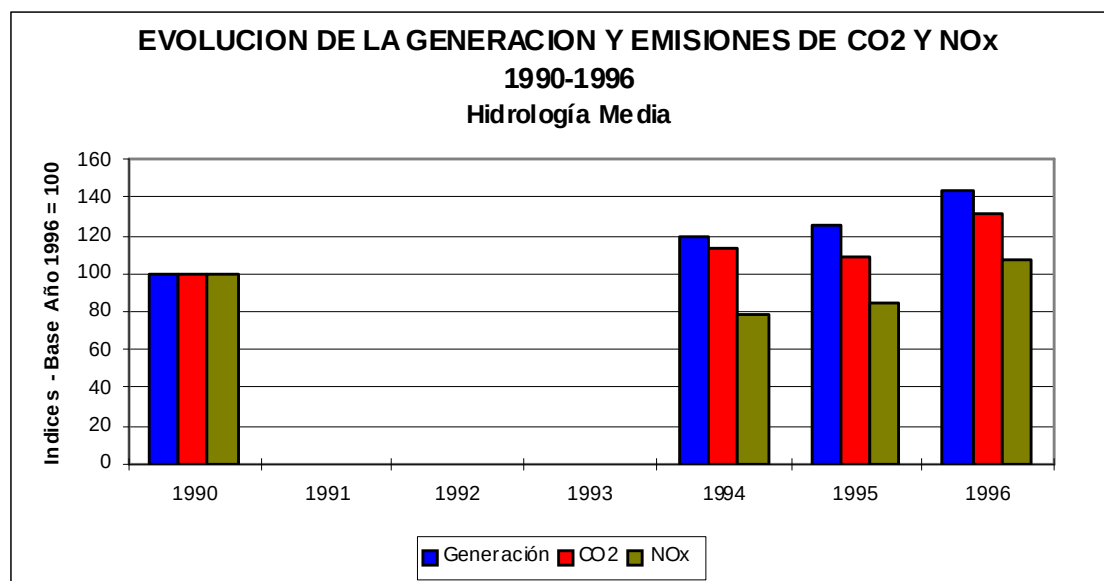
FACTORES DE EMISION DE NOX EN kg/dam³ O T DE COMBUSTIBLE

CENTRALES	AÑO	COMBUSTIBLE		
		Fuel Oil	Gas Natural	Carbón
Turbovapor	1994	8,79	5,41	5,44
	1995	8,35	4,92	5,30
	1996	6,09	3,16	5,22
Turbogas	1994		5,10	
	1995		4,90	
	1996		4,33	

FUENTE: ENRE, Cálculo de Coeficientes de Emisiones Gaseosas, agosto de 1997

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ los datos surgen de la Primera Comunicación Nacional (años 1990 y 1994) y de los consumos de combustibles y se realizó según los factores de emisión que recomienda la Agencia de Protección del Ambiente de EEUU (EPA), específicos de cada tipo de combustible.

El siguiente gráfico ilustra la evolución porcentual de emisiones de ambos gases respecto de la generación termoeléctrica, en el período considerado:



Se puede observar que entre los años 1990 y 1996, los consumos específicos han bajado de 2.800 kcal/kWh a 2.500 kcal/kWh aproximadamente. Simultáneamente, para el mismo período, el consumo de gas natural aumentó su participación del 77% al 88 % del consumo total de combustibles.

Por otra parte, la incorporación de ciclos combinados que se encuentran actualmente en proyecto, significará una disminución en los consumos específicos promedio, por cuanto se están incorporando equipos que tienen consumo específico inferior a 1.600 kcal/kWh.

Por ejemplo, si los aproximadamente 22.000 GWh térmicos producidos durante el año 1990 hubiesen sido generados con los rendimientos correspondientes al año 1996, se habría logrado un ahorro superior a 700.000 dam³ de gas natural, equivalente a una disminución del 10% en el consumo de dicho combustible.

Esta mejora en la eficiencia del ciclo térmico significa menores consumos de combustibles para una misma generación que tendrá, como consecuencia directa, menores tasas de emisión de contaminantes a la atmósfera.

10.1.2.2.4. Criterios analíticos para el cálculo de emisiones de GEI en Centrales Termoeléctricas

- Restricciones ambientales nacionales y sectoriales.
- Datos correspondientes al escenario 2 (caso B), considerando la generación por central y tipo de equipamiento.
- Datos agregados nacionales de todas las variables planteadas para el análisis.
- Cantidad y tipo de combustible utilizado para la generación termoeléctrica.
- Consumos específicos anuales resultantes de las dos últimas variables.
- Se consideran emisiones de gases de efecto invernadero a las producidas por los óxidos de nitrógeno (NOx) y dióxido de carbono (CO₂), excluyendo el metano y monóxido de carbono por ser poco significativos en la generación termoeléctrica.
- Para el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono se utilizan los factores de emisión de la Agencia de Protección Ambiental de EEUU (EPA), que se diferencian según el tipo de combustible utilizado.
- Para el cálculo de emisiones de NOx se utilizan factores de emisión propios, en base a las mediciones por chimenea realizadas por el ENRE hasta el año 1996 inclusive, ponderados por tipo de equipamiento termoeléctrico y por combustible en el período proyectado. Se consideraron para el período 1996-2010 factores decrecientes de emisión de 160 a 90 kg NOx/TJ.

10.1.2.2.5. Cálculo de los GEI - Escenario 2, Caso B

Por recomendación del Panel Intergubernamental de Cambios Climáticos (IPCC), los gases a evaluar en el sector energético son: el dióxido de carbono (CO₂), los óxidos de nitrógeno (NOx), el metano (CH₄) y monóxido de carbono (CO). Estos dos últimos, no se consideran en este informe por ser muy poco significativos en la generación termoeléctrica.

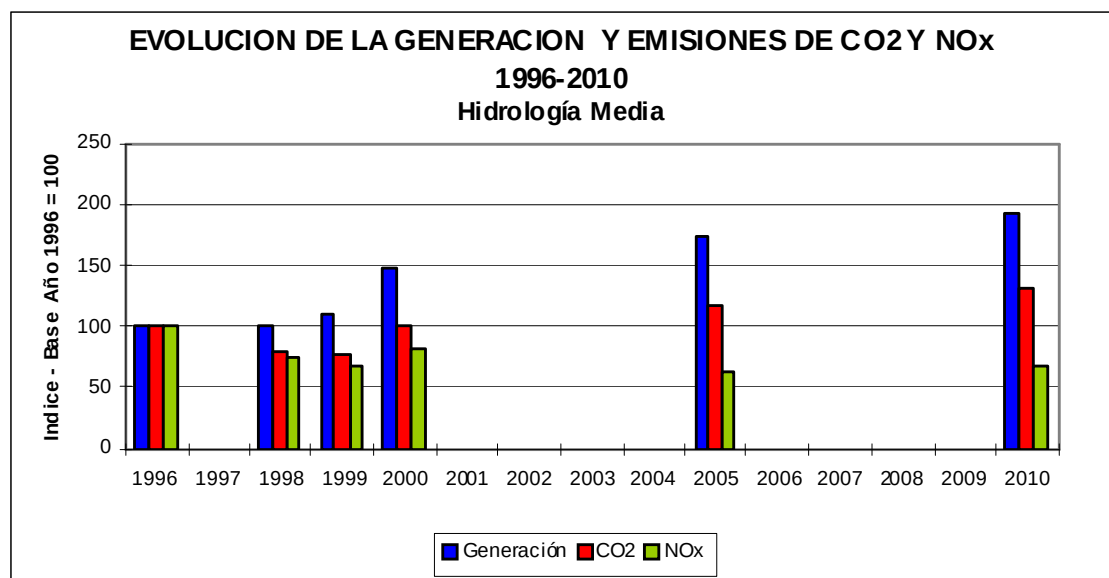
El año base utilizado es 1996, asumiendo que en el horizonte prospectivo del 2010, el parque térmico tenderá preponderantemente al uso de unidades de ciclo combinado y a la utilización de gas natural como combustible mayoritario.

Estas modificaciones en el parque térmico llevaron a considerar factores de emisiones decrecientes durante el período proyectado.

Para el cálculo de las emisiones se utilizaron los datos de generación térmica y consumos de combustibles obtenidos de la simulación.

PROYECCION DE EMISIONES DE CO2, NOX Y GENERACION				
Año	Hidraulicidad	Generación (GWh)	CO2 (Gg)	NOx (Gg)
1996		31.067	18.883	55,4
1998	Rica	27.331	13.269	36,7
	Pobre	37.488	18.673	51,5
	Media	31.252	15.073	41,6
1999	Rica	30.276	12.742	32,9
	Pobre	40.791	17.458	45,2
	Media	34.420	14.534	37,6
2000	Rica	42.042	17.570	42,4
	Pobre	52.349	22.773	55,1
	Media	46.046	19.190	45,6
2005	Rica	48.429	16.908	26,3
	Pobre	60.925	24.415	37,9
	Media	54.315	21.124	34,4
2010	Rica	51.803	18.770	30,3
	Pobre	68.867	28.868	45,0
	Media	59.954	24.048	38,6

El siguiente gráfico muestra la evolución porcentual de las emisiones de CO2 y NOx respecto del crecimiento de la generación termoeléctrica en el escenario considerado, en condiciones de hidraulicidad media.



Analizando estas proyecciones, se observa para el año 2010 una menor tasa de crecimiento de las emisiones de CO2 (27%) y NOx (-31%) respecto del aumento de la generación termoeléctrica prevista (93%).

Con la incorporación en el corto plazo de los ciclos combinados que se encuentran actualmente en proyecto, los consumos promedio se ubicarán en valores cercanos a 1.750 kcal/kWh, por cuanto estos nuevos equipamientos tienen consumos específicos inferiores a 1.600 kcal/kWh.

Esa reducción implicará una disminución de las emisiones de los GEI por kW generado, sin variaciones significativas para los distintos escenarios contemplados en el presente informe.

Esta mejora en la eficiencia también influirá en el consumo total de combustibles. Para la generación termoeléctrica prevista de 59.954 GWh en el año 2010 (escenario 2 y en condiciones de hidraulicidad media) se producirá un ahorro superior a 5.000.000 dam³ de gas natural.

Como conclusión, se puede afirmar que la oferta futura de energía eléctrica cubierta con fuentes convencionales se produce en condiciones de bajo impacto ambiental, a causa del menor crecimiento relativo de los GEI. Por lo tanto, Argentina no necesita imponer restricciones a la misma.

10.1.3. Centrales Hidroeléctricas

Hacia fines del período analizado, se ha considerado el ingreso de generación hidroeléctrica.

En la evaluación y gestión ambiental de este tipo de centrales, es fundamental el tratamiento correcto de sus efectos en el medio geográfico en que se implantan, ya que si bien son menos contaminantes a nivel global, son altamente impactantes a niveles regional y local, por las modificaciones que producen en el medio físico, biótico y socioeconómico, tales como inundaciones por la formación del embalse, desplazamiento de población, efectos sobre flora y fauna, riesgos de enfermedades hídricas, impactos socioculturales y arqueológicos, etc.

Para ellas adquiere particular relevancia la necesidad de lograr una adecuada articulación de la obra con el medio, a fin de acotar o minimizar sus efectos negativos y potenciar los beneficios que tal tipo de obras posibilitan, particularmente aquéllos derivados de los propósitos múltiples, asegurando de ese modo un balance de resultado positivo en el desarrollo regional.

Por ello, se ha previsto que el Estado asuma las primeras etapas de identificación de los recursos hasta llegar a la prefactibilidad ambiental del proyecto, la definición de las normas de manejo de agua, y la fiscalización del proyecto, construcción y explotación.

Por otra parte, la herramienta específica para lograr la articulación deseada, es una gestión ambiental de los proyectos que defina y coordine, a lo largo de su desarrollo y explotación, los programas sectoriales, las acciones preventivas y correctivas, la red de vigilancia ambiental, las relaciones institucionales y los mecanismos de comunicación social con la comunidad afectada.

Los programas que se encaran atienden a los siguientes aspectos: Plan Director de Gestión Ambiental, Clima, Calidad de Aguas, Fauna Terrestre y Acuática, Fauna Entomológica, Control de Planorbídeos, Flora Acuática y Terrestre, Salud y Control de Endemias, Usos del Suelo (degradación y erosión), Ordenamiento Ambiental, Tratamiento Costero, Deforestación del Embalse, Hidrología Superficial y Subterránea, Rescate y Conservación del Patrimonio Cultural e Histórico, Vigilancia y Control Ambiental, Relocalización de Población y Reposición de Bienes y Servicios (urbana y rural), Villas y Campamentos, Higiene y Seguridad Industrial, y Condiciones Laborales en la Obra, etc.

La herramienta metodológica que los contiene está en vigencia a través del Manual de Gestión Ambiental respectivo (Resolución SE N° 718/87). Se tenderá a la actualización de estos programas ambientales de acuerdo al estado del arte en el período proyectado, acentuando el monitoreo continuo de las principales variables de afectación.

10.1.4. Energías No Convencionales

Existen en el país experiencias satisfactorias en el uso de energías renovables, especialmente en el caso de las centrales eólicas. Este tipo de instalaciones es favorable desde el punto de vista ambiental, puesto que no emiten gases de contaminación local o de efecto invernadero (GEI).

Dadas las condiciones actuales del parque térmico, las expectativas de ingreso de equipos con eficiencia creciente y el uso masivo del gas natural, se espera que el mayor desarrollo de este tipo de energías se dará en el mercado disperso, ya que son fuentes perfectamente adaptables a atender la demanda de áreas y poblaciones aisladas.

Si bien los efectos de estas fuentes sobre el medio son menores y fácilmente controlables no están exentas de riesgos para el ambiente. La Secretaría de Energía está elaborando la resolución que corresponde a la generación eólica, donde se establecen los parámetros de los sistemas natural y social a contemplar por tales generadores, para la realización de la evaluación de impacto ambiental.

Entre ellos se encuentran: la evaluación del lugar de emplazamiento, la competencia con otros usos de la tierra, el cuidado de los corredores de migración de aves, el mantenimiento de los niveles de ruidos en valores aceptables de acuerdo a las normas vigentes y el mantenimiento de distancias mínimas a las rutas nacionales o provinciales.

Se exige además la elaboración del Plan de Gestión Ambiental con las medidas de mitigación correspondientes.

10.1.5. Electroductos

Como consecuencia de la reconversión de las empresas de distribución provinciales, se espera que durante el período en estudio se produzcan fuertes inversiones en esta etapa de la cadena eléctrica, con el fin de mejorar la calidad de servicio.

Debido a la reducción esperada del nivel de pérdidas técnicas en el sistema de subtransmisión y distribución, del 14% al 10,8% en el año 2010, la tasa de crecimiento de la generación será menor que la del consumo, y tenderá a disminuir la cantidad de emisiones gaseosas a la atmósfera.

Por otro lado, el proceso de fuerte concentración de población en las zonas urbanas, cuya tasa de crecimiento no se prevé que disminuya al año horizonte 2010, hará expandir las redes de baja, media y alta tensión, incrementando tanto la cobertura geográfica como la densidad de carga.

A fin de mejorar la compatibilidad de estas instalaciones con el ambiente, se procedió en el presente año a la actualización del Manual de

Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión y se lo ha extendido a las demás tensiones (a partir de 13,2 kV), para lo cual se ha elaborado en la Secretaría de Energía el proyecto de resolución correspondiente.

En tal sentido, en el año 1996 se firmó un Convenio con la Universidad Nacional de La Plata, para que el Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos (IITREE), realizara los estudios pertinentes y participara en la confección de una norma que contemplara los posibles efectos de los campos electromagnéticos de baja frecuencia (50 Hz), así como el impacto visual y ocupación del espacio de las líneas y estaciones transformadoras.

De acuerdo a las conclusiones del IITREE, el proyecto de resolución considera los Criterios 35 y 69 de la Organización Mundial de la Salud, de la Asociación Internacional de Protección contra la Radiaciones (IRPA) y del Programa Ambiental de las Naciones Unidas; se basa en la fijación de valores máximos de los campos electromagnéticos y establece valores límite más conservadores que los que esos organismos recomiendan, los cuales son cumplidos en todas las instalaciones actuales.

Respecto de los campos electromagnéticos, al no ser necesario que se demuestre la relación de causalidad en materia de riesgo a la salud, según el principio de precaución, los valores de campos electromagnéticos se reglamentaron desde el punto de vista ambiental y hasta tanto las autoridades nacionales de Salud se expidan sobre el tema.

Estos valores límites de campos electromagnéticos de baja frecuencia (50 Hz) en el borde de la franja de servidumbre se fijaron en:

Campos de inducción magnética: 250 mG

Campos eléctricos: 3 kV/m

Esta norma, tal como se enunció más arriba, considera otros parámetros ambientales a contemplar en la evaluación de impacto ambiental, tales como:

- Ocupación del espacio: se exige el análisis de las alternativas de trazas considerando los aspectos naturales y la estructura socioeconómica de las áreas afectadas.
- Impacto visual: se debe identificar la sensibilidad de los recursos naturales y de la trama urbana a fin de reducir el impacto visual adverso de las líneas aéreas, mediante guías de ponderación de tal impacto, hasta tanto existan tasas que permitan cuantificarlo, así como guías de elección de tecnologías adecuadas.
- Radiointerferencia: Se han fijado valores acordes con las reglamentaciones de la Comisión Nacional de Comunicaciones.

- Ruidos: Se han fijado valores en concordancia con las normas nacionales más exigentes.

10.1.6. Normativa Ambiental Prevista

La normativa ambiental en el período considerado seguirá la tendencia actual de reforzamiento en todos los niveles jurisdiccionales: compromisos internacionales en materia ambiental y de desarrollo sustentable, Instrumento Jurídico Ambiental de MERCOSUR ya elaborado y en etapa de discusión, en el nivel federal, a través del dictado de los principios básicos que la Constitución asigna a la Nación, mediante leyes generales y normas sectoriales y en el nivel provincial, mediante el dictado y actualización legal que complementa los principios básicos nacionales.

Por otra parte, la gestión privada está implementando progresivamente las pautas que surgen de las Normas ISO 9.000 (Calidad) e ISO 14.000 (Sistemas de Gestión, Gerenciamiento y Calidad Ambiental) a fin de que sus actividades sean competitivas a niveles nacional, regional y mundial.

Finalmente, por su mayor percepción de la problemática ambiental, se prevé un incremento de la importancia que la sociedad otorga a estos temas, y paulatinamente una mayor participación de la comunidad en los mismos.

Por todo ello se estima que la dimensión ambiental seguirá siendo sustancial en los estudios de factibilidad de los proyectos y en la elección de las alternativas en cualquier actividad del sector eléctrico.

10.2. Gas Natural

A partir de la aplicación de la Resolución SE N°236/93, los venteos de gas irán disminuyendo por períodos bianuales hasta alcanzar porcentuales muy bajos respecto de la producción bruta de gas natural.

Ambientalmente, la reducción porcentual de los venteos de gas, tiene un doble significado:

- Se produce una disminución notable en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)
- Hay una mejora cualitativa respecto de la composición de las emisiones

Esto último se debe a que la mayor parte del gas aventado se quema por las antorchas (90%), transformando todos los hidrocarburos en CO₂, mientras que el resto (10%) técnicamente es imposible su quema y contiene aproximadamente 70% de CO₂ y 30% de CH₄.

Así, este escaso resto de CH₄ (3% del total) tendrá un menor impacto comparativo ante la problemática del calentamiento global, teniendo en cuenta que la efectividad del CH₄ es 24 veces mayor que la del CO₂ para retener el calor de la atmósfera.

Las cantidades de venteos pasadas y proyectadas se reflejan en la siguiente tabla:

PRODUCCION BRUTA DE GAS NATURAL, VENTEO Y COMPOSICION DE VENTEO
(en millones de m³)

AÑO	GAS NAT.	VENTEO	%	CO2	CH4
1990	23.017	2.632	11,4	2.553	79
1994	27.697	3.362	12,1	3.262	100
1996	34.649	3.380	9,7	3.279	101
1997	33.611	2.846	8,5	2.761	85
2000	37.127	982	2,6	952	30
2005	44.394	1.170	2,6	1.135	35
2010	56.844	1.372	2,4	1.331	41

Fuente: Subsecretaría de Combustibles (1997)

10.3. Conclusiones

Tal como se ha señalado, la incorporación de ciclos combinados de última tecnología y el aumento de la eficiencia del ciclo térmico que conllevan, producirán una disminución relativa de los gases de efecto invernadero respecto del crecimiento de la generación termoeléctrica.

La disminución relativa del CO₂ se acentúa por el uso masivo de gas natural, porque contiene menor cantidad de carbono (56 t/TJ), frente al fuel oil (78 t/TJ) y al carbón mineral (94 t/TJ).

Se suma a ello la disminución de NO_x por la incorporación de nuevas tecnologías, tal como la nueva generación de quemadores de baja emisión de NO_x.

El uso del gas natural permite, finalmente, asegurar que también se reducen en el período proyectado las emisiones de los contaminantes locales, ya que al ser un combustible exento de azufre y limpio, prácticamente se eliminará de hecho la presencia de SO₂ y material particulado.

Como consecuencia de ello, y en concordancia con los principios básicos de la Convención de Cambio Climático, Argentina no necesita imponer restricciones a sus emisiones y puede aumentar su oferta energética con parque convencional, según su derecho al desarrollo económico y social, sin ningún aumento de contaminación local y con poca participación en las emisiones globales de gases de efecto invernadero.

Las centrales hidroeléctricas son menos contaminantes a nivel global, pero impactan significativamente sobre el medio regional y local, por las modificaciones que producen en él.

Por ello, es imprescindible la adopción, en sus distintas etapas, de las medidas necesarias para lograr una adecuada articulación de las obras y el medio, reduciendo al máximo sus efectos negativos y potenciando los beneficios que producen, posibilitando de ese modo un resultado positivo para el desarrollo regional.

Con el objeto de controlar el efecto sobre el ambiente de las obras de generación eólica, se encuentra en elaboración una resolución referida a la evaluación de impacto ambiental correspondiente a este tipo de generación. Se espera que el mayor desarrollo de las denominadas *fuentes no convencionales* se produzca en los mercados dispersos.

Los porcentajes de venteo de gas irán disminuyendo hasta alcanzar porcentuales muy bajos de la producción bruta de gas natural.

11. USO RACIONAL DE LA ENERGIA (URE)

La promoción del uso eficiente de la energía en el contexto de la transformación sectorial, contribuirá a una mayor competitividad de la industria a través de la reducción de la incidencia de los costos energéticos en el precio final de los productos. Se estima que en forma complementaria pueden movilizarse capacidades técnico-organizativas actuantes en el mercado para la prestación de servicios de eficiencia energética, en tanto y en cuanto se generen adecuadas condiciones para que el esfuerzo privado pueda ser captado en favor de este tipo de actividades.

A continuación se señalan con mayor detalle las motivaciones tradicionales para el URE.

Continuo Aumento del Consumo de Energía

Entre los factores que impulsan a acrecentar el consumo de energía se pueden mencionar el crecimiento de la población y el ingreso per cápita, la migración hacia las zonas urbanas, el interés en seguir ampliando la frontera eléctrica, la búsqueda de una mejor calidad de vida, la utilización cada vez mayor de productos y tecnologías de uso intensivo de energía, etc.

En respuesta a este aumento de la demanda y dadas las limitaciones de financiamiento para invertir en la ampliación de la oferta energética, existe un mayor interés por producir y consumir energía de manera más eficiente.

Existen grandes posibilidades de incrementar la eficiencia en la transformación y el uso de la energía mejorando las prácticas operativas y la introducción de equipos y procesos tecnológicamente más avanzados con mejores rendimientos energéticos.

Necesidad de Incrementar la Competitividad

La necesidad del país de adoptar políticas orientadas a apoyar los procesos de transformación productiva y de apertura como medio para lograr una mejor inserción dentro de la economía internacional, exige la búsqueda de eficiencia económica y mayor competitividad en áreas cuyas ventajas comparativas derivan fundamentalmente de la incorporación del progreso técnico a la actividad económica.

La opción más conveniente para que la industria sea competitiva es la reducción de costos, que deriva de la buena gestión de los medios a emplear, sea materia prima o energía. Por otro lado, la modernización tecnológica en un contexto de mayor competitividad producirá un incremento apreciable de la eficiencia energética.

Necesidad de disminuir el impacto del uso de energía en el medio ambiente

El incremento de la eficiencia energética trae aparejada, como efecto directo, una contribución importante al mejoramiento del medio ambiente y la calidad de vida: se reducen las emisiones de gases contaminantes en el ámbito local, y se produce un aporte significativo para mitigar los problemas del calentamiento global de la atmósfera.

Como es sabido, las mayores concentraciones de contaminantes atmosféricos se generan en las grandes zonas urbanas, en las áreas de actividad industrial y en el entorno de las centrales de producción energética.

En resumen, el aumento de la eficiencia de la transformación, transporte, distribución y uso de la energía, representa no sólo la disminución de tales efectos nocivos, sino además menores costos de inversión, si los comparamos con los necesarios para la instalación de nuevas centrales de transformación (refinerías de petróleo, plantas térmicas, etc.), y en proyectos para disminuir la producción de gases contaminantes en forma separada.

La eficiencia energética constituye un elemento indispensable que permite garantizar una mayor disponibilidad de recursos energéticos, mejorar la calidad de vida, mejorar la competitividad internacional, disminuir las necesidades de inversión, reducir tanto los futuros costos de abastecimiento energético, como las presiones sobre el financiamiento y la deuda externa, y atenuar el impacto ambiental.

11.1. Potencial de ahorro de energía por sector y usos

En la República Argentina, el consumo de energía eléctrica se divide entre los distintos sectores tal como se indica en el siguiente cuadro:

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA. AÑO 1996		
SECTOR DE CONSUMO	GWh	PARTIC.
RESIDENCIAL	17.629	32,5%
COMERCIAL	12.858	23,6%
INDUSTRIAL	22.905	42,2%
AGROPECUARIO	469	0,8%
TRANSPORTE	420	0,9%
TOTAL	54.281	100,0%

11.1.1. El Sector Industrial

Para este sector, que representa el mayor consumo sectorial, la evolución del consumo de energía eléctrica entre los años 1990 y 1994 fue la siguiente:

CONSUMO INDUSTRIAL DE ENERGIA ELECTRICA. EN GWh			
Sector	1990	1994	
Alimento y Bebidas	3.313	3.970	
Textil	1.571	1.250	
Madera	155	300	
Papel	1.542	1.170	
Química y Petroquímica	2.939	4.544	
Productos No Metálicos	183	1.407	
Siderurgia y Aluminio	5.539	7.010	
Productos Metálicos Materiales y Equipo	1.295	1.582	
Total	16.537	21.233	

Fuente: INDEC

Se observa que en el período considerado, el consumo de energía eléctrica en el sector industrial aumentó el 29%.

La relación entre el consumo industrial de cada subsector y la actividad económica (intensidad eléctrica) registra la siguiente evolución:

RELACION ENTRE EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y EL PBI
En kWh/u\$s de 1994

Sector	1990	1994
Alimento y Bebidas	0.25	0.25
Textil	0.21	0.17
Madera	0.13	0.16
Papel	0.62	0.27
Química y Petroquímica	0.22	0.26
Productos No Metálicos	0.09	0.49
Siderurgia y Aluminio	1.91	1.77
Productos Metálicos Materiales y Equipos	0.13	0.10
Total	0.31	0.30

Fuentes: Elaboración Propia en base a información del INDEC y del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos

Se observa una leve disminución de la intensidad eléctrica en el período

Considerando la desagregación de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU) a cuatro dígitos, en el año 1990 sólo cinco subsectores concentraban casi la mitad del consumo de energía eléctrica del sector industrial. Dichos subsectores son: las industrias básicas de metales no ferrosos, industrias básicas de hierro y acero, fabricación de papel y cartón, sustancias químicas y elaboración de cemento.

El potencial de ahorro en estos subsectores parecería ser significativo. Por ejemplo, el consumo específico (consumo de energía por cantidad de producto) del subsector celulosa y papel en Argentina es 35 gigajoule por tonelada de producto (GJ/t), comparado con 24 GJ/t en Brasil y 12 GJ/t en Alemania.

Por otro lado, las industrias no energo-intensivas han trabajado menos en reducir su consumo energético y se esperaría un mayor potencial de ahorro. Estas industrias necesitarían mayor apoyo externo para poder identificar las oportunidades de ahorro y tomar las medidas correspondientes.

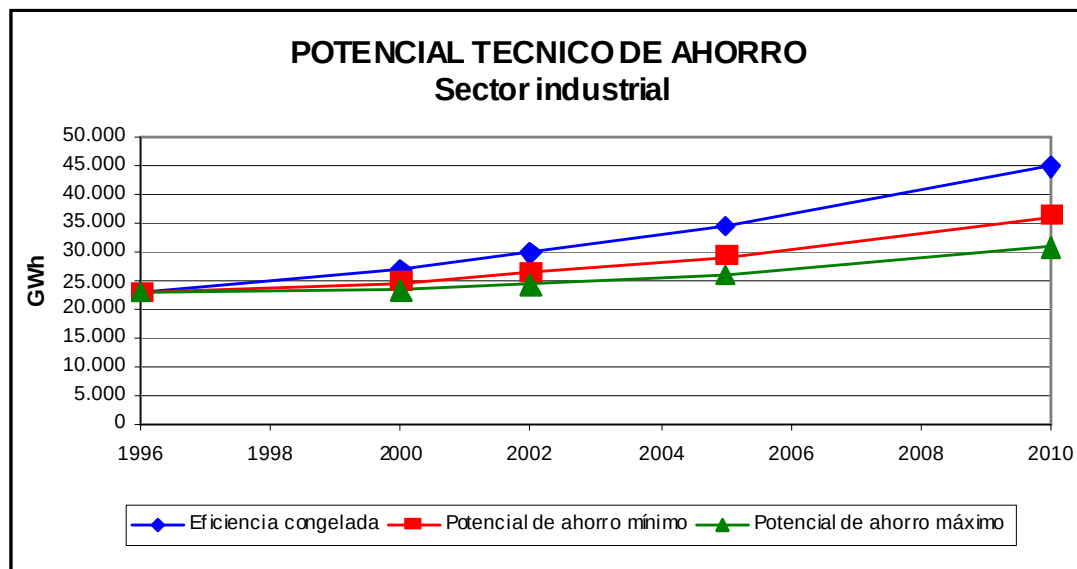
En la actualidad no existe un relevamiento exhaustivo del potencial de ahorro de energía eléctrica en el sector industrial argentino, ni para las industrias energo-intensivas ni para las pequeñas y medianas. Sin embargo, se pueden considerar los estudios realizados en otros países para obtener valores indicativos del potencial en Argentina. En el cuadro siguiente se presenta una estimación desagregada del consumo eléctrico industrial, según los principales usos finales y el potencial de ahorro correspondiente.

SECTOR INDUSTRIAL

Uso final	Participación (%)	Potencial de ahorro (%)
Motores eléctricos	75	27-42
Procesos electroquímicos	12	10-20
Iluminación	7	21-40
Refrigeración	3	21-44
Calor de proceso	3	10-20

Tomando como base un crecimiento de la producción industrial de 5% anual, se ha estimado el consumo de energía eléctrica en el período 1996-2010 para tres casos: (1) eficiencia congelada, donde no hay mejoras en la eficiencia, y el consumo crece a 5% anual; (2) evolución de la demanda con el aprovechamiento del potencial mínimo de ahorro; y (3) la misma, con el potencial máximo. En los últimos dos casos, se considera que el equipamiento existente (en 1996) tiene una vida media de 10 años sin cambio de consumo, mientras que el potencial mínimo y máximo corresponde a los valores en la última columna del cuadro anterior, aplicados a todo equipamiento nuevo.

Los tres escenarios se muestran a continuación:



El potencial de ahorro en el año 2010 se ubica entre 8.560 y 13.850 GWh.

La mayor parte del consumo se encuentra en los motores eléctricos, que a su vez operan una variedad de equipos, cuya participación en el consumo de energía eléctrica total industrial se estima en el cuadro que sigue.

SECTOR INDUSTRIAL

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE MOTORES ELECTRICOS

Función del aparato operado por motor eléctrico	Participación
	%
Bombas	25
Compresores	15
Ventiladores	12
Accionamiento de corriente continua	9
Máquinas herramientas	6
Varios	8
Total	75

El ahorro en sistemas operados por motores puede lograrse mediante la utilización de motores de alta eficiencia y mejoras en los equipos asociados (bombas, compresores, ventiladores, etc). Aunque los motores de alto rendimiento son solo ligeramente más eficientes que los convencionales, el ahorro energético y la rentabilidad de la inversión adicional son altos cuando su uso es intensivo. La diferencia en rendimiento entre modelos eficientes e ineficientes es mucho más grande para los equipos mecánicos asociados. Existe además un importante potencial de ahorro en la correcta selección de los equipos, cambios en los sistemas de transmisión, válvulas, etc., el uso de controladores de velocidad, la reducción de rozamiento en cañerías y conductos, etc.

En la fabricación de aluminio y en la industria de cloro - alcalino, los procesos electroquímicos representan una importante parte del consumo. La producción de aluminio a partir de material reciclado elimina la necesidad de electrólisis y ahorra más del 80% del consumo de energía eléctrica en comparación con la producción a partir del mineral (bauxita). Para la producción de cloro - alcalino, existen alternativas tecnológicas que requieren mucho menos energía eléctrica, a la vez que reducen la contaminación por mercurio en el proceso convencional.

Las posibilidades de ahorro de energía en iluminación y en refrigeración se analizan más adelante.

En el caso de calor de proceso cabe mencionar que existe una tendencia a utilizar electricidad en sustitución de los combustibles, a pesar de su mayor costo. Esto se debe a la mayor precisión de hornos eléctricos, necesaria para mejorar la calidad del producto. Por lo tanto, se

puede prever un aumento en el consumo de electricidad para estos fines.

11.1.2. Sector Residencial

El consumo total de energía eléctrica del sector residencial es la suma del consumo de cada uno de los usos finales de electricidad del sector, que son iluminación, refrigeración y congelamiento de alimentos, televisión, audio/video, calefacción, aire acondicionado, ventilación, lavado y secado de ropa, lavado de platos, telefonía, computación, etc.

A partir de encuestas y mediciones en muestras de viviendas, se ha estimado la magnitud del consumo de energía eléctrica para los distintos usos finales:

SECTOR RESIDENCIAL		
Uso final	Participación (%)	Potencial de ahorro (%)
Iluminación	32	80
Heladeras y freezers	30	40-60
Televisión, video y conv. cable	16	10-50
Calefacción	5	26-48
Aire Acondicionado	3	26-48
Otros	14	
Total	100	

La energía requerida en cada uso final es función de 3 factores:

- I : la intensidad energética del uso final
- S : la saturación del uso final
- T : la cantidad de unidades totales de consumidores.

$$E_i = I_i S_i T_i$$

La **intensidad energética (I)** se puede definir como el consumo de energía per cápita o por vivienda. Para la iluminación y algunos electrodomésticos es conveniente utilizar el número de hogares y expresar I en kWh/año/vivienda. El valor de I depende de la tecnología de dispositivo del uso final (por ej. tipo de lámpara) y del modo de uso que, a su vez, depende de las costumbres, el poder

adquisitivo del hogar, el precio de la energía eléctrica, etc.

La **saturación S** constituye la fracción de viviendas que cuenta con el uso final en cuestión, por ejemplo la fracción de viviendas que tiene iluminación eléctrica, y **T** representa el número total de viviendas.

Para muchos usos finales, por ejemplo heladeras, congeladores, televisores, videocaseteras, etc., la intensidad energética se expresa como el consumo unitario, por ej. kWh/año por equipo. En este caso, si **T** sigue siendo el número total de viviendas, la saturación **S** sería el promedio del número de equipos (del uso final en cuestión) por vivienda. En este caso, **S** puede ser mayor a uno; por ejemplo, si una proporción de viviendas tiene más de una heladera, el producto **$S T$** sería el número total de heladeras.

El Desarrollo de Escenarios de URE en el Sector Residencial

El consumo total anual de energía eléctrica para un determinado uso final depende del número de viviendas, los valores promedio de intensidad energética y la saturación del uso final en cuestión. Se pueden modificar los valores de los tres parámetros para años posteriores a un año base y así ver la evolución del consumo energético. Los valores de los parámetros generalmente son suposiciones que definen un escenario para la evolución del consumo energético de estos aparatos. Se pueden definir diferentes escenarios, siendo los más comunes: el *status quo*, la eficiencia congelada, el futuro eficiente.

El *status quo* es una evolución futura sin cambio de políticas que pueda afectar la eficiencia del uso final. Es una continuación de las tendencias del pasado hacia el futuro.

Un escenario de eficiencia congelada implica un futuro donde no haya cambios en la eficiencia, es decir que la intensidad energética se mantiene constante (o *congelada*).

Un escenario de futuro eficiente supone que los nuevos artefactos que se instalan tienen una eficiencia óptima, es decir incorporan todas las mejoras tecnológicas económicamente rentables. La diferencia entre el consumo energético del escenario del *status quo* y del futuro eficiente representa el potencial de ahorro energético, a menudo el potencial técnico-económico del ahorro. Debido a que el consumo del *status quo* generalmente crece con el tiempo, a causa del aumento en los valores de S y T , también crece el potencial de ahorro aún sin considerarse nuevas mejoras tecnológicas.

Cuando el potencial de ahorro es grande, la situación actual dista de ser económicamente óptima, por la existencia de barreras contra la adopción espontánea de artefactos eficientes. Dichas barreras pueden superarse mediante programas específicos para favorecer su introducción. Según la efectividad del programa, la evolución futura del consumo energético total puede acercarse en mayor o menor

grado al escenario del futuro eficiente. Además de los tres escenarios mencionados, pueden desarrollarse otros, según el programa en cuestión. Estos se llaman escenarios en base a programas.

En el desarrollo de los escenarios se consideran variables demográficas. Los supuestos se presentan a continuación:

- a) El año base es 1996, y se desarrollan escenarios hasta el año 2010; los valores corresponden a mediados del año en cuestión.
- b) La población argentina en el año 1996 es de 34,99 millones, que ocupa 11,48 millones de hogares con un promedio de 3,05 personas por hogar.
- c) Se proyecta una población de 41,47 millones para el año 2010, ocupando 13,64 millones de hogares con 3,04 personas por hogar.

A continuación se analizan las posibilidades de ahorro y se desarrollan escenarios para la futura evolución del consumo de los tres usos finales mayores: iluminación, conservación de alimentos, y televisión, video y asociados.

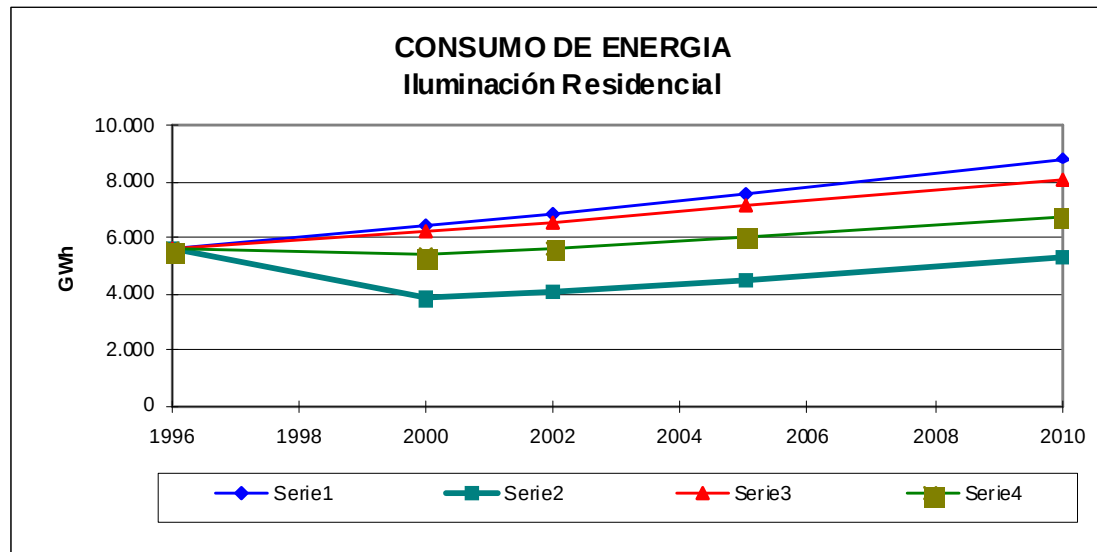
Iluminación residencial

La iluminación residencial representa el 32% del consumo eléctrico del sector, y suma más de 5.600 GWh/año en 1996. Las lámparas de bajo consumo (fluorescentes compactas) consumen 4 a 5 veces menos energía que las comunes (incandescentes) y tienen una vida útil de 8 a 10 veces mayor.

Aunque en una casa típica existen muchas lámparas, sólo algunas se utilizan durante varias horas por día y éstas suman la mitad del consumo. En estos casos es rentable el reemplazo de las lámparas incandescentes por fluorescentes compactas. Se supone que la mitad del consumo actual de energía eléctrica para iluminación se concentra en lámparas con uso intensivo, cuyo reemplazo por unidades eficientes bajaría el consumo al 20% de su magnitud actual. Si el resto del consumo no se modificara, el ahorro sería del 40% del consumo actual. Definimos este valor como el potencial técnico económico de ahorro que se podría lograr si todas las lámparas en estas condiciones fueran reemplazadas.

En la actualidad, las ventas de lámparas de bajo consumo son muy limitadas, en parte por su alto costo inicial (típicamente \$25 frente a \$0,75 para las comunes). Para lograr reducciones en el consumo, las distribuidoras podrían implementar programas para promover el uso de dichas lámparas. La parte del potencial técnico económico que se captaría depende del tipo de programa y su eficacia.

La figura que sigue muestra distintos escenarios para la evolución de la demanda de energía eléctrica para iluminación en la Argentina, 1996-2010, suponiendo que crece un 2% por año.



Notas:

Serie 1: Evolución de la demanda de energía para la iluminación residencial suponiendo un crecimiento del 2% anual y ninguna mejora en la eficiencia energética (llamado escenario con *eficiencia congelada*);

Serie 2: Potencial técnico económico para el ahorro de energía (*futuro eficiente*);

Serie 3: Potencial desarrollable sólo con Publicidad;

Serie 4: Potencial desarrollable con financiación de artefactos lumínicos.

Sin cambios en la eficiencia, el consumo de energía para iluminación en el año 2010 sería de 8.850 GWh. Con la introducción de lámparas de bajo consumo, el potencial técnico de ahorro sería del orden de 3.540 GWh.

Refrigeración residencial

A continuación se presentan las suposiciones para el desarrollo de escenarios de eficiencia congelada y de futuro eficiente para heladeras:

- La saturación de heladeras crece del 75,3% en el año 1996 al 93% en el año 2010. (Esto se debe al aumento en el número de viviendas electrificadas con heladeras y por el incremento en el número de viviendas con más de una heladera.)
- El stock de heladeras en uso en el año 1996 decrecerá a un ritmo tal que en el año 2010 quedará el 50% de la cantidad inicial. Es decir, se supone la vida media del stock en 16 años (el stock decrece geométricamente a un ritmo de 4,24% por año).

Esta última hipótesis es necesaria para distinguir las heladeras existentes de las nuevas. Las posibilidades para mejorar el comportamiento energético de las heladeras existentes son limitadas, por lo tanto el potencial para el ahorro de energía queda enteramente ligado a la adquisición de heladeras nuevas, ya sea por reemplazo de las existentes (que llegan al fin de su vida útil) o por el aumento en el parque (por el incremento en el número de hogares y de saturación de las heladeras).

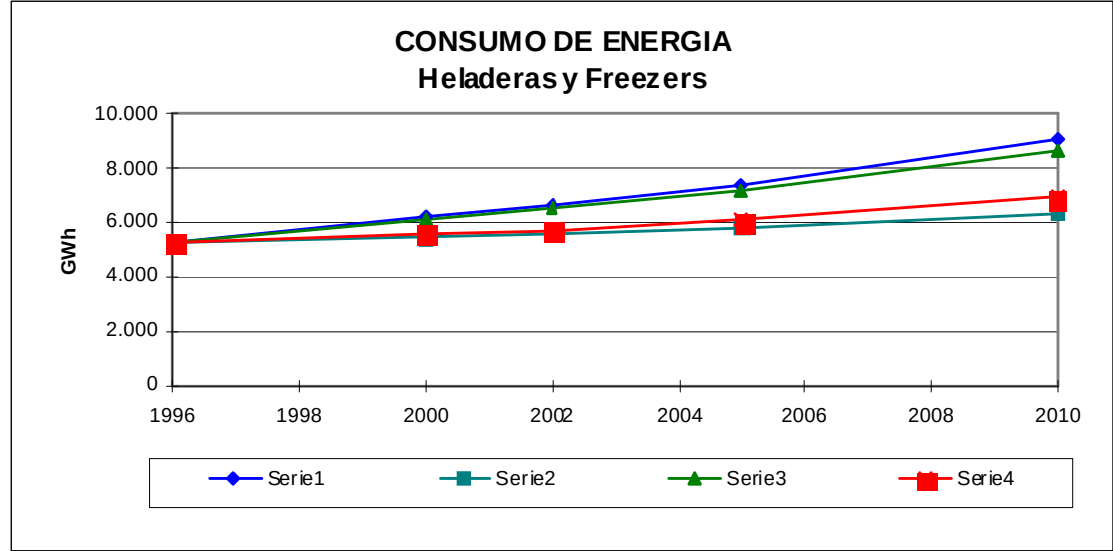
Para estimar el potencial de ahorro, se agregan a los enunciados anteriores las siguientes suposiciones:

- Las heladeras existentes en el mercado en el año 1996 consumen un promedio de 600 kWh/año, mientras que los nuevos modelos a incorporarse, sin mejoras notables en su eficiencia pero de mayor tamaño y prestaciones que el parque actual, tendrían un consumo promedio de 700 kWh/año. Estos valores de la intensidad energética, junto con las suposiciones anteriores, definen al escenario del status quo, que también es el de la eficiencia congelada, ya que supone que las nuevas heladeras mantienen el valor del consumo promedio de 700 kWh/año, a lo largo de los años.
- Las heladeras eficientes consumirían en promedio sólo 400 kWh/año. Este valor, junto con las suposiciones anteriores define el escenario del futuro eficiente.

Para la evolución de los congeladores (freezers), se agregan las siguientes hipótesis:

- La saturación de congeladores en el año 1996 es del 1,6%, y crece a un ritmo del 10,6% por año hasta el 2010.
- Los congeladores existentes en 1996 decrecen al mismo ritmo que las heladeras (es decir, 4,24% anual).
- El consumo de los congeladores existentes en 1996 y de los nuevos con eficiencia congelada se mantiene en 600 kWh/año, mientras que en el futuro eficiente, los nuevos consumen 400 kWh/año.

La figura siguiente muestra la evolución del consumo energético que corresponde a los escenarios de eficiencia congelada, futuro eficiente y dos programas de ahorro: el etiquetado del consumo de los modelos y normas de eficiencia mínima.



Notas:

Serie 1: Evolución de la demanda de energía para heladeras y congeladores, escenario con eficiencia congelada;
Serie 2: Potencial técnico económico para el ahorro de energía futuro eficiente;
Serie 3: Evolución de la demanda con la declaración del consumo mediante una etiqueta sobre los equipos en venta;
Serie 4: Evolución del consumo con normas de eficiencia mínima;

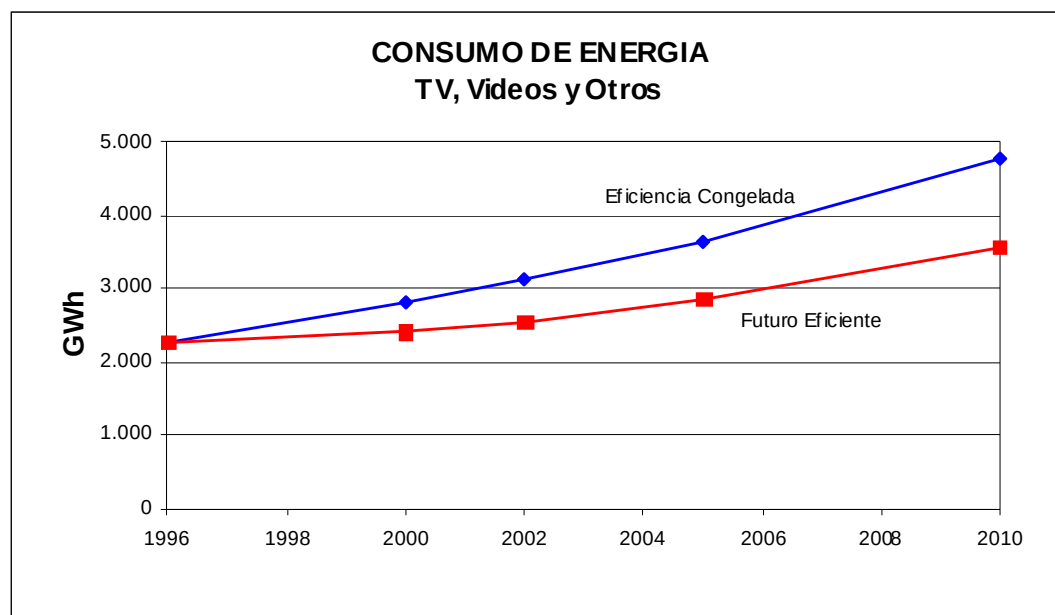
Sin mejoras en la eficiencia, el consumo energético de heladeras y congeladores llega a 9.100 GWh en el año 2010. En el caso del futuro eficiente, el consumo de energía se situaría en 6.390 GWh en el mismo año de horizonte. La introducción de heladeras y congeladores eficientes implica un creciente ahorro energético, que alcanza a 2.710 GWh en el año 2010.

Televisión, video y asociados

Los televisores, videocaseteras y convertidores de cable suman un 12,9% del consumo residencial argentino. El desarrollo de los escenarios se basa en las siguientes suposiciones:

- La saturación de los televisores, videos y convertidores de cable en 1996 fue de 95%, 30% y 10% respectivamente. En este caso la saturación se define como el número promedio de equipos por vivienda y, en el caso de televisores, alcanza un valor de 132% en el Area Metropolitana de Buenos Aires, según un relevamiento realizado en 1996.
- La saturación de televisores y videos aumenta a 160% y 80% en el año 2010. Los equipos existentes tienen una vida media de 5 años. En el caso de convertidores de cable, la mitad de los existentes sobreviven hasta el año 2000 y no se venden más, ya que los nuevos televisores y videos están equipados para recibir los canales de cable.
- Según mediciones en una muestra de viviendas en Buenos Aires, el consumo promedio de los televisores es de 185 kWh/año, incluyendo tanto el consumo en uso como en espera (*standby*). En el caso de videos, el consumo promedio fue de 68 kWh/año. Los televisores se utilizan 6,6 horas y las videos se mantienen encendidas (*ON*, no *PLAY*) 5,5 horas diarias. El 44% de los televisores y el 77% de las videos se mantienen en estado de espera de forma continua, según la misma muestra. Se supone que estos valores representan promedios para el país, y que los mismos corresponden tanto al consumo en 1996 como a la evolución del futuro eficiente.
- Para estimar el potencial de ahorro, se supone que la potencia en espera es 3 W para televisores y videos eficientes. En uso, la potencia de los equipos eficientes corresponde a los valores mínimos entre los equipos medidos de cada categoría. Es decir, no se supone ninguna mejora tecnológica nueva. Se supone que no hay cambios en las horas de encendido ni en el porcentaje de equipos que se mantienen en estado de espera permanente. Ya que no se incorporan nuevos convertidores de cable, no existen posibilidades de ahorro para estos equipos. Bajo estas suposiciones, los televisores y videos eficientes consumen 141 y 38 kWh/año respectivamente.

A continuación se presenta la evolución del consumo en el caso de la eficiencia congelada y del futuro eficiente. Se observa un potencial de ahorro de 1.200 GWh en el año 2010.



11.1.3. Sector Servicios

Este sector comprende los edificios comerciales y públicos, el alumbrado público y los servicios sanitarios, con el siguiente desglose del consumo en el año 1996:

CONSUMO DE ELECTRICIDAD DEL SECTOR SERVICIOS en GWh

Comercial (edificios)	7.566
Servicios sanitarios	1.054
Alumbrado público	2.268
Oficial (edificios públicos)	1.969
Total del sector servicios	12.858
Total del país	54.281

Los edificios comerciales y públicos consumieron 9.535 GWh en 1996. En base a la experiencia internacional, se supone que el 53% se consume en iluminación, lo cual representa alrededor de 5.050 GWh en ese año. Se ha estimado que la superficie cubierta en estos edificios sumaba 105 millones de m². Algunos relevamientos sobre la base de mediciones en una muestra de edificios públicos en Tucumán indican que la intensidad energética para iluminación es alrededor de 6,5 W/m² para cada 100 lux. En el mismo estudio se observa que el promedio de intensidad lumínica en los locales es de 200 lux. Considerando estos valores como representativos del país (se desconoce la existencia de otros relevamientos), la potencia instalada para la iluminación sumaría 1,37 GW. Suponiendo una operación de 12 horas por día durante 300 días al año, el consumo energético total sería 4.930 GWh. Esta estimación se aproxima a los 5.050 GWh calculados anteriormente.

Se puede reducir la potencia eléctrica necesaria para proveer iluminación mediante el uso de lámparas, balastos y luminarias más eficientes. Además, debido a que el consumo energético está relacionado con las horas de encendido, pueden lograrse ahorros adicionales con el mejor aprovechamiento de la luz natural (sobre todo en edificios nuevos) y elementos de control que permitan apagar las luces cuando los locales estén desocupados y/o disminuir la iluminación artificial cuando exista suficiente luz natural.

La intensidad energética para iluminación en Europa Occidental es de 3 W/m² por 100 lux. Alcanzar este nivel representaría un ahorro del 54%. La intensidad energética en el actual estado del arte es de 1,5 W/m²/100 lux, y representaría un potencial de ahorro del 77%. Aún sin llegar a estos límites, el potencial técnico económico de ahorro se puede estimar en 50% del consumo actual en iluminación.

Para las proyecciones del consumo se tiene que estimar el crecimiento en la superficie construida y el aumento en el nivel de los servicios energéticos (iluminación, climatización, etc.). Se utilizan estimaciones econométricas para definir el crecimiento de la demanda en el caso de eficiencia congelada.

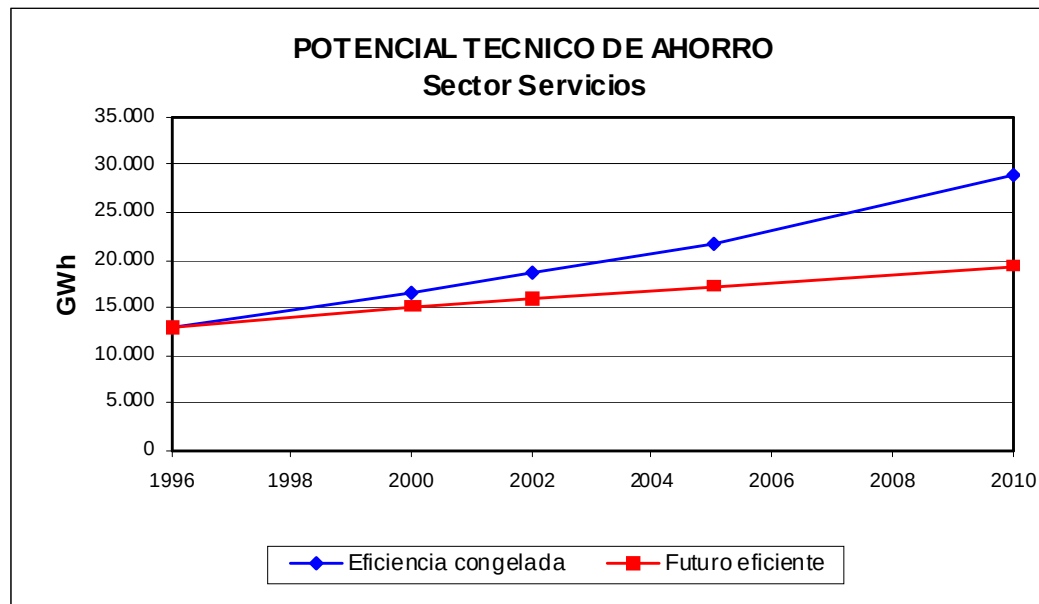
Sobre la base de la experiencia internacional y en ausencia de información específica nacional, se supone que el potencial de ahorro en los **edificios comerciales y públicos** es el 30% del consumo, y que se alcanza este nivel de ahorro en el año 2010. Es decir, el consumo en el futuro eficiente es una proporción del consumo de eficiencia congelada que disminuye linealmente desde 1,0 en 1996 a 0,7 en 2010.

En el caso del **alumbrado público**, el reemplazo de lámparas de mercurio, mezcladoras e incandescentes por las de sodio alta presión, reduciría el consumo desde un 55% (mercurio) hasta un 80% (incandescentes). El potencial de ahorro neto depende del tipo de lámparas actualmente en uso, que incluye las de sodio. No existen relevamientos completos o representativos de la situación del alumbrado público en el país. Se supone un potencial de ahorro del 40%, que se alcanza en el año 2010 (de la misma manera que en el caso de los edificios).

El potencial de ahorro en los **servicios sanitarios** es grande, principalmente a través de reducción en el derroche de agua, que reduce la necesidad de bombeo de agua potable, las aguas servidas y el consumo energético en el tratamiento de agua. El principal instrumento

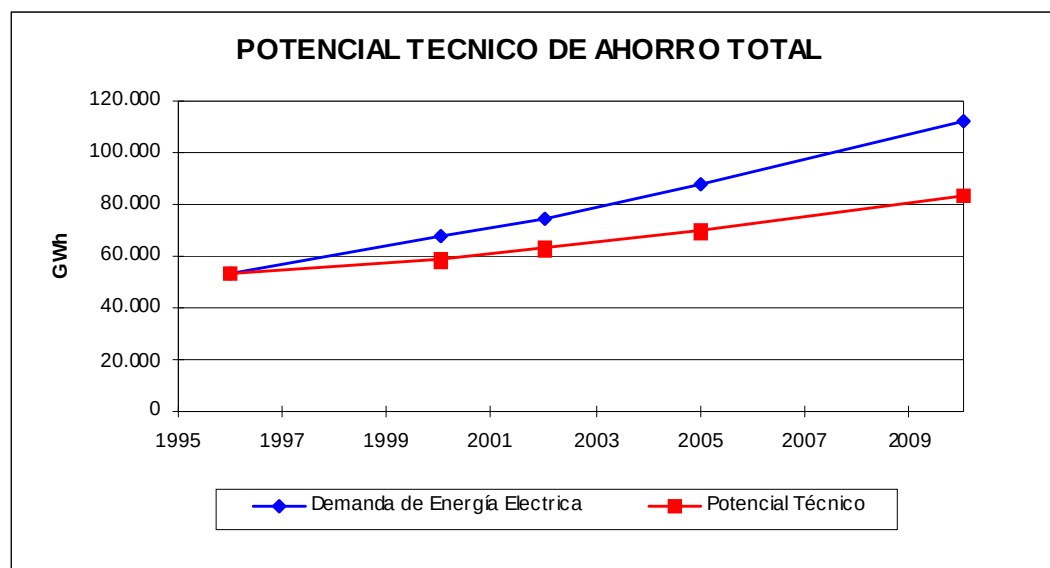
para disminuir las pérdidas es la incorporación de medidores de agua, ligando la facturación con el consumo. Además, se puede reducir el consumo a través de mejoras en la eficiencia de los motores eléctricos, bombas y acoplamiento, la reducción de pérdidas por rozamiento en las cañerías mediante el uso de caños de mayor diámetro y de menor fricción, etc. Se supone un potencial de ahorro energético del 50% (como mínimo) a lograrse en el año 2010.

La figura siguiente muestra los escenarios de eficiencia congelada y futuro eficiente para el sector servicios que comprende los edificios comerciales y públicos, el alumbrado público y los servicios sanitarios. El potencial de ahorro llega a 9.690 GWh en el año 2010.



11.1.4. Demanda de Energía Eléctrica y Potencial de Ahorro Técnico

A continuación se presentan el escenario de demanda total de energía eléctrica correspondiente al caso B, presentado en el capítulo de Proyecciones de Demanda Eléctrica, y el potencial técnico de ahorro.



Se consideran los sectores residencial y servicios, para el año 2010 el potencial técnico de ahorro alcanza a 17.140 GWh; es decir el 15% de la demanda. En caso de tenerse en cuenta adicionalmente el potencial de ahorro medio del sector industrial, se alcanza a un potencial de ahorro de 28.350 GWh, que representa el 25% de la demanda total al año 2010.

11.2. Programas para promover el uso eficiente de la energía eléctrica y la gestión de la demanda

Tal como se ha señalado, la existencia de un gran potencial de ahorro de energía eléctrica aún no aprovechado se debe a la necesidad de producir algunos ajustes en las señales económicas, que incentiven el ahorro en un contexto de libre funcionamiento del mercado. Todos los países con mercados de electricidad desregulados (y un gran número de los demás) reconocen este problema y han implementado programas para conducir al mercado a la disminución del costo de proveer energía eléctrica a la sociedad. En el desarrollo de los escenarios para el sector residencial, se han mencionado algunos programas específicos relevantes para dicho sector. Se indican a continuación cuatro tipos de programas en condiciones de ser implementados con éxito en el mercado:

- a) Introducción de competencia en la provisión de servicios energéticos en diferentes segmentos del mercado;
- b) Implementación de sistemas de promoción de calidad energética de artefactos y sistemas que consumen energía;
- c) Diseño de nuevos esquemas regulatorios para la promoción del uso eficiente de la energía y la gestión de la demanda (UEGD) por parte de las empresas distribuidoras de electricidad;
- d) Introducción de sistemas de gestión eficiente en alumbrado público municipal.

A modo de ejemplo se detalla a continuación el programa de calidad en marcha.

Las alternativas para mejorar la eficiencia energética incluyen el desarrollo de normativas de calidad energética para equipos y sistemas que consumen energía. Por equipos se entienden motores eléctricos, electrodomésticos, lámparas, etc., mientras que por sistemas se entenderían conjuntos de elementos, por ejemplo el sistema de iluminación de un edificio o el edificio en su totalidad. En general, se pueden lograr mayores ahorros energéticos a menor costo cuando se trata de fabricación o construcción de nuevos artefactos y sistemas, respecto a lo que puede lograrse mediante cambios en los existentes. No aprovechar este potencial en el proceso de construcción o fabricación representa una oportunidad perdida hasta el fin de la vida útil del equipo o sistema en cuestión. En el caso de lámparas, cuya vida útil es corta, esto no es grave. Para motores eléctricos (que duran 40 años) y edificios (100 años o más), la pérdida es enorme.

Por esta razón, un número creciente de países ha implementado programas para mejorar la calidad energética de equipos y sistemas que consumen energía. Entre las medidas se pueden mencionar: la definición de índices adecuados de eficiencia, la medición, certificación y divulgación de los valores correspondientes a distintas marcas, modelos y sistemas, la especificación de normas voluntarias y actividades complementarias (investigación y desarrollo, incentivos fiscales, etc.) para la promoción de alternativas más eficientes.

En colaboración con representantes de los fabricantes, el Instituto Argentino de Normalización (IRAM), laboratorios de medición, empresas eléctricas, etc., la Secretaría de Energía inició el Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos del Hogar (PROCAEH) con el fin de mejorar la eficiencia energética de heladeras, freezers y otros electrodomésticos.

11.3. Definición de escenarios de URE para la demanda de gas natural

No se conoce la existencia de estudios referidos al impacto de una política sistemática de uso eficiente sobre la demanda de gas natural en los sectores Industrial, Residencial, Comercial y Público y Transporte. Para cada uno pueden realizarse estimaciones que deberán ser ratificadas o rectificadas mediante estudios detallados para cada sector.

No obstante lo dicho, y sobre la base de la experiencia de un gran número de auditorías energéticas llevadas a cabo en el sector industrial, se podrían considerar tres escenarios con sus correspondientes porcentajes de ahorro de gas.

Escenario de bajo URE: se asume que se cumplen sólo el 20/30% de las medidas de ahorro recomendadas en los informes que cierran las auditorías energéticas: **5 % de disminución del consumo**

Escenario de mediano URE: se asume que un 50/60% de las recomendaciones de ahorro de las auditorías se lleva a la práctica y que se aplican medidas de URE en forma generalizada en el sector industrial, sin cambios tecnológicos de significación: **10 % de disminución del consumo.**

Escenario de alto URE: se adiciona al escenario anterior una fuerte componente de políticas promocionales y de incentivo a la mejora tecnológica por parte de las autoridades sectoriales y de los organismos crediticios. Se asume que se asignan los recursos económicos y humanos adecuados para el logro de este objetivo de máxima: **20 - 25 % de disminución del consumo.**

11.3.1. Estimación de la influencia de instalaciones potenciales de cogeneración en la futura demanda industrial de gas

Cuando un usuario instala un sistema de cogeneración de energía eléctrica y térmica, sustituye total o parcialmente su demanda de energía eléctrica al suministrador original (generando excedentes o no) e incrementa la demanda de gas natural, que utiliza en turbinas a gas y/o motores alternativos de combustión interna para generar la energía eléctrica propia.

Esa demanda de gas natural incremental será en general constante durante el año, en especial para los procesos industriales, por lo que mejora el perfil de la demanda para las empresas distribuidoras.

El incremento del consumo de gas natural en cada caso será función de distintas variables, entre otras:

- Tipo de proceso industrial en consideración
- Potencia eléctrica a instalar

- Demanda térmica de la industria (proceso)
- Diseño de la relación demanda eléctrica / generación de excedentes de energía

No obstante, dado el alcance de la prospectiva URE que se desea desarrollar en lo que hace al gas natural, es posible asumir una relación entre el consumo de gas natural y la potencia eléctrica a instalar en cogeneración. Esta relación es de 0,13 - 0,16 Nm³ gas / kWh de energía eléctrica generada.

Si se tratara de industrias continuas, con un funcionamiento de 8.000 horas/año, se tendrían 1.040 - 1.280 Nm³ gas / año - kW de potencia instalada.

Este valor de consumo de gas es absoluto (no incremental), dado que representa los consumos en la situación *con cogeneración*. Pero previo a la instalación de cogeneración, ya existía en la industria un consumo de gas natural en calderas para generación de vapor, aire y/o agua caliente de uso en su proceso de producción, que fue reemplazado por el aporte térmico de la cogeneración.

Se puede asumir entonces que el valor efectivamente incremental debido a la cogeneración, en promedio aproximado, será del 30 - 35%. Este promedio toma en cuenta proyectos de cogeneración donde el consumo incremental puede ser de sólo el 15 - 20% y otros donde puede llegar hasta el 60%, dependiendo exclusivamente de las variables citadas.

Cotejando este dato con la tasa asumida de incorporación de potencia instalada por cogeneración en los escenarios de demanda eléctrica más favorables a esta última, se puede determinar aproximadamente la cantidad de gas a consumir en las instalaciones futuras de cogeneración.

No se consideran instalaciones de cogeneración que utilicen combustibles que no sean gas natural porque serían antieconómicas y ambientalmente más agresivas.

No se considera al sector terciario en el análisis de futura demanda de gas natural con cogeneración, porque es muy poco probable la extensión generalizada de estas tecnologías en el actual contexto de precios del gas, tarifas de la energía eléctrica y disponibilidades de capital para atender las inversiones.

12. DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

12.1. Introducción

La situación relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, en cuanto se refiere a sus ingresos, costos y calidad, es una preocupación permanente de la autoridad política del sector. El adecuado conocimiento de la situación presente y su proyección futura le permitirá anticiparse a los problemas que podrán sobrevenir, en el caso de advertirse asimetrías importantes cualquiera sea el signo que éstas presenten.

En tal sentido, la Secretaría de Energía está desarrollando herramientas que faciliten ingresar y procesar sistemáticamente la información requerida para su funcionamiento, y lograr así una mejor calidad de las interpretaciones y de los resultados.

Las tarifas medias de las empresas y sus respectivos costos de adquisición de energía en el Mercado Mayorista (incluyendo todos los cargos y el transporte) debidamente ordenados y procesados, reflejan con cierta aproximación lo que perciben en relación con su actividad específica, que guarda cierta proporcionalidad con el Valor Agregado de Distribución.

Las herramientas mencionadas proveen resultados que, sumados a aquellos provenientes de procesar y ordenar los datos disponibles, se graficaron para una mejor comprensión de las relaciones que los vinculan.

La información disponible sobre las empresas de distribución de la República Argentina distingue dos fuentes principales y otras secundarias. Entre las principales, el documento de Transacciones Económicas de CAMMESA informa sobre los precios que las empresas pagan por la potencia y la energía que es comprada en el mercado estacional y aquella que proviene de contratos, algunos de los cuales pueden ser transferidos a tarifas según lo permita o no su contrato de concesión. De ese documento se extraen también los valores correspondientes al transporte y demás cargos.

En la misma categoría se encuentra la información que sistemáticamente las empresas envían a la Secretaría de Energía, acerca de sus ventas anuales en valores monetarios y físicos, por categorías tarifarias o por código CIU.

Las memorias y balances de las empresas son una fuente importante, al igual que otros datos requeridos y enviados por las empresas o sus Entes Reguladores, con relación a algunos componentes de sus bienes librados al servicio. También se recabaron datos provenientes de algunas empresas del resto del mundo, cuando pudieron obtenerse de fuentes confiables.

Se aborda además el tema de calidad de la energía eléctrica en el segmento de distribución, con la evaluación general de resultados de los primeros años posteriores a las privatizaciones, correspondientes a las concesionarias de las áreas de la ex distribuidora Segba: EDENOR, EDESUR y EDELAP.

12.2. Propósitos

Con el propósito de analizar la situación del sector Distribución y su prospectiva se realizan comparaciones sobre las tarifas medias, costos medios de adquisición de energía y cargos complementarios, y valores internacionales de referencia. De esa forma se busca obtener una banda de cifras aproximadas a los valores agregados de distribución (AVAD), con escenarios máximos y mínimos que constituyan un marco de referencia presente. También se han tomado como referencia valores extranjeros comparables. Como resultado, se pretende prever la evolución futura de los valores agregados de distribución (VAD) de las empresas distribuidoras nacionales. Además, se analizan los índices de calidad del servicio técnico, medidos en los tres primeros años de concesión en el área servida por las distribuidoras EDENOR, EDESUR y EDELAP.

12.3. Valores Agregados de Distribución

Para analizar los VAD, se utilizaron los procedimientos siguientes:

- a) Determinación de los *DFC*, resultantes de la diferencia entre facturación neta de impuestos y Costo Medio de Compra (CMC).
- b) Desarrollo de una herramienta que calcula una aproximación a los costos propios de desarrollo de redes en baja tensión.
- c) Complementación de los resultados de b) con los valores de las resoluciones N° 159/94 y 406/96 para los segmentos de Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT), y las correspondientes tarifas medias.
- d) Los AVAD se obtienen deduciendo de las tarifas medias el costo mayorista (CMC).
- e) A partir de los valores de d) y utilizando escenarios de máximos y mínimos se trazó una banda en la cual se encuentran los valores razonablemente admisibles.

12.3.1. Facturación y Compra de las Distribuidoras o DFC

Para determinar un valor proporcional al VAD se parte de la tarifa media global de la empresa, de la que se deduce el CMC y se obtiene el DFC.

12.3.1.1. Empresas Nacionales

El Cuadro N°1 muestra el detalle de las tarifas medias discriminadas por uso, CMC y DFC del conjunto de empresas consideradas en este análisis. Se agruparon las distribuidoras ya concesionadas a empresas privadas (P) y aquellas administradas por los estados o empresas provinciales (SP).

Se utilizaron las tarifas medias y el CMC de la energía eléctrica pagado por las distribuidoras en el MEM, ambos para el año 1996. Este último incluye los siguientes conceptos:

- Lo pagado por compras de energía y potencia a precio estacional.
- Lo recibido o pagado por excedente o faltante en el Mercado Spot.
- Lo pagado por el transporte.
- Los cargos PAFTT o peajes a terceros.

- Otros cargos
- Gastos de CAMMESA
- Aportes al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE: 2,4 \$/MWh).
- Lo pagado por Contratos a Término con Generadores, cuando fuesen transferibles, por igual concepto.

CUADRO N°1

TARIFAS MEDIAS (\$/MWh)

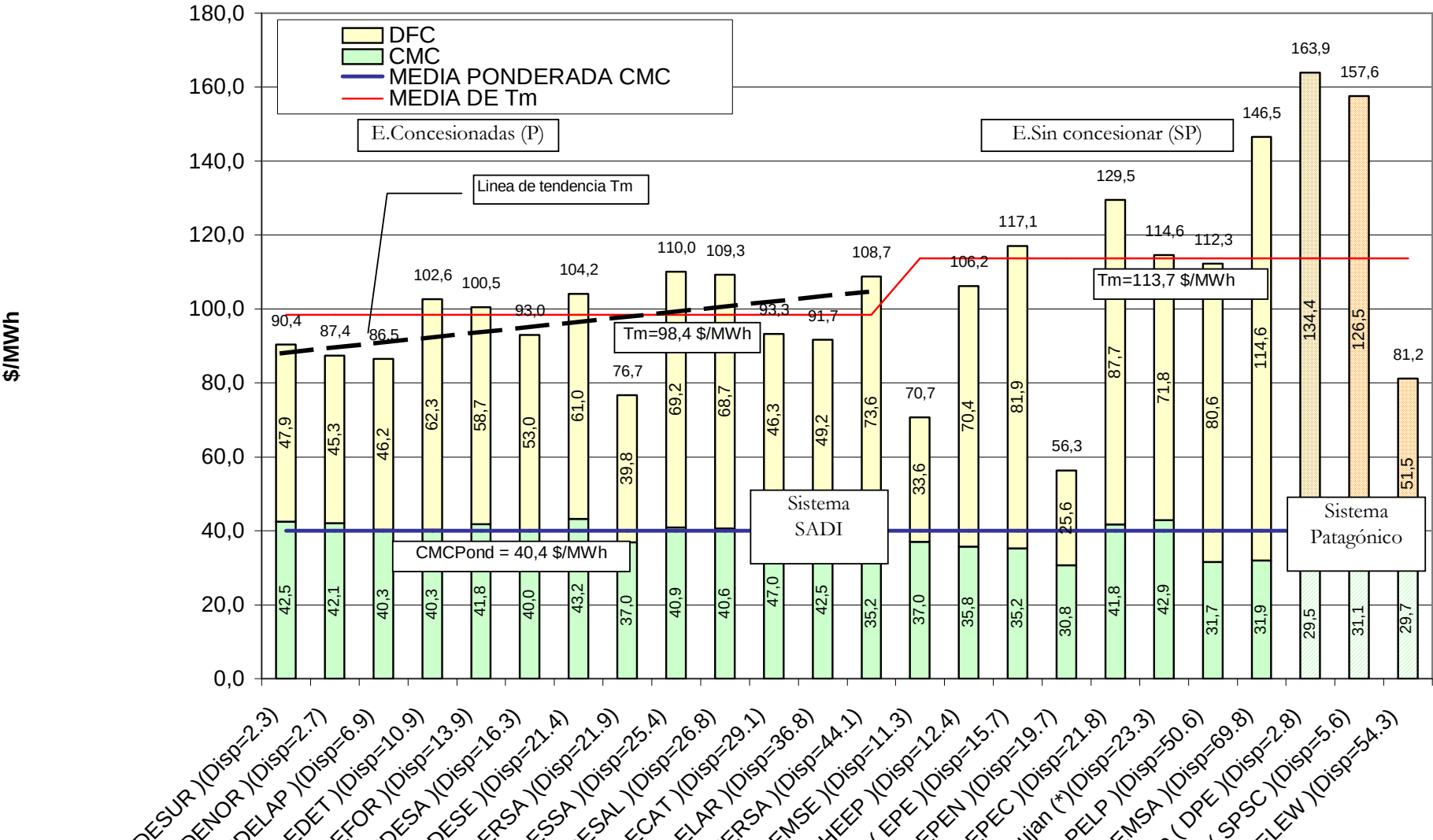
Provincias/Distrib.	SIT.	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TARIFA MEDIA	CMC	DFC
AMBA (EDESUR)(Disp=2.3)	P	84.4	101.1	85.3	93.2	90.4	42.5	47.9
AMBA (EDENOR)(Disp=2.7)	P	80.8	sic	sic	93.4	87.4	42.1	45.3
BS. AS. (EDELAP)(Disp=6.9)	P	84.2	sic	sic	88.6	86.5	40.3	46.2
Tucumán (EDET)(Disp=10.9)	P	sic	sic	sic	sic	102.6	40.3	62.3
Formosa (EDEFOR)(Disp=13.9)	P	97.9	129.2	123.6	sic	100.5	41.8	58.7
Salta (EDESA)(Disp=16.3)	P	106.0	82.0	102.0	sic	93.0	40.0	53.0
Santiago del Estero (EDESE)(Disp=21.4)	P	90.8	130.1	102.0	sic	104.2	43.2	61.0
Rio Negro (EDERSA)(Disp=21.9)	P	105.4	176.8	121.0	45.4	76.7	37.0	34.0
0								
San Juan (EDESSA)(Disp=25.4)	P	112.4	104.1	96.9	sic	110.0	40.9	69.2
San Luis (EDESAL)(Disp=26.8)	P	97.8	152.6	107.2	79.8	109.3	40.6	68.7
Catamarca (EDECAT)(Disp=29.1)	P	sic	sic	sic	sic	93.3	47.0	46.3
La Rioja (EDELAR)(Disp=36.8)	P	95.0	sic	96.2	72.2	91.7	42.5	49.2
Entre Rios (EDEERSA)(Disp=44.1)	P	106.1	157.6	123.1	123.1	108.7	35.2	73.6
Mendoza (EMSE)(Disp=11.3)	SP	109.0	125.0	49.8	59.8	70.7	37.0	33.6
Chaco (SECHEEP)(Disp=12.4)	SP	123.2	153.0	135.7	64.0	106.2	35.8	70.4
Santa Fe (EPE)(Disp=15.7)	SP	154.3	219.9	74.5	60.8	117.1	35.2	81.9
Neuquén (EPEN)(Disp=19.7)	SP	88.3	108.0	38.9	97.2	56.3	30.8	25.6
Córdoba (EPEC)(Disp=21.8)	SP	165.9	195.5	66.7	174.3	129.5	41.8	87.7
Coop. Luján (*) (Disp=23.3)	SP	sic	sic	sic	sic	114.6	42.9	71.8
La Pampa (APELP)(Disp=50.6)	SP	103.1	sic	sic	sic	112.3	31.7	80.6
Misiones (EMSA)(Disp=69.8)	SP	145.0	142.1	115.5	202.0	146.5	31.9	114.6
Tierra del Fuego (DPE)(Disp=2.8)	SP	193.7	157.9	129.7	138.4	163.9	29.5	134.4
Santa Cruz (SPSC) (Disp=5.6)	SP	sic	145.5	sic	sic	157.6	31.1	126.5
Chubut (COOOP TRELEW)(Disp=54.3)	SP	86.8	sic	sic	sic	81.2	29.7	51.5
DESVIACION EST.		29.0	36.9	27.2	43.7	24.9	4.8	26.6
MEDIA ARITMETICA		111.6	146.3	99.2	99.4	105.3	38.0	67.3
		DESVIACION EST. CONC.				13.3	2.8	
		DESVIACION EST. NO CONC.				33.1	4.4	

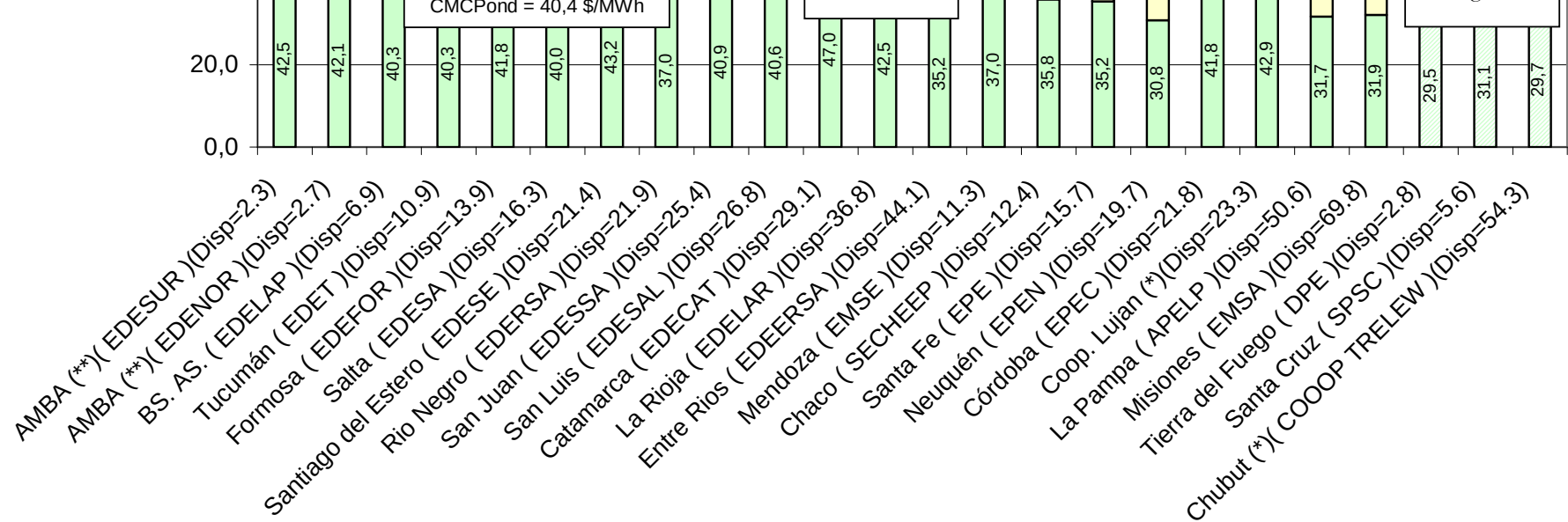
sic: sin información consolidada

En la Figura N° 1: *Tarifas y Costos Medios de Compra y DFC -1996* se representan las tarifas medias de las empresas, sus respectivos costos medios de compra en el MEM y las DFC como diferencia entre ambas. Se han ordenado los subconjuntos de Empresas Privatizadas (P) y Sin Privatizar (SP) en relación con la dispersión, para observar el comportamiento de las Tm o DFC en función de este parámetro, que también se utiliza para exponer los resultados del estudio.

La línea de tendencia de las empresas ya concesionadas, muestra un crecimiento de las DFC cuando se incrementa la dispersión. La dispersión se define como la relación entre la longitud de líneas de MT y la demanda máxima anual de potencia y se expresa en [kmLMT/MVA].

FIGURA N° 1: TARIFAS MEDIAS, COSTOS MEDIOS DE COMPRA Y "DFC" 1996 (Sin impuestos)





(*) Cooperativas

(**) AMBA: Área Metropolitana de Buenos Aires: concesionarias EDENOR y EDESUR

Algunas distribuidoras tienen aparentemente tarifas medias bajas, como las de Mendoza, Neuquén y Río Negro. Se interpreta que se debería a una alta participación de consumos industriales electrointensivos, tarifas subsidiadas y/o un desarrollo desigual de líneas de AT y MT en detrimento de las de Baja Tensión (BT). Las provincias faltantes no se incluyeron por no disponerse suficiente información para hacer las comparaciones.

Las tarifas medias no contienen los ingresos por peaje correspondientes a gumes y gumas, pero no se tiene certeza sobre si incluyen otros ingresos no estrictamente tarifarios, como recargos por mora, derechos de conexión, etc.

12.3.1.2. Información Extranjera de Referencia

Se consideró que entre la información recogida en el exterior, la de EE.UU., Chile, Brasil y Reino Unido, podía ser procesada para compararla con la homóloga de las empresas argentinas. Las tarifas extranjeras se expresaron en pesos (\$) utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha de la información.

12.3.1.2.1. Estados Unidos de Norteamérica

Se procesó información de dos fuentes:

Muestra de Empresas

Se analizaron empresas eléctricas distribuidoras de EE.UU. que tienen estructuras de mercado y dispersiones comparables con las distribuidoras locales (urbanas y provinciales). El valor medio de DFC de estas compañías es 40 \$/MWh, con un mínimo de 16 \$/MWh y un valor máximo de 63 \$/MWh.

Prospectiva de Precios y Tarifas en EE.UU.

Las proyecciones que se indican en el cuadro N°2 se extrajeron de los últimos documentos de prospectiva del Departamento de Energía de EE.UU. ([DOE](#)) y de pronósticos de otros organismos.

A partir de índices de crecimiento del PBI de 1,9 (DOE y GRI), 2,2 (WEFA) y de diversas interpretaciones en relación con la penetración de las tecnologías de eficiencia energética, la evolución de las tarifas medias prevista al 2010 es:

CUADRO N° 2				(en \$/MWh)
	DOE	DRI	GRI	WEFA
Tarifa Media	64	53	56	73
Residencial	78	66	68	85
Comercial	72	57	63	80
Industrial	45	39	39	52

A su vez se supone que la estructura de las tarifas por segmento de negocio para el año de arranque 1998 (sobre la base del escenario N°2, 71 US\$/MWh en US\$ constantes de 1995), es:

Generación	74%
Transmisión	7%
Distribución	19%

En el caso particular de la generación, el pasaje de costos regulados a marginales supone un período de transición, que incluye el reconocimiento de costos hundidos.

Escenarios Analizados

Las proyecciones a 1998, 2005, 2010 y 2015 realizadas por el DOE han considerado varios escenarios, de los cuales se han tomado los más representativos:

- 1) CASO DE REFERENCIA CON COMPETENCIA LIMITADA: AEO97: Es un escenario con precios regulados basados en promedios con reducciones de costos en Operación y Mantenimiento (O&M) y Generales y de Administración (G&A) que nacen de las presiones competitivas en el mercado eléctrico de generación.
- 2) SIN COMPETENCIA: Es el AEO97 sin ningún tipo de reducción en costos de O&M ni G&A, o sea donde no se plantean modificaciones a la situación presente.
- 3) CON COMPETENCIA y CON RESPUESTA MODERADA DE LOS USUARIOS: Es el AEO97 incluyendo una respuesta moderada al modelo de señales de precio por banda horaria.
- 4) CON COMPETENCIA Y ALTA EFICIENCIA: Es el AEO97 incluyendo el impacto de un conjunto de ahorros de energía y altas mejoras de eficiencia en el uso de la energía inducidos por la introducción de competencia.

Los valores actuales y el pronóstico de evolución futura para los costos de generación son:

CUADRO N° 3						(en \$/MWh)
ESC.	DOE	1998	2005	2010	2015	
1	AEO97	50	46	44	43	
2	NO COMPET.	52	51	49	46	
3	C/C RES Mod	44	42	41	41	
4	C/C ALTA Ef	43	39	38	38	

Transmisión y Distribución

Los Valores Agregados de Transmisión VAT (5 US\$/MWh) y de Distribución VAD (14 US\$/MWh) continuarán regulados; totalizan 19 US\$/MWh y se mantendrán constantes hasta el 2015, cambiando sólo su participación relativa con relación a la tarifa media.

Tarifa Media de EEUU

Se tomó 1998 como año base de referencia con los valores de 1995 ajustados por la inflación. Los valores proyectados de tarifa media, son:

CUADRO Nº 4		(en \$/MWh)			
ESC.	DOE	1998	2005	2010	2015
1	AEO97	69	66	64	63
2	NO COMPET.	71	71	70	67
3	C/C RES Mod	63	62	61	61
4	C/C ALTA Ef	62	60	57	56

Tarifa Media Nacional Por Sector Socioeconómico AEO97

CUADRO Nº 5		(en \$/MWh)			
		1998	2005	2010	2015
DOE					
RESIDENCIAL		85	80	78	76
COMERCIAL		79	73	72	69
INDUSTRIAL		50	46	45	43
AEO97		69	66	64	63

12.3.1.2.2. Chile

La información de [Chile](#), donde la desregulación del sector eléctrico tiene mayor antigüedad que en Argentina, constituye una referencia importante para este estudio. En consecuencia, se ha considerado la DFC de Chilectra, que es una de las distribuidoras más importantes y de menor dispersión de ese país.

12.3.1.2.3 Brasil

Los valores oficiales de Brasil corresponden a 1997 y las previsiones resultantes de la reestructuración del [sector eléctrico](#) proyectan un DFC medio nacional de 44 \$/MWh. La tarifa media actual es de 77 \$/MWh, y el CMC del orden de 33 \$/MWh. Los precios finales medios por [sector socioeconómico](#) son:

CUADRO N° 6		(en \$/MWh)			
RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	RURAL	ALUMBRADO PUBLICO	OTROS
106.6	56.2	100	63	65.4	54.3

Para una mejor comprensión de la situación en Brasil se anexan las tarifas medias, CMC y los correspondientes DFC por región:

CUADRO N° 7 Región	TARIFA MEDIA	(en \$/MWh)			
		CMC ITAIPU	CMC OTRAS	CMC TOTAL	DFC
Norte	63.43	---	28.07	28.07	35.36
Nordeste	66.52	---	29.14	29.14	37.38
Sudeste	77.74	35.30	33.35	34.33	43.42
Sur	82.89	35.30	28.75	32.03	50.87
Centro Oeste	86.32	---	35.57	35.57	50.75

12.3.1.2.4 Gran Bretaña

El Cuadro N° 8 muestra los precios medios de 1996 para distintas franjas de consumo.

CUADRO N° 8	Franja de Consumo	Precio (\$/MWh)
< 0,88 MWh/año		99
0,88 MWh y 8,8 GWh/año		77
> 8,8 GWh/año		64

El precio de la energía, potencia y transporte en el mercado mayorista es 51 \$/MWh.

La franja comprendida entre 880 kWh/año y 8.800.000 kWh/año abarca un conjunto que representa aproximadamente a los usuarios de las distribuidoras argentinas. En consecuencia se considera válido incluir su tarifa media en el cuadro de comparaciones.

12.3.1.2.5. Nueva Zelanda

La información de ese país no se obtuvo en forma adecuada para ser comparada con el resto. Sin embargo, se pueden observar en el cuadro siguiente los precios para usuarios residenciales (de consumo 7.800 kWh/año), discriminados en sus componentes de generación, transporte y distribución:

CUADRO N° 9 Tarifa 1996/97	(en \$/MWh)		
	Generación	Transmisión	Distribución

73.21 30.75 9.51 32.95

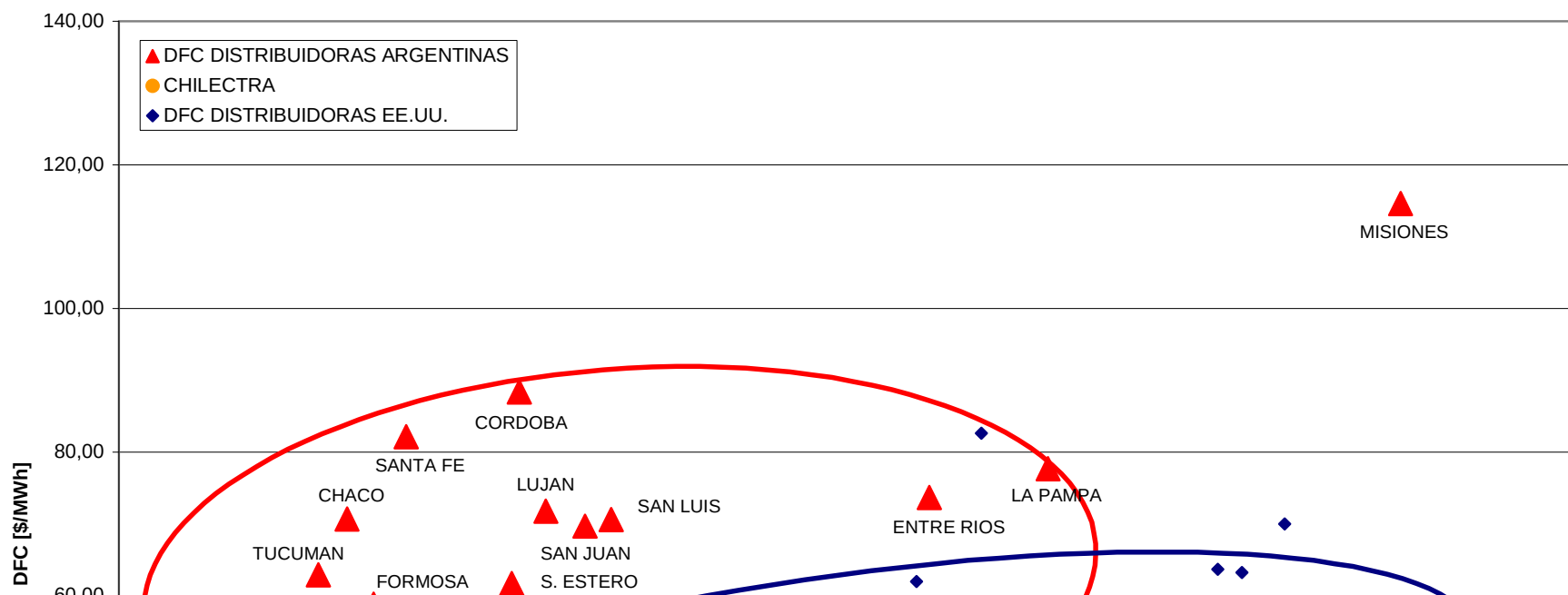
Fuente: [NZIER](#)

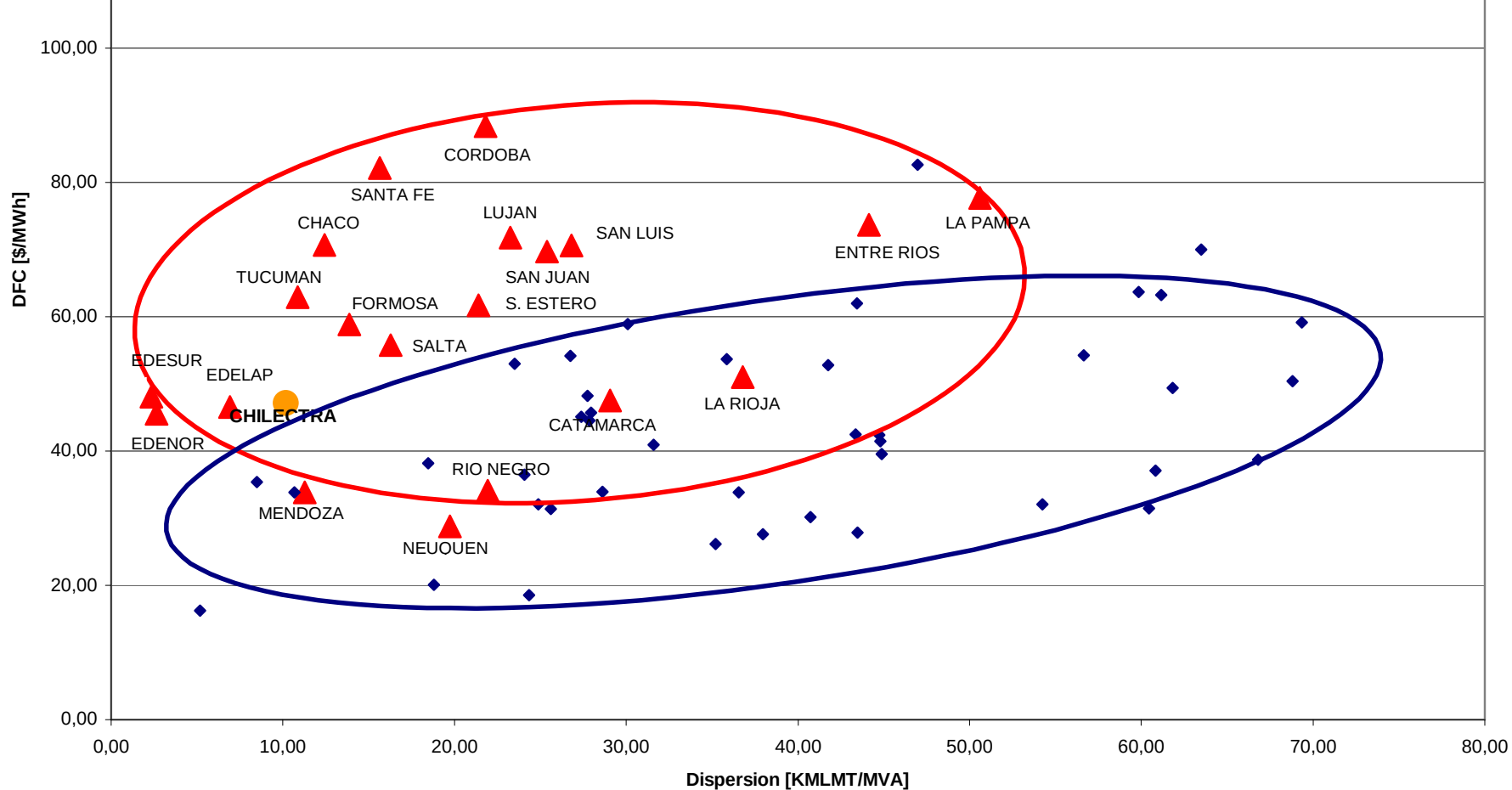
12.3.1.3. Comparación de DFC nacionales y extranjeros

La Figura N°2 muestra los puntos que representan la s DFC de las empresas distribuidoras argentinas y norteamericanas, en función de la dispersión. Si se trazan elipses que encierren a los dos conjuntos, se encuentra que la figura representativa de las distribuidoras argentinas tiene su diámetro vertical (o sea la diferencia entre las DFC máxima y mínima) mayor que aquella que contiene al conjunto de puntos de EE.UU.

Además, su posición en el plano (el centro o valor medio de DFC) es más elevada que la norteamericana. Esa diferencia en los valores medios indica que el conjunto de las distribuidoras argentinas tiene DFC más altas que el de la muestra de EE.UU. La Argentina tiene once (11) valores de DFC por encima de 60 \$/mwh y ee.uu, apenas un par. El piso de los valores de DFC para Argentina se ubica en el orden de 30 \$/MWh y el de las compañías norteamericanas en 16 \$/MWh.

FIGURA N° 2: Comparacion DFC:
Argentina - Empresas de EE.UU. y Chile (CHILECTRA)





Por otra parte se puede observar que la DFC de Chilectra, también incluida en el gráfico, es similar a las DFC de las distribuidoras EDENOR y EDESUR, pero presenta un índice de dispersión levemente superior.

12.3.2. Aproximación a los Valores Agregados de Distribución (AVAD)

Las empresas distribuidoras agregan a la compra de energía cargos que representan costos económicos, operación y mantenimiento y gastos de comercialización, en cada uno de los niveles de tensión en que prestan el servicio de distribución.

Las Resoluciones 159/94 y 406/96 de la Secretaría de Energía han determinado los cargos tarifarios máximos que corresponden a los

niveles de AT y MT en las empresas distribuidoras, para lo que se ha llamado Prestación Adicional de la Función Técnica del Transporte (PAFTT). En ellas no incluyen los valores para el segmento de BT.

Con el objeto de efectuar una comparación de tarifas de las diferentes empresas distribuidoras, se desarrolló una herramienta de cálculo que permite obtener una aproximación a los costos económicos de expansión de las redes en BT, e identifica las diferencias estructurales que caracterizan a cada una de ellas.

Recientemente se revisaron trabajos ([Chile](#) y Provincia de [Buenos Aires](#)) en los cuales se describe una función en que el Valor Agregado de Distribución (VAD) resulta linealmente dependiente de la variable *dispersión*, definida como la relación entre la longitud de la red y la demanda máxima de potencia, donde la primera es la suma de longitudes de las líneas que la componen, medidas en km de línea equivalente a la línea de referencia en ese nivel de tensión (definición de la Provincia de Buenos Aires).

En este caso se estimó conveniente desarrollar una herramienta que calcule la Aproximación al Valor Agregado de Distribución (AVAD) de cada empresa, a partir de un conjunto de datos físicos y operativos que representan, más fehacientemente que una regresión como la indicada en el párrafo anterior, los determinantes de los costos de la distribuidora.

Se entiende que la mayoría de los parámetros considerados en la herramienta están relacionados, en mayor o menor medida, con la dispersión y el VAD. En consecuencia se utilizó la dispersión para representar los resultados. En el futuro se podrá estudiar la introducción de otros índices de referencia como Usuarios/km², MVA/km², etc., y analizar el comportamiento de los costos, para adoptar el o los parámetros más adecuados.

Por otra parte, deberán crearse las bases de datos que posibiliten ampliar y mejorar el conocimiento de la estructura de las empresas, tanto en lo que se refiere a la cantidad y calificación de sus bienes librados al servicio, como en la estructura de sus costos de operación y mantenimiento, información que podrá ser comparada con la de otras empresas en posición similar.

Los cálculos que dieron lugar a las tarifas vigentes en las empresas privatizadas por la autoridad federal, y en parte en aquellas donde la misma aportó asesoramiento sobre el tema, se determinaron sobre la base de costos económicos de las redes de distribución.

Tal procedimiento implicó un trabajo previo que incluyó, entre otras tareas, establecer la situación de la empresa en el año inicial, un plan de desarrollo de largo plazo para los sistemas involucrados, su respectivo programa de inversiones, los costos de operación y mantenimiento y su evolución en el tiempo, los costos de comercialización y las pérdidas técnicas de potencia y energía.

Si se los deseara actualizar con esa metodología, sería necesario además contar con información precisa de las demandas y consumos en el año inicial, la infraestructura de las empresas y una estimación de la demanda futura de energía y potencia por tipo de usuario y por

nivel de tensión, además de determinar las curvas de carga correspondientes y su participación en el pico de la demanda. Cuando esto se concrete se integrará el banco de datos necesario para emprender un cálculo más preciso de las estructuras tarifarias y sus correspondientes precios.

En el presente análisis se toman los valores determinados en las resoluciones N° 159/94 y 406/96, que se consideran aceptables, por lo tanto el procedimiento sólo comprende el segmento de baja tensión (BT), que incluye las estaciones transformadoras de mt/bt.

Se estimó conveniente procesar esas componentes del costo tarifario con las herramientas habituales para la determinación del Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP). Pero al no contarse, en la mayoría de los casos, con un plan de desarrollo a largo plazo y la información complementaria, se utilizaron algunos supuestos simplificativos que pueden aceptarse como válidos para un uso inicial de la herramienta. El objeto del desarrollo de esta herramienta es comparar valores indicativos AVAD y no calcular cuadros tarifarios de las distribuidoras.

La herramienta diseñada puede probar la incidencia de determinadas decisiones relativas al desarrollo futuro de la red de una distribuidora o de sus costos de operación y mantenimiento sobre los costos transferibles a tarifas.

Los supuestos simplificativos asumidos implican que los resultados obtenidos puedan fluctuar en una banda dentro de la cual se acepta su validez. Dicha banda será cada vez más angosta en la medida que se cuente con mayor y mejor información. La base de datos sistemáticamente actualizada y ampliada es uno de los requerimientos para mejorar permanentemente la calidad de los resultados.

12.3.2.1. Hipótesis de trabajo

Para el uso inicial de la herramienta se plantearon algunos supuestos referidos a consideraciones generales. No obstante, a medida que se disponga información más precisa, se podrán acercar a los valores de cada distribuidora. Los supuestos considerados fueron:

12.3.2.1.1. Criterios para el desarrollo de redes

En una primera aproximación se consideró que en los próximos años se mantendrá la relación actual entre potencia máxima demandada en el nivel de BT y la infraestructura de instalaciones que la sustenta. Esto implica suponer que la empresa se encuentra adaptada.

Sin embargo la herramienta admite tomar decisiones en cuanto a la tendencia futura si hay variantes en el tipo de instalación (por ejemplo, se introdujo un mayor desarrollo de líneas aéreas preensambladas en sustitución de las convencionales).

Además si se desea, puede proyectarse una mejor utilización futura de las instalaciones e introducir un coeficiente específico en el rubro, que contemple la optimización de la potencia instalada y la red de la distribuidora. De hecho este tipo de suposición fue utilizada al buscar

los valores mínimos de AVAD.

12.3.2.1.2. Tasa de interés

Se tomó una única tasa para todas las empresas, que será motivo de discusión futura. Sin embargo, la tasa de interés podría ser algo mayor a medida que se trate de empresas más pequeñas, suponiendo que para ellas el costo del dinero es más alto.

12.3.2.1.3. La vida útil de los bienes

Se adoptó la misma vida útil para todas las instalaciones como un promedio del conjunto, no obstante también en este caso se analizarán diferentes procedimientos que permitan una mejor determinación de la vida útil, discriminándola con un mayor grado de desagregación por tipo de instalación.

12.3.2.1.4. La tasa anual de incremento de la potencia

Se adoptó una tasa particular para cada distribuidora, similar a su tasa de crecimiento de energía en los últimos cinco años. La tasa de incremento de la potencia podría ser menor o mayor y habrá que estudiarla a partir de los datos históricos de cada distribuidora, y de las previsiones de crecimiento de la demanda.

12.3.2.1.5. Pérdidas técnicas de BT

Se incorporaron las pérdidas de potencia reconocidas a las distribuidoras para el cálculo tarifario.

12.3.2.1.6. Los gastos de Operación y Mantenimiento

Se estimaron para todas las distribuidoras como un porcentaje [%] sobre los incrementos de inversión en el año de arranque, con un valor objetivo también en [%] a alcanzar durante los primeros años. Sin embargo, es probable que los costos de operación y mantenimiento tengan relación con la mayor o menor dispersión de los usuarios, sus posibilidades de acceso a sistemas automáticos de pago, etc.

12.3.2.2. Aplicación

La herramienta de aproximación utilizada recibe los datos mencionados de la estructura física y los precios unitarios, define las relaciones propias del sistema de distribución, calcula el flujo de incrementos durante el período elegido, los VAN de potencia e inversiones, y finalmente el costo de desarrollo.

Los valores de longitud de líneas de MT, utilizados para ordenar los resultados en función de la dispersión, fueron comunicados por las empresas distribuidoras. Cuando la información no pudo ser obtenida de esta forma, se extrajo de la base de datos existente en el Consejo Federal de Energía Eléctrica.

Se observa que si se utiliza la dispersión para posicionar las empresas en el plano de referencia, sus valores agregados y la DFC se ordenan de un modo creciente. Ese ordenamiento indica la existencia de una cierta relación que si bien no fue establecida en este trabajo, surge de la visualización de los resultados.

12.3.2.2.1. Procesamiento

Se obtuvieron los resultados de los valores de Aproximación al VAD (AVAD), en diez (10) distribuidoras de las que se dispuso información: Area Metropolitana del Gran Buenos Aires (AMBA): EDENOR y EDESUR; Jujuy: EJESA; Tucumán: EDET; San Juan: EDESSA; Córdoba: EPEC; Pcia. de Buenos Aires: EDELAP y Cooperativa Eléctrica de LUJÁN; Mendoza: EMSE y La Rioja: EDELAR. Los valores de AVAD se obtuvieron transformando los costos de desarrollo de redes acumulado en BT (CDBT) resultantes de la herramienta, considerando nulos los costos mayorista de energía y potencia, con una estructura común de manera que fuesen comparables.

Estas empresas representan alrededor del 55% de los usuarios nacionales (sin tener en cuenta las Cooperativas Eléctricas que dependen de las distribuidoras mencionadas). Esta amplia estructura de la muestra permite observar al menos una tendencia de variación relativa que se verá enriquecida a medida que se cuente con información correspondiente a un mayor número de distribuidoras del resto del país.

12.3.2.2.2. Escenarios

Se consideró un caso de referencia y dos escenarios extremos, uno de máxima y uno de mínima. Simultáneamente se consideraron, con el objeto de realizar comparaciones, los AVAD obtenidos a partir de los valores de CDBT utilizados en los cálculos de los cuadros tarifarios vigentes de las distribuidoras cuando estos se disponían.

Los escenarios de máxima y mínima se construyeron a partir de la modificación de los siguientes parámetros del caso de referencia:

- Los precios finales de las obras consideradas en la expansión de acuerdo a precios de mercado.
- El porcentaje de gastos de O&M sobre las inversiones en relación con los valores medios estimados de mercado.
- Los precios o PAFTT correspondientes a alta y media tensión de acuerdo a las resoluciones 159/94 y 406/96.

El Escenario de Máxima implica un nivel de costos de inversión y de gastos en O&M que sólo puede comprenderse en una estructura

empresaria con tal grado de ineficiencia, que de lugar a una línea de tendencia a partir de la cual existirían dudas sobre si los cuadros tarifarios reflejan las leyes en vigencia.

Para ello y sobre la base del escenario de referencia, se introdujeron incrementos sobre:

- Los precios globales de materiales y mano de obra.
- Los valores iniciales de gastos de O&M.
- Ambos valores de PAFTT.

El Escenario de Mínima se diseñó partiendo del supuesto que las empresas realicen continuamente una optimización de sus recursos. Este es un proceso que necesita un tiempo de maduración, a partir del cual la distribuidora mejora continuamente la gestión de stocks y de compras, optimiza las redes instaladas y los recursos disponibles en O&M, aplica nuevas tecnologías, etc.

Para ello, sobre la base del escenario de referencia, se introdujo una mejora en la expansión de las redes utilizando el margen de reserva de los transformadores hasta lograr una utilización óptima de la misma y de esa forma lograr una disminución del CDBT, además de reducir también:

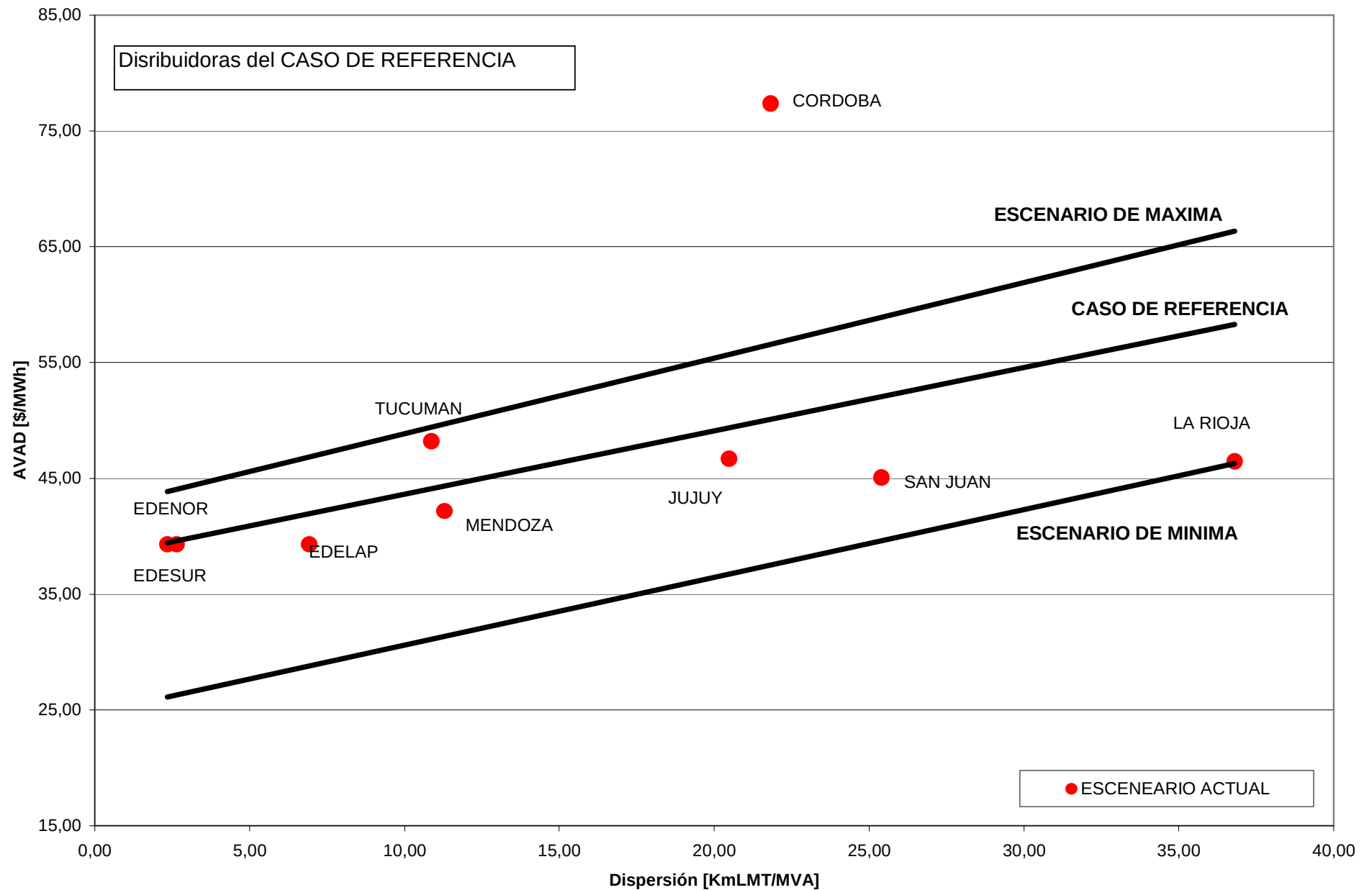
- Los precios finales de las obras
- Los valores iniciales de gastos de O&M
- Ambos valores de PAFTT

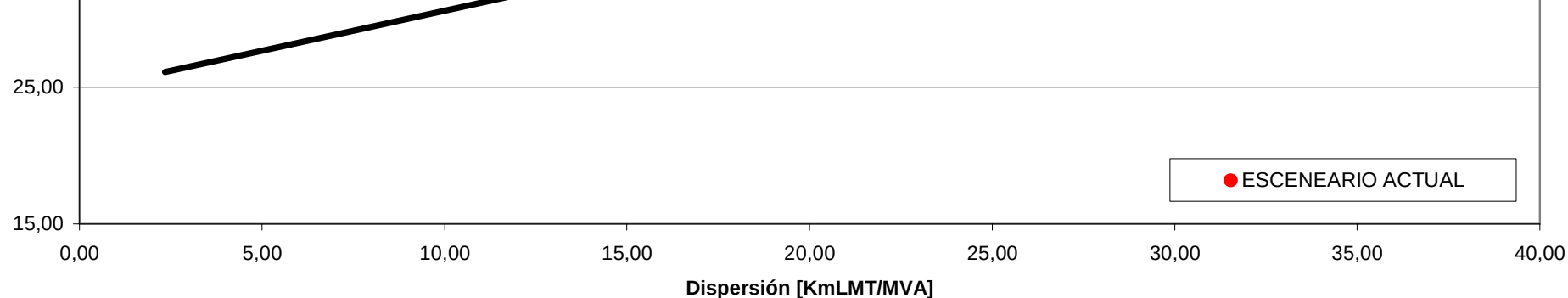
Además se tomaron los valores de AVAD vigentes al momento de privatización de las distribuidoras estudiadas, obtenidos en condiciones similares a las de los otros escenarios, para poder compararlos entre sí y con relación al resto de los escenarios diseñados.

En la Figura Nº 3 se representan las líneas de tendencia resultantes de las series de datos específicas para el escenario del caso de referencia y los de máxima y mínima. El escenario de AVAD en vigencia se superpone para compararlo con la banda de valores resultantes de la aplicación de la herramienta.

Los valores vigentes en los contratos de concesión se encuentran dentro de la banda. El valor de Córdoba se extrajo de costos encontrados en Estudio [SINEX](#) (valor promedio de delegaciones provinciales). El de la provincia de Mendoza se dedujo del cuadro tarifario en vigencia.

FIGURA N° 3: Comparacion AVAD Banda Escenarios REFERENCIA - MAX - MIN con Escenario ACTUAL





12.3.3. Comparaciones

La Figura Nº 1 muestra las tarifas medias, CMC y DFC para las distribuidoras argentinas durante 1996. Se observa una marcada desviación entre los valores máximos y mínimos de las DFC.

La media de las Tm de distribuidoras concesionadas es del orden de 98 \$/MWh y el de las no concesionadas de 114 \$/MWh. El CMC pagado finalmente por las distribuidoras es del orden de 40 \$/MWh y las DFC medias nacionales varían entre un mínimo de 26 \$/MWh y un máximo de 114 \$/MWh, sin incluir las distribuidoras del MEM Patagónico.

En la Figura Nº 2, al comparar los datos de Argentina, EE.UU. y Chile, se observa nuevamente la desviación de los valores máximos y mínimos. Se puede afirmar que aproximadamente la mitad de las distribuidoras argentinas muestran valores DFC mayores a 60 \$/MWh y en algunos casos llegan a superar los 90 \$/MWh. La media de DFC de Argentina es de 67 \$/MWh y su valor homólogo de la muestra de empresas de EE.UU. se encuentra en el orden de 41 \$/MWh.

En la Figura Nº 3 se observa que todas las distribuidoras ya concesionadas y tratadas con la herramienta para obtener los (AVAD), entran en la banda de los escenarios de máxima y mínima.

Por otra parte, en la información del DOE de EE.UU., se puede observar que:

- Las tarifas medias actuales son un 30% inferiores a las nuestras.
- Los precios de generación y transmisión al año 1996 son un 40% más elevados en EE.UU. que en Argentina y las proyecciones prevén bajarlos hasta los valores argentinos del '96.
- Los VAD muestran valores marcadamente inferiores a los argentinos. Interpretamos que los factores que explican parte de la

diferencia, estarían relacionados con:

1. Una estructura de mercados diferente:

CUADRO Nº 10

	EE.UU.		ARGENTINA	
	Usuarios	Consumo	Usuarios	Consumo
Residencial	88%	35%	85%	31%
Comercial	10%	28%	11%	14%
Industrial y Otros	2%	37%	4%	55%

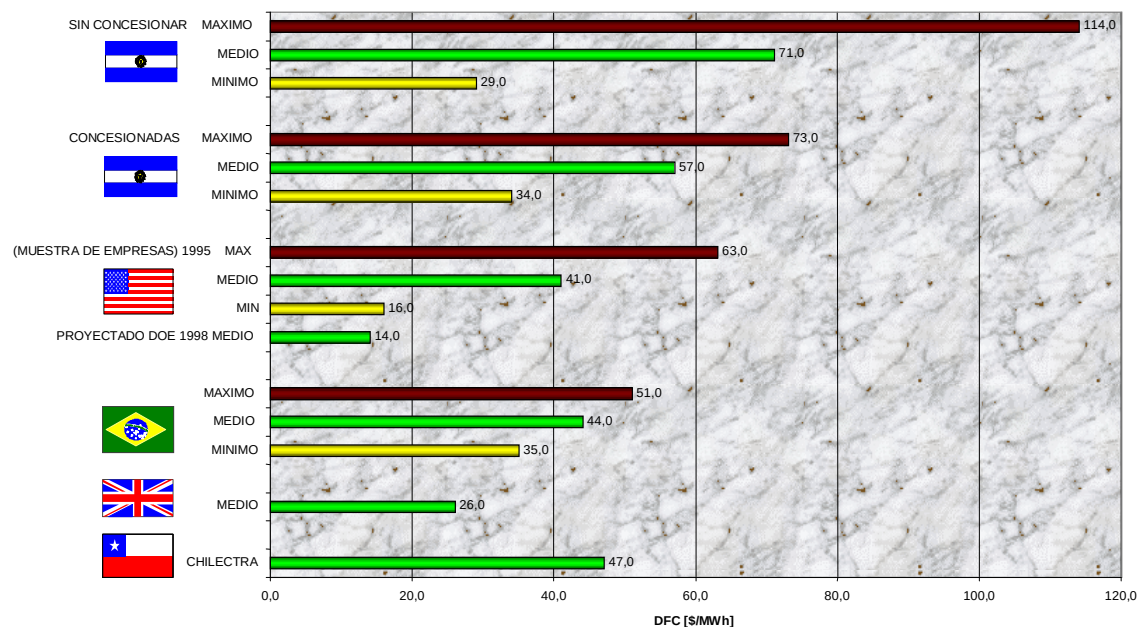
2. Curvas de carga típicas diferentes y con mayores intensidades en el uso de la energía eléctrica. Los usuarios residenciales consumen 9.000 kWh/año promedio, contra 1.850 kWh/año en Argentina. Los comerciales 66.600 kWh/año contra 6.600 kWh/año. El factor de carga general es superior en un 30/35%.
3. Los precios de las distintas categorías tarifarias presentan una escala decreciente desde los consumos más bajos hasta los más elevados.

Resulta evidente que estos valores corresponden a un entorno donde la intensidad de consumo y las escalas en general son mayores que en nuestras regiones, por lo que no deben compararse en valores absolutos, sino adecuarse a las condiciones de las distribuidoras argentinas.

12.3.4. Comentarios

En la Figura siguiente, se representan los valores mínimos y máximos de DFC provenientes del Cuadro Nº 1 (sin referencia con la dispersión), correspondientes a las distribuidoras ya concesionadas del SADI y los de las empresas distribuidoras aun sin concesionar. Las mismas se han comparado con las DFC máximas y mínimas de la muestra de empresas de EE.UU., el valor medio proyectado por el DOE para 1998, la DFC correspondiente a Chilectra, la DFC media del Reino Unido (correspondiente a una franja de consumo suficientemente amplia para ser comparable) y los máximos, mínimos y medios de las DFC medias de Brasil.

FIGURA N°4: Comparación DFC Nacionales y Extranjeros

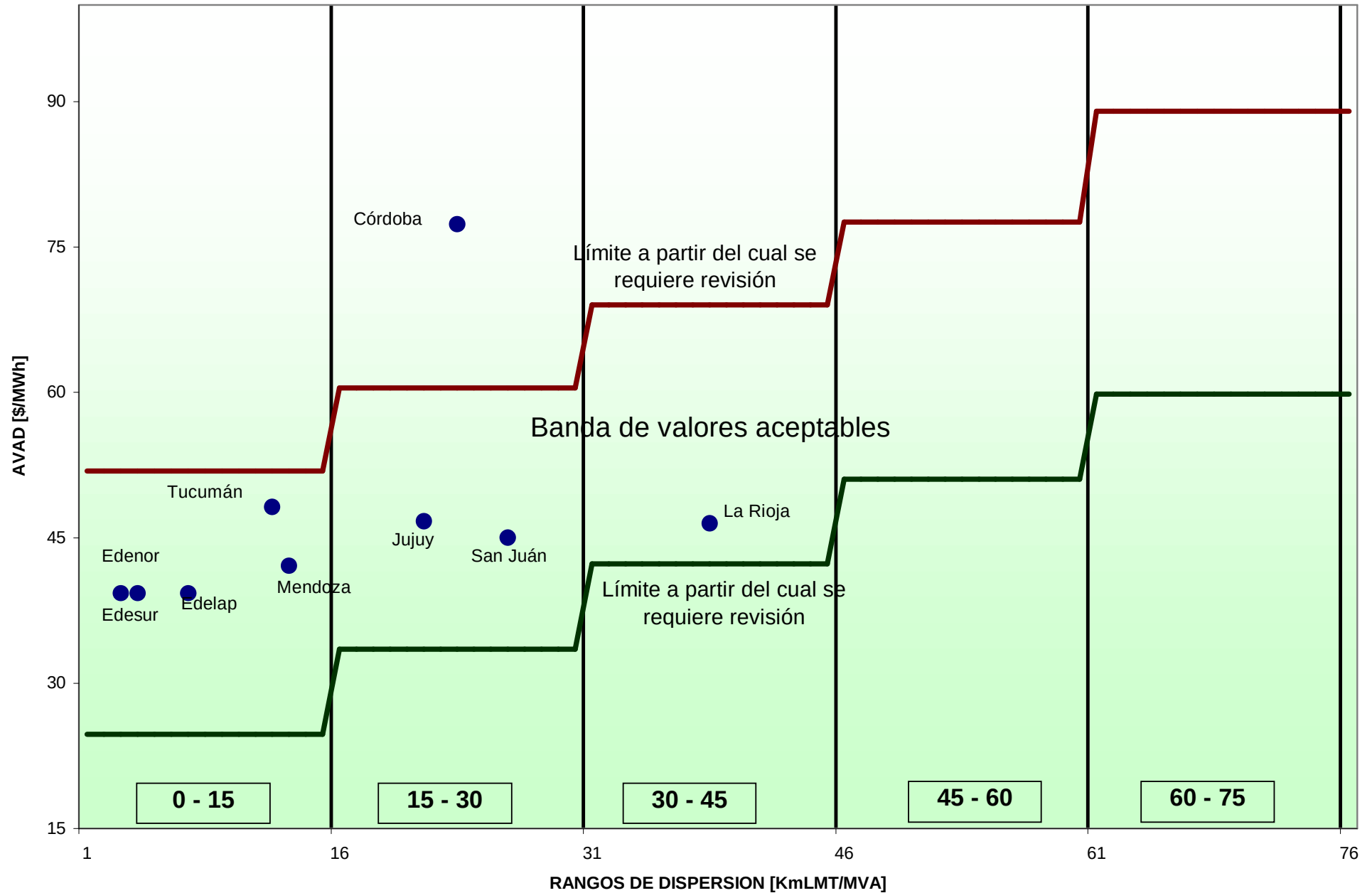


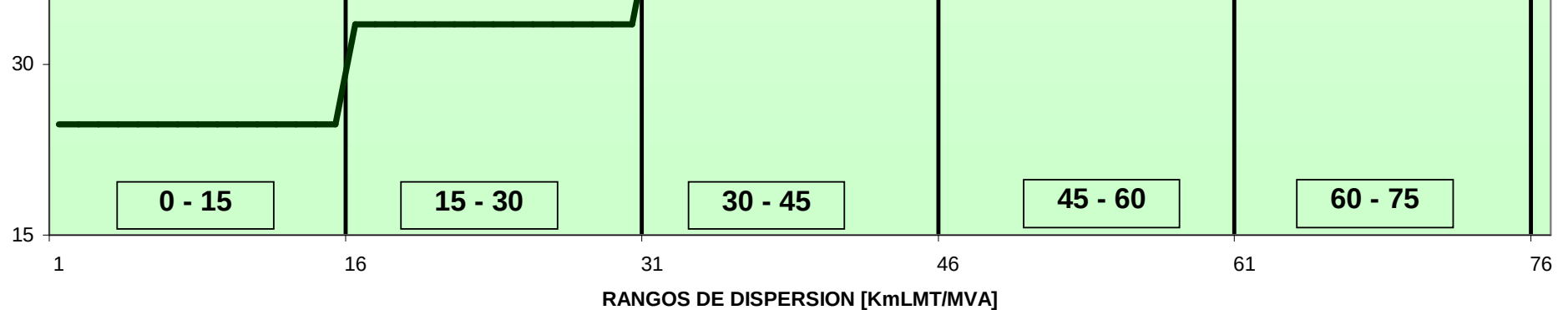
Se observa que los valores de DFC de Argentina están muy por encima de los valores del resto de la muestra. Los valores de DFC internacionales se encuentran en general por debajo de 60 \$/MWh. El valor DFC medio de las distribuidoras ya concesionadas de Argentina (sin incluir a EDEN-EDES-EDEA) se encuentra cerca de ese valor, pero no sucede lo mismo con las no concesionadas, encontrándose ambas por encima de las medias extranjeras de DFC que varían entre 14 y 45 \$/MWh.

La utilización de los procedimientos descriptos muestra que los valores resultantes para los escenarios de máxima y mínima fraccionados en franjas para 15 unidades de dispersión y ordenados en forma creciente, dan una primera aproximación a la banda de AVAD razonablemente admisible.

En la Figura siguiente se ha representado la banda resultante escalonada por dispersiones y la posición actual de las distribuidoras estudiadas.

FIGURA N° 5: BANDAS DE AVAD EN FUNCION DE RANGOS DE DISPERSION





Se observa que las distribuidoras concesionadas tienen valores de avad que se encuentran dentro de los límites determinados para la banda.

El factor de carga de cada distribuidora, representa una variable en la determinación de los AVAD medios. La proyección futura del factor de carga dependerá de las variaciones del consumo, de una mayor eficiencia, etc. Es sabido que estos cambios son lentos y que requieren la respuesta activa de los sujetos que intervienen en el mercado eléctrico. Este proceso no sólo mejorará la eficiencia global, también tendrá un efecto directo sobre la tarifa a usuarios finales. Un aumento del factor de carga de aproximadamente 5%, provocaría una reducción de los valores de VAD del 12/16%, manteniendo constante los demás parámetros, para los casos de las distribuidoras analizadas.

Otra causa de disminución en los precios finales, tendrá lugar cuando caduquen los contratos a término transferibles a tarifa, por ejemplo los correspondientes a las centrales Costanera y Puerto.

Los valores de AVAD comprendidos dentro de *la banda de valores aceptables* tiene un límite superior que fue determinado prefigurando un escenario que expresa condiciones extremas de precios de los bienes librados al servicio, una utilización ineficiente de las instalaciones existentes, y un valor para el costo de la operación y mantenimiento mayor que los implícitos en los contratos actuales. Este límite, se encuentra por encima de todos los valores extranjeros de los cuales se han obtenido datos confiables y comparables.

Se supone que este límite sería el extremo superior razonable, a partir del cual las distribuidoras que presenten valores mayores deberían eventualmente revisar sus costos. En consecuencia, es de esperar que las empresas se alejen de este límite superior buscando mejorar su eficiencia y gestión.

El límite inferior se determinó considerando un escenario que expresa condiciones en las cuales se plantea la utilización eficiente de las instalaciones, la valorización de la expansión con precios próximos a los que las empresas están obteniendo hoy, costos de operación y mantenimiento de empresas eficientes comparables y suponiendo una moderada mejoría en la gestión de la demanda que se traduciría en una mejora del factor de carga de las distribuidoras.

Estar por debajo del escenario de mínima implicaría presentar una estructura tarifaria presumiblemente subsidiada, en consecuencia correspondería explicitar dicha situación.

Comparando los resultados del escenario de mínima con los valores extranjeros adaptados a las condiciones de mercado argentinos, podemos afirmar que el límite inferior mencionado constituye un objetivo alcanzable, porque existen empresas eficientes que presentan dichos valores.

La actual situación macroeconómica, que crea las condiciones para acentuar una tendencia a la baja en los precios de los insumos y servicios del sector, induciría una tendencia a la disminución moderada de los Valores Agregados de distribución en su conjunto, e implicaría que los VAD medios se ubicasen en el futuro entre 30 \$/MWh y 65 \$/MWh, para las de menor y mayor dispersión, respectivamente.

En consecuencia, es dable pensar en una evolución futura en que la suma de los efectos combinados atribuibles a gestión de demanda y mejoras en la eficiencia, darán lugar a valores de VAD más próximos a los límites inferiores que, como se ha observado, están apoyados en datos que corresponden a empresas privadas reguladas y con un alto nivel de calidad del servicio.

12.4. Calidad de la Distribución de Energía Eléctrica

El ENRE ha completado la primera etapa de control, que midió globalmente la calidad de la prestación del servicio técnico y comercial, donde se advierten mejoras progresivas en la calidad a través de sus índices respectivos. Esto es válido para el área de la ex distribuidora SEGBA: EDENOR, EDESUR y EDELAP. En el resto del país la medición de la calidad se encuentra todavía en una etapa preliminar.

En ambos casos, se espera que la acción reguladora y el compromiso de las empresas satisfagan la exigencia creciente de calidad de parte de los usuarios de acuerdo a las expectativas diferenciadas de cada tipo de consumidor.

13. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

En el presente capítulo se describe la prospectiva del abastecimiento de gas natural, presentando escenarios sobre la evolución del requerimiento del mercado interno y para exportación, la expansión del sistema de transporte y la evolución y utilización del recurso.

Es preciso señalar que el sector de gas natural registrará en los próximos años importantes incrementos de la producción como consecuencia de la combinación de los siguientes elementos:

- Una mayor penetración del consumo de gas dentro de las necesidades energéticas de los sectores residencial, comercial e industrial.
- La estrategia de expansión adoptada por el sector eléctrico, sobre la base de la incorporación de ciclos combinados de alto rendimiento, que trae aparejado un aumento de las necesidades de gas en el sector, con lo cual la sustentabilidad de la trayectoria prevista por la oferta eléctrica está íntimamente relacionada con la evolución que experimente el sector de gas natural, indicando ello también la necesidad de profundizar el análisis sobre la disponibilidad futura de este energético.
- La integración energética regional en torno del gas natural, que presenta en estos momentos el mayor potencial de incremento de los intercambios de energía con los países vecinos. El gas argentino se está exportando en la actualidad a Chile y existen proyectos de abastecer a Uruguay, Brasil e incrementar el abastecimiento a Chile. La puesta en marcha de estos proyectos de exportación a países limítrofes, involucra volúmenes significativos.

En este contexto de expansión, el análisis sobre la evolución de las reservas adquiere una significativa importancia, al tratarse el gas natural de un recurso no renovable, con relación a la necesidad de contar con las reservas necesarias para sostener en el largo plazo el abastecimiento interno y los compromisos de exportación que se adquieran.

La técnica de escenarios se presenta como la más adecuada para el estudio en conjunto del sector eléctrico y del gas.

La elaboración de escenarios para el análisis del sector gas natural se desarrolla a partir de la definición de la evolución futura de los factores determinantes del sector gasífero argentino. Para cada factor determinante se define un conjunto de supuestos que caracterizan uno o más casos a evaluar. Estos casos se combinan de manera de generar escenarios que permiten explorar los posibles estados futuros del sistema.

Los factores determinantes analizados son la demanda firme interna de gas, los requerimientos de gas para usinas, las exportaciones previstas, la evolución de las reservas, la producción por cuenca, las expansiones de capacidad de transporte y la evolución de los precios de los combustibles alternativos para centrales eléctricas.

La herramienta de análisis utilizada es un modelo optimización basado en programación lineal multi-período que representa el sector del gas argentino en su conjunto y simula la operación de todas las etapas de la cadena del gas. El modelo minimiza, sujeto a las restricciones impuestas, el costo de abastecer la demanda, es decir los costos de producción, transporte, comercialización y distribución de gas natural.

A partir del *despacho óptimo de gas*, considerando la expansión resultante del sistema de transporte se obtienen las necesidades de producción por cuenca, con las cuales se simula la operación de los yacimientos, analizando la evolución de las reservas y la relación reservas/producción en cada una de ellas.

También, como producto del despacho de gas y para interactuar con las simulaciones del sector eléctrico, se obtiene: la disponibilidad de gas para centrales y los precios en cada mercado de gas.

13.1.Demanda

Se han considerado dos casos para la demanda total de gas natural, que se diferencian entre sí por el nivel de exportaciones previsto en cada uno, denominados Caso A (demanda Alta) y Caso B (demanda Baja). En ambos la demanda interna firme de gas es la misma. La demanda interna de gas se obtuvo planteando escenarios para cada sector de consumo final: residencial, comercial y oficial, industrial, transporte y usinas.

Se consideró el escenario medio de crecimiento económico (caso B), medido por la evolución del PBI: para el período 1997/2000, 5,4% a.a. y entre 2001/2010, 4,8% a.a.

La demanda sectorial se ha desagregado en 18 regiones, conforme a las zonas tarifarias en que se encuentra dividido el mercado de gas en Argentina (incluida la llamada novena región del NEA), sobre la base de los crecimientos históricos registrados y los supuestos adoptados para los mercados más importantes.

El incremento de la demanda interna firme de gas que resulta es 3,4% a.a. para el período de análisis 1997/2010. Esta demanda firme incluye los sectores residencial, comercial, oficial y transporte (GNC).

La demanda prevista para el sector industrial presenta un crecimiento de 3,6% a.a. entre 1997 y el 2010.

Para el período 1997/2010, se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas, se incremente a un ritmo de 3,7% a.a. Hacia fines del período, la demanda de centrales y de transporte crecerían levemente en participación a expensas del resto de los sectores.

El consumo de gas por habitante crecerá desde los actuales 754 m³/hab-año a 1.083 m³/hab-año en el año 2010.

La participación del consumo de centrales en el total es creciente, en todo el período de análisis, alcanzando en el año 2010 el 34% del consumo. Entre los años 1997-2000, se prevé un ritmo creciente en la tasa media anual de crecimiento del consumo de usinas de 6,7% a.a., acompañando el incremento de la participación de la generación térmica dentro del abastecimiento eléctrico, que incluye la necesidad del sostenimiento de la exportación de energía eléctrica a Brasil y Chile. En el período 2000/2002 cae el ritmo de crecimiento del consumo de usinas, debido a la elevación a cota 83 de la C.H. Yacyretá, supuesto para el 2002. Entre los años 2002 y 2005 se incrementa la participación y el ritmo de crecimiento del consumo de centrales, por el ingreso de nuevo equipamiento térmico para cubrir incrementos de demanda. En el período 2005/2010, cae el ritmo de crecimiento debido al ingreso planteado de 2.880 MW de generación hidroeléctrica, aunque a la tasa resultante de 2,4% a.a. que sigue siendo importante, debido a que se prevé la incorporación de ciclos combinados a fin de cubrir la demanda. Se prevé que el consumo de gas para usinas evolucionará de 23,5 MM m³/día, registrado en

1996, a 41 MM m3/día en el 2010.

En el siguiente cuadro se presentan las proyecciones sectoriales de la demanda

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES

SECTOR	Millones de m3				
	1996	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	5.941	6.849	7.311	8.062	9.265
COMERCIAL Y PUBLICO	1.323	1.532	1.616	1.750	2.015
INDUSTRIA	9.447	11.629	12.397	13.646	15.771
USINAS (1)	8.572	11.124	11.828	13.375	15.062
TRANSPORTE	1.092	1.333	1.460	1.673	2.043
TOTAL	26.375	32.467	34.611	38.506	44.156

(1) Requerimientos de gas y líquidos obtenidos del escenario 2 de energía eléctrica

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO

SECTOR	En %				
	1996/2000	2000/2002	2002/2005	2005/2010	1996/2010
RESIDENCIAL	3,6	3,3	3,3	2,8	3,2
COMERCIAL Y PUBLICO	3,7	2,7	2,7	2,9	3,0
INDUSTRIA	5,3	3,3	3,3	2,9	3,7
USINAS	6,7	3,1	4,2	2,4	4,1
TRANSPORTE	5,1	4,7	4,7	4,1	4,6
TOTAL	5,3	3,2	3,6	2,8	3,7

PARTICIPACION SECTORIAL

SECTOR	En %				
	1996	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	22,5	21,1	21,1	20,9	21,0
COMERCIAL Y PUBLICO	5,0	4,7	4,7	4,5	4,6
INDUSTRIA	35,8	35,8	35,8	35,4	35,7

USINAS	32,5	34,3	34,2	34,7	34,1
TRANSPORTE	4,1	4,1	4,2	4,3	4,6
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

En los siguientes cuadros, se presenta la demanda de gas por región de distribución, sector de consumo y año de corte considerado.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL
Millones de m3 de 9300 Kcal.

Región	1996	2000	2002	2005	2010
<i>Buenos Aires Norte</i>	2.881	3.433	3.669	5.452	5.444
<i>Metropolitana</i>	6.321	7.549	7.800	8.259	10.192
<i>Centro</i>	1.311	1.317	1.364	1.500	1.847
<i>Litoral</i>	2.678	3.752	3.958	4.070	4.722
<i>Noroeste</i>	1.997	2.904	3.704	3.927	4.343
<i>Cuyana</i>	1.292	2.338	2.359	2.497	2.893
<i>Pampeana</i>	4.959	4.726	5.044	5.564	6.568
<i>Sur</i>	4.937	6.291	6.545	7.049	7.935
<i>NEA</i>	-	157	169	187	209
Total	26.375	32.467	34.611	38.506	44.156

PARTICIPACION REGIONAL

Región	1996	2000	2002	2005	2010
<i>Buenos Aires Norte</i>	10,9%	10,6%	10,6%	14,2%	12,3%
<i>Metropolitana</i>	24,0%	23,3%	22,5%	21,4%	23,1%
<i>Centro</i>	5,0%	4,1%	3,9%	3,9%	4,2%
<i>Litoral</i>	10,2%	11,6%	11,4%	10,6%	10,7%
<i>Noroeste</i>	7,6%	8,9%	10,7%	10,2%	9,8%
<i>Cuyana</i>	4,9%	7,2%	6,8%	6,5%	6,6%
<i>Pampeana</i>	18,8%	14,6%	14,6%	14,5%	14,9%

<i>Sur</i>	18,7%	19,4%	18,9%	18,3%	18,0%
<i>NEA</i>	0,0%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONAL

Región	1996-2000	2000-2002	2002-2005	2005-2010	1996-2010
<i>Buenos Aires Norte</i>	4,5%	3,4%	14,1%	0,0%	4,7%
<i>Metropolitana</i>	4,5%	1,7%	1,9%	4,3%	3,5%
<i>Centro</i>	0,1%	1,8%	3,2%	4,2%	2,5%
<i>Litoral</i>	8,8%	2,7%	0,9%	3,0%	4,1%
<i>Noroeste</i>	9,8%	12,9%	2,0%	2,0%	5,7%
<i>Cuyana</i>	16,0%	0,5%	1,9%	3,0%	5,9%
<i>Pampeana</i>	-1,2%	3,3%	3,3%	3,4%	2,0%
<i>Sur</i>	6,2%	2,0%	2,5%	2,4%	3,4%
<i>NEA(1)</i>		3,6%	3,6%	2,2%	2,9%
Total	5,3%	3,2%	3,6%	2,8%	3,7%

(1) La última columna corresponde a la tasa de crecimiento del período 2000-2010.

GAS ENTREGADO AÑO 1996 Millones de m3 de 9300 Kcal

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	1.115	154	1.370	-	242	2.881
<i>Metropolitana</i>	1.705	367	954	2.890	406	6.321
<i>Centro</i>	295	83	504	308	121	1.311
<i>Litoral</i>	292	94	1.742	455	95	2.678
<i>Noroeste</i>	147	29	770	1.025	27	1.997
<i>Cuyana</i>	317	61	643	190	81	1.292

<i>Pampeana</i>	865	203	2.620	1.162	109	4.959
<i>Sur</i>	1.206	333	844	2.543	11	4.937
<i>NEA</i>	-	-	-	-	-	-
Total	5.941	1.323	9.447	8.572	1.092	26.375

(1) Residencial y 40% de SDB

(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB

(3) Industrial, Autoproducción, Cerri y Petroquímica

(4) En base a datos de CAMMESA y ENARGAS

(5) GNC

PARTICIPACION SECTORIAL 1996

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	38,7%	5,3%	47,6%	0,0%	8,4%	100,0%
<i>Metropolitana</i>	27,0%	5,8%	15,1%	45,7%	6,4%	100,0%
<i>Centro</i>	22,5%	6,4%	38,4%	23,5%	9,2%	100,0%
<i>Litoral</i>	10,9%	3,5%	65,0%	17,0%	3,6%	100,0%
<i>Noroeste</i>	7,3%	1,4%	38,5%	51,3%	1,4%	100,0%
<i>Cuyana</i>	24,5%	4,7%	49,8%	14,7%	6,3%	100,0%
<i>Pampeana</i>	17,4%	4,1%	52,8%	23,4%	2,2%	100,0%
<i>Sur</i>	24,4%	6,7%	17,1%	51,5%	0,2%	100,0%
<i>NEA</i>						
Total	22,5%	5,0%	35,8%	32,5%	4,1%	100,0%

AÑO 2000

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL Millones de m3 de 9300 Kcal.

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial	Usinas	Transporte (5)	TOTAL
--------	-----------------	---------------	------------	--------	----------------	-------

			(3)	(4)		
<i>Buenos Aires Norte</i>	1.265	176	1.707	-	285	3.433
<i>Metropolitana</i>	1.934	420	1.163	3.553	478	7.549
<i>Centro</i>	335	97	614	129	142	1.317
<i>Litoral</i>	332	109	2.170	1.022	119	3.752
<i>Noroeste</i>	177	33	908	1.752	33	2.904
<i>Cuyana</i>	382	70	742	1.042	103	2.338
<i>Pampeana</i>	981	236	3.261	113	136	4.726
<i>Sur</i>	1.394	382	989	3.513	13	6.291
<i>NEA</i>	49	10	75	-	23	157
Total	6.849	1.532	11.629	11.124	1.333	32.467

(1) Residencial y 40% de SDB

(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB

(3) Industrial, Autoproducción, Cerri y Petroquímica

(4) Servicio Público (MEM, MEMSP y Resto). Incluye consumo de líquidos, expresado en m3 de gas

(5) GNC

PARTICIPACION SECTORIAL 2000

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	36,8%	5,1%	49,7%	0,0%	8,3%	100,0%
<i>Metropolitana</i>	25,6%	5,6%	15,4%	47,1%	6,3%	100,0%
<i>Centro</i>	25,4%	7,3%	46,7%	9,8%	10,8%	100,0%
<i>Litoral</i>	8,8%	2,9%	57,8%	27,3%	3,2%	100,0%
<i>Noroeste</i>	6,1%	1,1%	31,3%	60,3%	1,1%	100,0%
<i>Cuyana</i>	16,4%	3,0%	31,7%	44,6%	4,4%	100,0%
<i>Pampeana</i>	20,8%	5,0%	69,0%	2,4%	2,9%	100,0%
<i>Sur</i>	22,2%	6,1%	15,7%	55,8%	0,2%	100,0%
<i>NEA</i>	31,4%	6,4%	47,8%	0,0%	14,3%	100,0%
Total	21,1%	4,7%	35,8%	34,3%	4,1%	100,0%

AÑO 2002

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL Millones de m3 de 9300 Kcal.

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	1.344	185	1.830	-	309	3.669
<i>Metropolitana</i>	2.056	440	1.238	3.547	518	7.800
<i>Centro</i>	356	103	654	97	154	1.364
<i>Litoral</i>	353	115	2.327	1.029	134	3.958
<i>Noroeste</i>	194	35	958	2.480	37	3.704
<i>Cuyana</i>	419	73	773	978	116	2.359
<i>Pampeana</i>	1.043	249	3.496	103	152	5.044
<i>Sur</i>	1.492	404	1.041	3.593	14	6.545
<i>NEA</i>	54	11	80	-	24	169
Total	7.311	1.616	12.397	11.828	1.460	34.611

(1) Residencial y 40% de SDB

(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB

(3) Industrial, Autoproducción, Cerri y Petroquímica

(4) Servicio Público (MEM, MEMSP y Resto). Incluye consumo de líquidos, expresado en m3 de gas

(5) GNC

PARTICIPACION SECTORIAL 2002

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	36,6%	5,0%	49,9%	0,0%	8,4%	100,0%
<i>Metropolitana</i>	26,4%	5,6%	15,9%	45,5%	6,6%	100,0%
<i>Centro</i>	26,1%	7,5%	47,9%	7,1%	11,3%	100,0%
<i>Litoral</i>	8,9%	2,9%	58,8%	26,0%	3,4%	100,0%
<i>Noroeste</i>	5,2%	0,9%	25,9%	67,0%	1,0%	100,0%

<i>Cuyana</i>	17,8%	3,1%	32,8%	41,4%	4,9%	100,0%
<i>Pampeana</i>	20,7%	4,9%	69,3%	2,0%	3,0%	100,0%
<i>Sur</i>	22,8%	6,2%	15,9%	54,9%	0,2%	100,0%
<i>NEA</i>	32,0%	6,5%	47,3%	0,0%	14,2%	100,0%
Total	21,1%	4,7%	35,8%	34,2%	4,2%	100,0%

AÑO 2005

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL Millones de m3 de 9300 Kcal.

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	1.473	199	2.032	1.399	349	5.452
<i>Metropolitana</i>	2.253	473	1.359	3.590	584	8.259
<i>Centro</i>	390	112	718	107	174	1.500
<i>Litoral</i>	387	126	2.584	814	160	4.070
<i>Noroeste</i>	222	37	1.039	2.586	43	3.927
<i>Cuyana</i>	480	79	824	974	140	2.497
<i>Pampeana</i>	1.143	271	3.880	90	181	5.564
<i>Sur</i>	1.652	439	1.124	3.816	17	7.049
<i>NEA</i>	62	13	87	-	26	187
Total	8.062	1.750	13.646	13.375	1.673	38.506

(1) Residencial y 40% de SDB

(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB

(3) Industrial, Autoproducción, Cerri y Petroquímica

(4) Servicio Público (MEM, MEMSP y Resto). Incluye consumo de líquidos, expresado en m3 de gas

(5) GNC

PARTICIPACION SECTORIAL 2005

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	27,0%	3,6%	37,3%	25,7%	6,4%	100,0%
<i>Metropolitana</i>	27,3%	5,7%	16,5%	43,5%	7,1%	100,0%
<i>Centro</i>	26,0%	7,5%	47,8%	7,1%	11,6%	100,0%
<i>Litoral</i>	9,5%	3,1%	63,5%	20,0%	3,9%	100,0%
<i>Noroeste</i>	5,7%	1,0%	26,4%	65,8%	1,1%	100,0%
<i>Cuyana</i>	19,2%	3,2%	33,0%	39,0%	5,6%	100,0%
<i>Pampeana</i>	20,5%	4,9%	69,7%	1,6%	3,2%	100,0%
<i>Sur</i>	23,4%	6,2%	15,9%	54,1%	0,2%	100,0%
<i>NEA</i>	32,8%	6,7%	46,5%	0,0%	14,0%	100,0%
Total	20,9%	4,5%	35,4%	34,7%	4,3%	100,0%

AÑO 2010

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL Millones de m3 de 9300 Kcal.

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	1.685	224	2.377	741	417	5.444
<i>Metropolitana</i>	2.578	534	1.559	4.823	699	10.192
<i>Centro</i>	446	130	823	240	208	1.847
<i>Litoral</i>	442	146	3.022	904	208	4.722
<i>Noroeste</i>	271	44	1.173	2.801	54	4.343
<i>Cuyana</i>	587	92	909	1.122	184	2.893
<i>Pampeana</i>	1.303	315	4.536	191	223	6.568
<i>Sur</i>	1.888	516	1.270	4.241	21	7.935
<i>NEA</i>	65	13	101	-	30	209
Total	9.265	2.015	15.771	15.062	2.043	44.156

(1) Residencial y 40% de SDB

(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB

(3) Industrial, Autoproducción, Cerri y Petroquímica

(4) Servicio Público (MEM, MEMSP y Resto). Incluye consumo de líquidos, expresado en m3 de gas
 (5) GNC

PARTICIPACION SECTORIAL 2010

Región	Residencial (1)	Comercial (2)	Industrial (3)	Usinas (4)	Transporte (5)	TOTAL
<i>Buenos Aires Norte</i>	31,0%	4,1%	43,7%	13,6%	7,7%	100,0%
<i>Metropolitana</i>	25,3%	5,2%	15,3%	47,3%	6,9%	100,0%
<i>Centro</i>	24,1%	7,1%	44,6%	13,0%	11,2%	100,0%
<i>Litoral</i>	9,4%	3,1%	64,0%	19,1%	4,4%	100,0%
<i>Noroeste</i>	6,2%	1,0%	27,0%	64,5%	1,3%	100,0%
<i>Cuyana</i>	20,3%	3,2%	31,4%	38,8%	6,4%	100,0%
<i>Pampeana</i>	19,8%	4,8%	69,1%	2,9%	3,4%	100,0%
<i>Sur</i>	23,8%	6,5%	16,0%	53,4%	0,3%	100,0%
<i>NEA</i>	30,9%	6,3%	48,3%	0,0%	14,5%	100,0%
Total	21,0%	4,6%	35,7%	34,1%	4,6%	100,0%

13.1.1. Requerimientos de gas para usinas

A los fines de determinar la disponibilidad de gas para usinas, se asumió como demanda el total de los requerimientos de kcal de gas y líquidos, llevados estos últimos a m3 equivalentes de gas, que surgen de los resultados obtenidas en las simulaciones de la operación correspondientes al escenario 2.

Ese caso considera un crecimiento de la demanda de energía eléctrica del 5,0% en todo el período de análisis, y la exportación de 1000 MW firmes a Brasil. Las condiciones hidrológicas simuladas corresponden a las de año medio. Para la C.H. Yacyretá se consideraron los siguientes supuestos: completa el ingreso de grupos en julio de 1999; incrementa el nivel de embalse a cota de operación a 83 en el 2002. Con referencia a la C.N. Atucha II se supuso su ingreso al sistema en el 2004.

El equipamiento futuro consiste en ciclos combinados de alto rendimiento. Se ha supuesto el ingreso de generación hidroeléctrica en el período 2006-2010, con una producción media del orden de los 19.000 GWh/año al final del período.

Se consideraron dos proyectos de exportación firme de energía eléctrica a Chile vinculados a nuevas instalaciones de generación. El

primero, abastecería la región norte de Chile desde la Pcia. de Salta, mediante un ciclo combinado de 300 MW, que ingresaría en 1999, ampliándose a 600 MW en el 2001. El segundo proyecto consiste en la alimentación a la explotación minera El Pachón, ubicada en la Pcia. de San Juan, cerca del límite con Chile, así como una explotación similar del lado chileno, en Los Pelambres. Para ello, se plantea instalar un ciclo combinado de 300 MW del lado argentino.

13.1.2. Curvas de carga

Para cada mercado, la demanda sectorial anual se desagrega en bloques de consumo representando su distribución estacional utilizando como base la estructura registrada en 1996. La estructura utilizada para la demanda por bloques de usinas es la resultante del despacho eléctrico para el caso medio antes citado.

Los primeros dos bloques de consumo representan la situación de máximo requerimiento de gas reflejando diez días del pico invernal y el segundo los siguientes veintiún días de ese período. Para el bloque de 10 días de máxima demanda se consideró un pico de demanda firme un 20% superior al valor promedio diario mensual registrado en 1996. Esta representación tiene por objeto simular el requerimiento de capacidad de los días más fríos del año y asegurar el abastecimiento de la demanda firme. La estructura por bloques así conformada se supone constante para todo el período de estudio.

13.2. Importación

La actual importación de Bolivia, de aproximadamente 6 MM m³/día, se ha supuesto que se mantendrá hasta 1999 inclusive.

13.3. Exportación

A partir del análisis de la información que surge de las solicitudes de autorización de exportación otorgadas y en trámite, presentadas ante la Secretaría de Energía, se elaboraron escenarios de evolución de proyectos de exportación de gas.

Los proyectos autorizados y en trámite se presentan en el siguiente cuadro:

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL OTORGADAS

AUTORIZACION	EMPRESA	VOL.DIARIO PROM. MM m3/día	DESTINO	VOL. TOTAL MM m3
CUENCA NEUQUINA				
Res. S.H. y M. 61/92	YPF S.A. y otros	5,00	Chile	36.500
Res. S.E. 140/96	P. Santa Fe y otros	2,50	Chile	17.030
Res. S.y P.200/97	Total, Bidas y otros	1,59	Chile	10.000
TOTAL NEUQUINA		9,09		63.530
CUENCA AUSTRAL				
Decreto 584/95	YPF S.A. y otros	2	Chile	15.330
CUENCA NOROESTE				
Decreto 305/92	de la Cuenca Noroeste	35	Chile - Brasil	255.500
TOTAL AUTORIZADO		46,09		334.360

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL EN TRAMITE

Nº EXPEDIENTE Y FECHA	EMPRESA SOLICITANTE	VOL.DIARIO PROM. MM m3/día	DESTINO	VOL. TOTAL MM m3
CUENCA NEUQUINA				

750-001545/mayo 1996	YPF S.A.	2,50	Uruguayana (Brasil)	18.300
750-001734/junio 1996	Bridas, Total, Deminex, Chauvco	2,19	Uruguay	20.000
750-001901/mayo1997	YPF S.A.	1,80	Chile	9.855
TOTAL NEUQUINA		6,49		48.155
CUENCA AUSTRAL				
750-000194/enero1997	YPF S.A., Sipetrol	2,75	Chile	20.075
CUENCA NOROESTE				
750-001804/mayo 1997	Pluspetrol, Astra	hasta 8	Chile	40.150 (1)
750-002430/junio 1997	Tecpetrol, Ledesma, Ampolex, CGC	1,35	Chile	27.010
TOTAL NOROESTE		9,35		67.160
TOTAL SOLICITADO		18,59		135.390
(1) Estimado				

Se han considerado seis puntos (nodos) de exportación: Chile (centro), Chile (sur), Chile (norte), Brasil (noroeste), Brasil (Uruguayana) y Uruguay.

Como se ha mencionado, se plantean dos casos de exportación: A, de Alta exportación y B, de Baja exportación. La diferencia fundamental entre ellos es la exportación, desde la cuenca Noroeste, a San Pablo (Brasil), presente sólo en el escenario A.

Las exportaciones se han simulado como firmes. El precio en frontera se ha supuesto conformado por el precio del gas en boca de pozo de la cuenca correspondiente más un cargo por transporte.

A continuación se presenta la evolución considerada de las exportaciones de gas para cada nodo y caso. Para la exportación a Brasil, en el caso A, se estima un volumen promedio de 20 MM m3/día a partir del 2005.

EXPORTACIONES DE GAS NATURAL POR CUENCAS

CASO A DE ALTAS EXPORTACIONES

MM m3/día								
	BRASIL	NOROESTE		BRASIL	NEUQUINA		AUSTRAL	TOTAL
	San Pablo	CHILE	TOTAL	Uruguayana	URUGUAY	CHILE	CHILE	
		Norte			Montevideo	Santiago	Sur	
1997						1,0	2,0	3,0
1998						1,4	2,0	3,4
1999					1,2	1,8	2,0	5,0
2000		2,5	2,5	2,5	1,3	2,5	4,8	13,6
2001		2,9	2,9	2,9	1,4	2,9	4,8	14,7
2002		3,3	3,3	3,3	1,5	3,3	4,8	16,1
2003		3,7	3,7	3,8	1,5	3,8	4,8	17,5
2004		4,2	4,2	4,4	1,5	4,4	4,8	19,2
2005	20,0	4,8	24,8	5,0	1,9	5,0	4,8	41,5
2006	20,0	5,5	25,5	5,3	2,2	6,0	4,8	43,8
2007	20,0	6,3	26,3	5,7	2,6	7,1	4,8	46,5
2008	20,0	7,2	27,2	6,1	3,0	8,5	4,8	49,5
2009	20,0	8,2	28,2	6,5	3,5	10,1	4,8	53,0
2010	20,0	9,4	29,4	7,0	4,0	12,0	4,8	57,1

CASO B DE BAJAS EXPORTACIONES

MM m3/día								
	BRASIL	NOROESTE		BRASIL	NEUQUINA		AUSTRAL	TOTAL
	San Pablo	CHILE	TOTAL	Uruguayana	URUGUAY	CHILE	CHILE	
		Norte			Montevideo	Santiago	Sur	
1997						1,0	2,0	3,0
1998						1,4	2,0	3,4
1999					1,2	1,8	2,0	5,0
2000		2,5	2,5	2,5	1,3	2,5	2,0	10,8
2001		2,7	2,7	2,5	1,4	2,9	2,0	11,4
2002		2,8	2,8	2,5	1,5	3,3	2,0	12,1
2003		3,0	3,0	2,5	1,5	3,8	2,0	12,8
2004		3,2	3,2	2,5	1,5	4,4	2,0	13,5
2005		3,4	3,4	2,5	1,9	5,0	2,0	14,8
2006		3,6	3,6	2,5	2,0	5,5	2,0	15,6
2007		3,8	3,8	2,5	2,4	6,0	2,0	16,7
2008		4,0	4,0	2,5	2,4	6,6	2,0	17,5
2009		4,2	4,2	2,5	2,4	7,3	2,0	18,5

2010	4,5	4,5	2,5	2,4	8,0	12,9	2,0	19,4
------	-----	-----	-----	-----	-----	------	-----	------

Los proyectos a Chile (centro), Uruguay y Uruguayana (Brasil), con gas de la cuenca Neuquina, involucran capacidad de transporte troncal de la red de gasoductos.

13.4. Requerimientos totales de gas natural

Se presentan a continuación los requerimientos totales de gas natural dados por la suma de las demandas firme, industrial, centrales (se incluyen los líquidos, expresados en términos de m3 equivalente de gas) y los casos A y B de exportaciones.

REQUERIMIENTO DE GAS NATURAL

CASO A DE EXPORTACION

	Demanda Firme (1)	Industria	Centrales Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportaciones Caso A		Requerimiento Total Caso A	
	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día
1997	8.661	9.951	8.347	26.959	74	1.095	3	28.054	77
1998	8.971	10.479	7.737	27.187	74	1.225	3	28.412	78
1999	9.301	11.038	7.963	28.302	78	1.833	5	30.135	83
2000	10.051	11.629	11.124	32.804	90	4.951	14	37.755	103
2001	10.043	12.006	11.726	33.775	93	5.383	15	39.158	107
2002	10.386	12.397	11.828	34.611	95	5.861	16	40.471	111
2003	10.740	12.801	12.343	35.884	98	6.404	18	42.289	116
2004	11.108	13.217	12.859	37.184	102	7.013	19	44.197	121
2005	11.485	13.646	13.375	38.506	105	15.159	42	53.666	147
2006	11.831	14.047	13.713	39.591	108	15.995	44	55.585	152
2007	12.185	14.459	14.050	40.694	111	16.958	46	57.651	158
2008	12.554	14.886	14.387	41.827	115	18.069	50	59.896	164
2009	12.934	15.302	14.725	42.961	118	19.354	53	62.315	171
2010	13.323	15.771	15.062	44.156	121	20.842	57	64.997	178

CASO B DE EXPORTACION

	Demanda Firme (1)	Industria	Centrales Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportaciones Caso B		Requerimiento Total Caso B	
	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día
1997	8.661	9.951	8.347	26.959	74	1.095	3	28.054	77
1998	8.971	10.479	7.737	27.187	74	1.225	3	28.412	78
1999	9.301	11.038	7.963	28.302	78	1.833	5	30.135	83
2000	10.051	11.629	11.124	32.804	90	3.948	11	36.752	101
2001	10.043	12.006	11.726	33.775	93	4.170	11	37.946	104
2002	10.386	12.397	11.828	34.611	95	4.404	12	39.014	107
2003	10.740	12.801	12.343	35.884	98	4.663	13	40.547	111
2004	11.108	13.217	12.859	37.184	102	4.941	14	42.125	115
2005	11.485	13.646	13.375	38.506	105	5.403	15	43.909	120
2006	11.831	14.047	13.713	39.591	108	5.690	16	45.280	124
2007	12.185	14.459	14.050	40.694	111	6.097	17	46.791	128
2008	12.554	14.886	14.387	41.827	115	6.403	18	48.231	132

2009	12.934	15.302	14.725	42.961	118	6.737	18	49.698	136
2010	13.323	15.771	15.062	44.156	121	7.099	19	51.255	140

(1) La demanda firme comprende el consumo residencial, comercial y oficial y transporte.

(2) Incluye el consumo en boca de pozo y el requerimiento de combustible alternativo, expresado en m3 equivalente de gas.

13.5. Precio internacional del petróleo

El consumo de gas para usinas se ha supuesto interrumpible, salvo para aquellas unidades que tienen contratos de suministro específicos. Los sustitutos del gas natural son el fuel oil y el gas oil. Para estos productos se supone una evolución de los precios sujeto a las variaciones del crudo de referencia WTI.

La base de precios para 1997 está conformada por estimaciones realizadas de los precios negociados por los generadores de GBA. Para cada región, los precios de estos combustibles se referencian a los precios en GBA. Las diferencias relativas resultan de los respectivos costos de transporte.

Se ha supuesto en los escenarios que el precio del WTI permanecerá constante en 21.3 u\$/bbl para todo el período.

HIPOTESIS DE PRECIOS DE SUSTITUTOS PARA USINAS CASO PRECIOS CONSTANTES (1)

1997 - 2010

WTI u\$/bbl (2)	21.3
WTI u\$/m ³	134.0
FO/WTI (3)	0.67
GO/WTI (3)	1.45
FO u\$/m ³	89.30
FO u\$/t (4)	94.50
GO u\$/m ³ (4)	193.90
FO/GO	0.43

(1) Precios en GBA

(2) Pronóstico para 1997

(3) La relación se calcula con los precios FO y GO y el pronóstico del precio del WTI. Se suponen constantes las relaciones en todo el período

(4) Para 1997, se considera una estimación de los precios negociados por las centrales

Se ha supuesto que la relación de precios del fuel oil y del gas oil respecto al precio de barril de crudo WTI se mantendrá constante en todo el período en 0.67 y 1.45 respectivamente.

13.6. Oferta de gas natural

13.6.1. Reservas

Las normas de mayor aceptación en la consideración de volúmenes de reservas de hidrocarburos están contenidas en la Definición de Reservas promulgada por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE): *Las Reservas de petróleo crudo, condensado, gas natural, (...), son cantidades estimadas, que se pueden verificar con razonable certeza a partir de datos geológicos y de ingeniería, y que pueden recuperarse en el futuro de un reservorio conocido y en condiciones económicas, utilizando procesos operativos y de acuerdo con las regulaciones legales vigentes.*

El problema se presenta cuando se pretende dimensionar el término *razonable certeza* ya que cada empresa, de acuerdo a su circunstancia, tiene un concepto particular de la probabilidad, que puede ser igual o no al de otras empresas.

Lo importante es que, en términos generales, se coincide en aceptar la clasificación de las reservas en Probadas o Comprobadas, Probables y Posibles, que se diferencian en la probabilidad que se otorgue a cada una, vinculada a aspectos técnicos de la producción de hidrocarburos, las incertidumbres asociadas a su evaluación y los límites económicos correspondientes.

En Argentina existe conocimiento preciso y de amplia divulgación sobre las reservas incluidas categorías de Probadas y Probables, que las empresas petroleras informan a la Secretaría de Energía.

Existen en la República Argentina un total de cinco cuencas sedimentarias productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, por lo que el análisis efectuado se restringe a ellas.

Las reservas por cuenca, inicialmente consideradas, se presentan en el siguiente cuadro y resultan de las probadas y probables al 31 de diciembre de 1996. Adicionalmente, se ha incluido una estimación de las reservas posibles. El total de reservas posibles de gas natural, evaluados sobre la base del conocimiento actual de las cuencas productivas, se estima en alrededor de 1.300 miles de MM m³.

RESERVAS DE GAS NATURAL A 1996

CUENCA	En MMm ³				
	Reservas Comprobadas (1)	Reservas Probables (2)	Subtotal (1) + (2) (3)	Reservas Posibles (4)	Total (3) + (4)

Noroeste	173.883	109.227	283.110	113.244	396.354
Cuyana	662	62	724		724
Neuquina	341.060	75.467	416.527	166.611	583.138
G. San Jorge	17.249	12.411	29.660		29.660
Austral	155.479	48.738	204.217	81.687	285.904
Total País	688.333	245.905	934.238	361.542	1.295.780

Los precios iniciales del gas en boca de pozo, para las actuales reservas comprobadas, corresponden al cuadro tarifario vigente a partir del 1/7/97 (Resolución ENARGAS N° 459).

Se plantean dos casos de evolución de las reservas, en los cuales la relación Reservas / Producción, para el total de las cuencas actualmente productivas, alcanza en el año 2010 valores de 15 y 10 años, suponiendo en cada caso un mínimo de incorporación anual de reservas entre 25.000 y 50.000 MM m3/año.

La cuenca Neuquina presenta actualmente un alto grado de desarrollo, en comparación con las restantes cuencas productivas del país, y bajas expectativas de descubrimiento de algún nuevo gran yacimiento del tipo de Loma de la Lata. Bajo estas condiciones, se plantea un límite máximo para la capacidad de la producción de esta cuenca, estimado en 78 MM m3/día en todo el período. Se asume además la existencia en todo momento de un nivel adecuado de reservas.

Para la cuenca Noroeste se plantean dos casos. El primero prevé producción creciente con el respaldo adecuado de reservas, que irán incrementándose para asegurar la producción exigida. El segundo, producción creciente hasta un máximo de alrededor de 49 MM m3/día y las reservas necesarias para sostenerla.

En el caso de la cuenca Austral se supone un caso de producción creciente e incorporación de las reservas necesarias para sostener los niveles de producción que se le exijan.

A los fines de simplificar los análisis, las reservas remanentes de la cuenca Cuyana se integran a la cuenca Neuquina y las correspondientes a la cuenca San Jorge se incluyen en la cuenca Austral.

13.6.2. Transporte

Para todos los casos analizados, la capacidad inicial de la red troncal de gasoductos incluye la capacidad registrada en 1996 más las ampliaciones que los transportistas previeron realizar en el transcurso de 1997.

Las tarifas de transporte, para los distintos tramos de gasoductos, corresponden a las presentes en el cuadro tarifario vigente a partir del 1/7/97 (Resolución ENARGAS N° 459). Las mismas se suponen constantes para todo el período de estudio.

El nivel de la tarifa firme de transporte se considera suficiente para remunerar las expansiones necesarias para asegurar el abastecimiento de la demanda firme. Los costos variables del transporte corresponden al porcentaje de gas retenido en cada tramo, valorizado al precio de gas en boca de pozo.

13.7. Modelo del sector gasífero argentino

La herramienta utilizada es un modelo de optimización basado en un esquema de programación lineal multi-período donde se representan los aspectos más relevantes del sector de gas natural argentino: la producción, el transporte, las ventas a diferentes usuarios en el mercado interno, y las exportaciones.

El modelo minimiza los costos de producción, transporte y distribución de gas natural dado un determinado nivel de demanda. A su vez, el modelo contiene un conjunto de restricciones físicas y económicas referidas a la capacidad de producción y de transporte.

El modelo simula el funcionamiento de la red de transporte, cuyos nodos están referidos a los centros de producción, consumo, puntos intermedios y exportación.

Se consideran consumos fijos el residencial, comercial, entes oficiales y del transporte. El consumo industrial y las exportaciones se han representado también como demandas fijas, en tanto que el consumo de las centrales eléctricas es tratado en esta oportunidad como interrumpible. En este caso el combustible sustituto considerado es el fuel oil y el gas oil.

Ante la presencia de un combustible sustituto, el modelo enfrenta un problema de elección: expandir la capacidad de producción y transporte o consumir el combustible alternativo.

Las variables exógenas son:

- la demanda de los sectores residencial, comercial y entes oficiales, y transporte (consideradas fijas), la demanda industrial y los requerimientos de combustible para centrales eléctricas. Estas demandas se presentan desagregadas para un conjunto de regiones geográficas consistentes con la subdivisión en zonas tarifarias del mercado de gas.
- las curvas de carga por sector de demanda, región y bloque.
- los volúmenes de las exportaciones planteadas y sus respectivos precios.
- la capacidad actual del sistema de transporte troncal de gasoductos.
- los costos de producción, transporte y distribución.
- el precio de los combustibles alternativos por sector de consumo.
- el stock de reservas, las curvas de declinación y la capacidad de producción en cada cuenca.

Finalmente, el modelo presenta un conjunto de resultados, entre los que se debe mencionar:

- el gas inyectado en cabecera de gasoducto.
- los flujos en cada tramo de la red de transporte.
- el consumo final de cada uno de los sectores, en cada región y bloque.
- el consumo de combustible sustituto en cada región y bloque.
- el precio en cada nodo de consumo.
- la ampliación de capacidad del sistema de transporte.

13.8. Planteo de Escenarios

Los casos de oferta y demanda de gas analizados surgen de la combinación de alternativas planteadas para cada factor determinante del sector gas surgen, y responden a la siguiente caracterización:

Escenario A: Demanda firme media, incremento de 3,4% a.a. Demanda industrial media, incremento 3,6%a.a. Caso medio de requerimientos de gas para usinas. **Exportaciones, caso A de altas exportaciones.** Cuenca Neuquina, producción limitada a un máximo de 78 MM m3/día. Cuenca Noroeste, producción limitada a un máximo de 49 MM m3/día. Cuenca Austral, producción creciente, sin limitaciones. Transporte, tarifas actuales para transporte firme e interrumpible, constantes en todo el período. Precios constantes de sustitutos.

Escenario B: Demanda firme media, incremento de 3,4% a.a. Demanda industrial media, incremento 3,6%a.a. Caso medio de requerimientos de gas para usinas. **Exportaciones, caso B de bajas exportaciones.** Cuenca Neuquina, producción limitada a un máximo de 78 MM m3/día. Cuenca Noroeste, producción limitada a un máximo de 49 MM m3/día. Cuenca Austral, producción creciente, sin limitaciones. Transporte, tarifas actuales para transporte firme e interrumpible, constantes en todo el período. Precios constantes de sustitutos.

Escenario C: Demanda firme media, incremento de 3,4% a.a. Demanda industrial media, incremento 3,6%a.a. Caso medio de requerimientos de gas para usinas. **Exportaciones, caso A de altas exportaciones.** Cuenca Neuquina, producción limitada a un máximo de 78 MM m3/día. Cuenca Noroeste y Austral, producción creciente, sin limitaciones. Transporte, tarifas actuales para transporte firme e interrumpible, constantes en todo el período. Precios constantes de sustitutos.

RESUMEN DE ESCENARIOS

	ESC. A	ESC. B	ESC. C
PRODUCCION			
NOROESTE	49 MM m3/día	49 MM m3/día	S/LIMIT.
NEUQUINA	78 MM m3/día	78 MM m3/día	78 MM m3/día
AUSTRAL	S/LIMIT.	S/LIMIT.	S/LIMIT.
DEMANDA DOMESTICA	3,7 % a.a.	3,7 % a.a.	3,7 % a.a.

EXPORTACION

ALTA

BAJA

ALTA

13.9. Resultados de las simulaciones

13.9.1. Resultados Generales

Las reservas probadas a 1996 más las probables y posibles a incorporar, que totalizan 1.295.780 MM m³, posibilitarían el abastecimiento de largo plazo de los volúmenes requeridos por la demanda interna y las exportaciones planteadas para el escenario de bajas exportaciones.

En esa situación, se requerirían incorporar 507 miles de MM m³ de reservas, en el período 1997 - 2010, valor equivalente al 74% de las actualmente comprobadas. La relación total R / P, al año 2010, sería de aproximadamente 10 años.

Para lograr un nivel de garantía de abastecimiento que permita satisfacer los requerimientos del escenario de alta exportación, se debe incorporar un volumen equivalente al 107% de las reservas comprobadas actuales, en el caso de una R/P= 10 años en el año 2010.

La compatibilidad entre el nivel de reservas y su potencial utilización se torna crítica en la cuenca Neuquina. El nivel de extracción planteado sobre los primeros años de la próxima década sólo es sostenible si se incrementan las reservas en más de un 70% de las hoy estimadas como comprobadas, valor que si bien puede resultar posible, probablemente se encuentre dentro del límite superior de las expectativas del área. Es la cuenca sobre la cual está basada la expansión del sistema en el mediano plazo.

Una parte relevante de los volúmenes previstos exportar a los países vecinos (Chile/Santiago, Uruguay, Uruguayana, energía eléctrica a Brasil/Garabí y Chile) está asociados a extracciones de gas sobre la cuenca Neuquina y para ellos están planteados contratos de abastecimiento a largo plazo (15 a 20 años). Seguramente, también varias de las unidades de generación eléctrica que se prevé incorporar en los próximos años (del orden de 5.000 MW) estén asociadas con abastecimientos desde la misma cuenca y con contratos de largo plazo.

Acompañando el incremento de la demanda prevista de gas natural en el período, se prevé un importante incremento de la capacidad del sistema troncal de transporte.

Dependiendo del escenario se obtiene un incremento de 57 a 90 MM de m³/día de capacidad de inyección, equivalentes respectivamente al 65% y al 103% de la capacidad actual, no incluyendo en estos valores ampliaciones vinculadas a exportaciones directas desde yacimiento.

En el mediano plazo las ampliaciones están vinculadas fundamentalmente a incrementar el nivel de evacuación desde la cuenca Neuquina, mientras que para el largo plazo los mayores incrementos están relacionados con las cuencas del Noroeste y Austral.

Con los supuestos adoptados se prevé, en el largo plazo, un incremento del nivel de restricción de suministro de gas al área central en el abastecimiento al sector eléctrico. El consumo de combustible alternativo en centrales aumentaría hasta alcanzar en el año 2010 un 9% del total de requerimientos de gas y líquidos, siempre y cuando este sector no decida un mayor nivel de contratación en firme o pacten menores niveles de restricción, teniendo en consecuencia mayores costos asociados.

13.9.2. Producción

La limitación planteada a la producción máxima de la cuenca Neuquina, conduce a la pérdida de su protagonismo en el abastecimiento al mercado. A partir del 61%, con que participa en la producción prevista para 1997, evolucionará hasta alcanzar en el año 2010 entre el 39% y el 50% de la producción total.

La cuenca Noroeste incrementará su participación en la producción, desde el actual 9%, y alcanzará en el año 2010 entre el 18% y el 31% (escenarios B y C)

En el escenario A, caracterizado por fuertes exportaciones y limitaciones en la producción de las cuencas Neuquina y Noroeste, la cuenca Austral incrementará a partir del año 2005 su participación en la producción, desde el 30% actual alcanzará en el 2010 el 36% de la producción total.

En el siguiente cuadro se presenta la estructura de la producción resultante para los escenarios simulados:

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE GAS POR CUENCA MM m3/día

CUENCA	ESCENARIO A				ESCENARIO B				ESCENARIO C			
	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010
Noroeste	8,5	19,6	45,4	48,8	8,5	19,6	24,0	28,1	8,5	19,6	48,7	61,8
Neuquén	56,4	69,1	77,7	77,6	56,4	69,1	77,7	77,6	56,4	69,1	77,7	77,6
Austral	27,3	25,0	37,7	70,6	27,3	22,2	30,9	50,0	27,3	25,0	34,5	57,2
Total País	92,1	113,6	160,8	197,0	92,1	110,8	132,6	155,7	92,1	113,6	160,9	196,7

CUENCA	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010
Noroeste	9%	17%	28%	25%	9%	18%	18%	18%	9%	17%	30%	31%
Neuquén	61%	61%	48%	39%	61%	62%	59%	50%	61%	61%	48%	39%
Austral	30%	22%	23%	36%	30%	20%	23%	32%	30%	22%	21%	29%
Total País	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

A continuación se presentan los cuadros de producción neta de reinyectado por cuenca y las totales para los escenarios A, B y C. Se supuso que el venteo de gas se mantendrá en el entorno de 2,7% - 2,4% de la producción, valor que se estima alcanzar hacia el 2000 como consecuencia de las medidas adoptadas por los productores para reducir el venteo de gas, según lo dispuesto en la Res. SE N° 236/93. En los gráficos se presenta la evolución de la producción, la demanda y las exportaciones para los escenarios A y B.

PRODUCCION DE GAS NATURAL - ESCENARIO A

CUENCA NOROESTE

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	2.943	110	0	31	3.085	8,5
1998	3.013	113	0	32	3.158	8,7
1999	3.154	118	0	33	3.305	9,1
2000	6.827	256	0	72	7.155	19,6
2001	7.117	266	0	76	7.459	20,4
2002	7.406	277	0	79	7.762	21,3
2003	7.672	287	0	81	8.040	22,0
2004	8.077	302	0	86	8.466	23,2
2005	15.827	593	0	168	16.588	45,4
2006	16.203	607	0	172	16.982	46,5
2007	16.632	623	0	177	17.431	47,8
2008	17.000	636	0	181	17.817	48,8
2009	17.000	636	0	181	17.817	48,8
2010	17.000	636	0	181	17.817	48,8

CUENCA NEUQUINA

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	17.688	935	177	1769	20.570	56,4
1998	17.973	950	180	899	20.002	54,8
1999	19.516	1.032	196	585	21.330	58,4
2000	23.064	1.220	231	692	25.207	69,1
2001	23.786	1.258	239	714	25.996	71,2
2002	24.812	1.312	249	744	27.118	74,3
2003	25.846	1.367	259	775	28.247	77,4
2004	25.930	1.371	260	778	28.340	77,6
2005	25.933	1.371	260	778	28.342	77,7
2006	25.935	1.371	260	778	28.345	77,7
2007	25.938	1.372	260	778	28.348	77,7
2008	25.941	1.372	260	778	28.351	77,7
2009	25.943	1.372	260	778	28.354	77,7
2010	25.931	1.371	260	778	28.340	77,6

CUENCA AUSTRAL

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	6.975	1.781	154	1046	9.957	27,3
1998	7.041	540	76	563	8.220	22,5
1999	7.172	550	77	215	8.014	22,0
2000	8.150	625	87	244	9.107	25,0
2001	8.281	635	89	248	9.253	25,4
2002	8.346	640	90	250	9.326	25,6
2003	8.477	650	91	254	9.472	26,0
2004	9.576	735	103	287	10.700	29,3
2005	12.330	946	132	370	13.778	37,7
2006	13.886	1.065	149	417	15.517	42,5
2007	15.642	1.200	168	469	17.480	47,9
2008	17.620	1.352	189	529	19.689	53,9
2009	20.140	1.545	216	604	22.506	61,7
2010	23.049	1.768	247	691	25.757	70,6

PRODUCCION DE GAS NATURAL - ESCENARIO B

CUENCA NOROESTE

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	2.943	110	0	31	3.085	8,5
1998	3.013	113	0	32	3.158	8,7
1999	3.154	118	0	33	3.305	9,1
2000	6.825	256	0	72	7.153	19,6
2001	7.042	264	0	75	7.380	20,2
2002	7.228	271	0	77	7.575	20,8
2003	7.388	277	0	78	7.743	21,2
2004	7.987	299	0	85	8.371	22,9
2005	8.363	313	0	89	8.765	24,0
2006	8.814	330	0	94	9.238	25,3
2007	9.060	339	0	96	9.496	26,0
2008	9.304	348	0	99	9.751	26,7
2009	9.535	357	0	101	9.994	27,4
2010	9.792	367	0	104	10.263	28,1

CUENCA NEUQUINA

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	17.688	935	177	1769	20.570	56,4
1998	17.973	950	180	899	20.002	54,8
1999	19.516	1.032	196	585	21.330	58,4
2000	23.064	1.220	231	692	25.207	69,1
2001	23.668	1.252	237	710	25.867	70,9
2002	24.519	1.297	246	736	26.797	73,4
2003	25.359	1.341	254	761	27.716	75,9
2004	25.930	1.371	260	778	28.340	77,6
2005	25.933	1.371	260	778	28.342	77,7
2006	25.935	1.371	260	778	28.345	77,7
2007	25.938	1.372	260	778	28.348	77,7
2008	25.941	1.372	260	778	28.351	77,7

2009	25.943	1.372	260	778	28.354	77,7
2010	25.931	1.371	260	778	28.340	77,6

CUENCA AUSTRAL

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	6.975	1.781	154	1046	9.957	27,3
1998	7.041	540	76	563	8.220	22,5
1999	7.172	550	77	215	8.014	22,0
2000	7.237	555	78	217	8.087	22,2
2001	7.368	565	79	221	8.233	22,6
2002	7.433	570	80	223	8.306	22,8
2003	7.564	580	81	227	8.452	23,2
2004	7.629	585	82	229	8.525	23,4
2005	10.098	775	108	303	11.284	30,9
2006	11.076	850	119	332	12.377	33,9
2007	12.402	951	133	372	13.858	38,0
2008	13.619	1.045	146	409	15.218	41,7
2009	14.857	1.140	159	446	16.602	45,5
2010	16.324	1.252	175	490	18.241	50,0

PRODUCCION DE GAS NATURAL - ESCENARIO C

CUENCA NOROESTE

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	2.943	110	0	31	3.085	8,5
1998	3.013	113	0	32	3.158	8,7
1999	3.154	118	0	33	3.305	9,1
2000	6.827	256	0	72	7.155	19,6
2001	7.117	266	0	76	7.459	20,4
2002	7.406	277	0	79	7.762	21,3
2003	7.738	290	0	82	8.110	22,2
2004	9.143	342	0	97	9.583	26,3

2005	16.968	635	0	180	17.783	48,7
2006	18.064	676	0	192	18.932	51,9
2007	19.048	713	0	202	19.963	54,7
2008	19.756	740	0	210	20.706	56,7
2009	20.576	770	0	219	21.566	59,1
2010	21.523	806	0	229	22.557	61,8

CUENCA NEUQUINA

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	17.688	935	177	1769	20.570	56,4
1998	17.973	950	180	899	20.002	54,8
1999	19.516	1.032	196	585	21.330	58,4
2000	23.064	1.220	231	692	25.207	69,1
2001	23.786	1.258	239	714	25.996	71,2
2002	24.812	1.312	249	744	27.118	74,3
2003	25.793	1.364	259	774	28.190	77,2
2004	25.930	1.371	260	778	28.340	77,6
2005	25.933	1.371	260	778	28.342	77,7
2006	25.935	1.371	260	778	28.345	77,7
2007	25.938	1.372	260	778	28.348	77,7
2008	25.941	1.372	260	778	28.351	77,7
2009	25.943	1.372	260	778	28.354	77,7
2010	25.931	1.371	260	778	28.340	77,6

CUENCA AUSTRAL

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	6.975	1.781	154	1046	9.957	27,3
1998	7.041	540	76	563	8.220	22,5
1999	7.172	550	77	215	8.014	22,0
2000	8.150	625	87	244	9.107	25,0
2001	8.281	635	89	248	9.253	25,4

2002	8.346	640	90	250	9.326	25,6
2003	8.477	650	91	254	9.472	26,0
2004	8.542	655	92	256	9.545	26,2
2005	11.270	865	121	338	12.593	34,5
2006	12.209	937	131	366	13.643	37,4
2007	13.405	1.028	144	402	14.980	41,0
2008	15.025	1.153	161	451	16.790	46,0
2009	16.692	1.281	179	501	18.653	51,1
2010	18.690	1.434	201	561	20.885	57,2

PRODUCCION TOTAL DE GAS NATURAL

ESCENARIO A

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	27.607	2.826	332	2.846	33.611	92,1
1998	28.027	1.603	256	1.494	31.380	86,0
1999	29.841	1.700	273	834	32.649	89,4
2000	38.040	2.100	319	1.009	41.468	113,6
2001	39.183	2.160	328	1.038	42.708	117,0
2002	40.564	2.230	339	1.073	44.206	121,1
2003	41.994	2.304	350	1.111	45.759	125,4
2004	43.583	2.408	363	1.151	47.506	130,2
2005	54.090	2.910	393	1.316	58.708	160,8
2006	56.024	3.043	409	1.367	60.844	166,7
2007	58.212	3.194	428	1.424	63.259	173,3
2008	60.560	3.360	450	1.487	65.857	180,4
2009	63.084	3.554	477	1.563	68.677	188,2
2010	65.980	3.776	508	1.650	71.914	197,0

ESCENARIO B

	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día

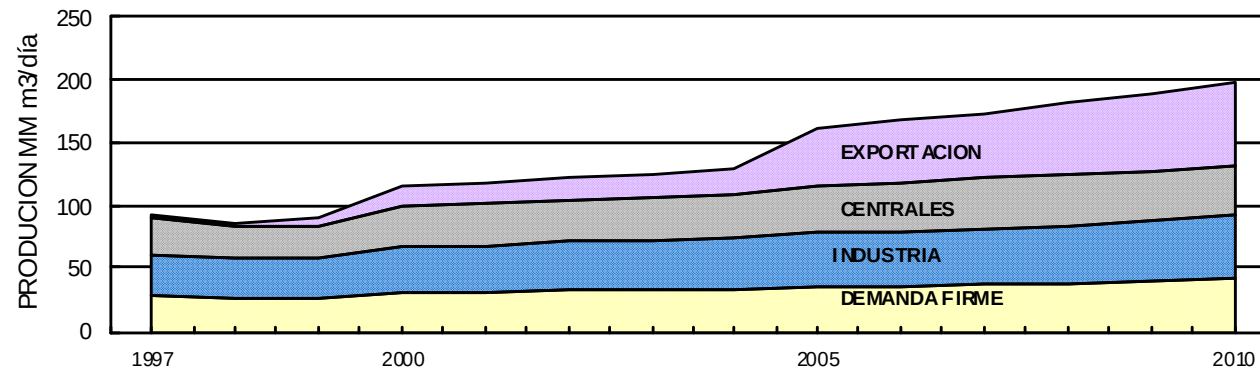
1997	27.607	2.826	332	2.846	33.611	92,1
1998	28.027	1.603	256	1.494	31.380	86,0
1999	29.842	1.700	273	834	32.649	89,4
2000	37.127	2.030	309	982	40.448	110,8
2001	38.077	2.080	317	1.006	41.480	113,6
2002	39.179	2.137	326	1.035	42.678	116,9
2003	40.311	2.198	336	1.066	43.910	120,3
2004	41.546	2.256	342	1.092	45.235	123,9
2005	44.394	2.459	369	1.170	48.391	132,6
2006	45.826	2.551	379	1.204	49.960	136,9
2007	47.400	2.662	393	1.246	51.702	141,6
2008	48.864	2.765	407	1.286	53.321	146,1
2009	50.336	2.869	420	1.325	54.950	150,5
2010	52.046	2.990	435	1.372	56.844	155,7

ESCENARIO C

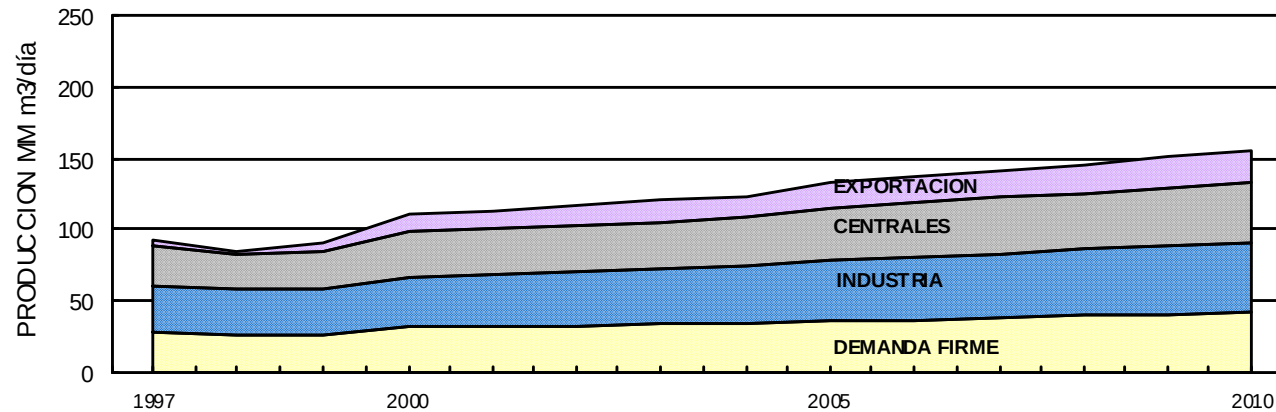
	Inyectado Neto de Imp. MM m3	Consumo en Yacimiento MM m3	Retenido en Planta MM m3	Venteo MM m3	Producción Neta de Reinyectado	
					MM m3	MMm3/día
1997	27.607	2.826	332	2.846	33.611	92,1
1998	28.027	1.603	256	1.494	31.380	86,0
1999	29.841	1.700	273	834	32.649	89,4
2000	38.040	2.100	319	1.009	41.468	113,6
2001	39.183	2.160	328	1.038	42.708	117,0
2002	40.564	2.230	339	1.073	44.206	121,1
2003	42.008	2.304	350	1.110	45.772	125,4
2004	43.615	2.369	352	1.131	47.467	130,0
2005	54.170	2.871	381	1.296	58.719	160,9
2006	56.208	2.984	392	1.336	60.920	166,9
2007	58.391	3.113	404	1.383	63.291	173,4
2008	60.722	3.264	422	1.439	65.846	180,4
2009	63.212	3.423	440	1.498	68.572	187,9
2010	66.143	3.611	461	1.567	71.782	196,7

EVOLUCION DE PRODUCCION, DEMANDA Y EXPORTACIONES

ESCENARIO A
PRODUCCION - DEMANDA - EXPORTACION



ESCENARIO B PRODUCCION - DEMANDA - EXPORTACION



13.9.3. Relación Reservas - Producción

El requerimiento de abastecer la demanda doméstica y sostener las exportaciones plantea la necesidad de incorporar una cantidad adecuada de reservas. De las simulaciones realizadas puede concluirse que para sostener la demanda total planteada en los escenarios estudiados, se requeriría adicionar entre 800 y 1.100 miles de MM m³ de reservas en gas, es decir aproximadamente entre el 115% y el 160% de las reservas comprobadas a diciembre de 1996. Estas incorporaciones permitirían mantener, en todo el período de análisis, la relación Reservas / Producción total en el entorno de los 15 años, con un promedio de incorporación anual de reservas de 61 - 84,5 miles de MM m³.

Menores son los requerimientos de incorporación de reservas si se considera el mantenimiento del horizonte al 2010 en 10 años. En este caso se requerirían alrededor de 507 - 740 miles de MM m³ de reservas adicionales a las actuales comprobadas, con un promedio de incorporación anual de reservas de 39 - 57 miles de MM m³.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de resultados de los requerimientos de incorporación de reservas.

REQUERIMIENTOS DE INCORPORACION DE RESERVAS
Miles de MM m3

R / P (1)	1996 (2)	1997 - 2010 (3)			INCORP. 1997 - 2010 (4)			% INCORP RESPECTO A 1996		
AÑOS		ESC. A	ESC. B	ESC. C	ESC. A	ESC. B	ESC. C	ESC. A	ESC. B	ESC. C
15	688	1.787	1.479	1.785	1.099	791	1.097	160%	115%	160%
10	688	1.428	1.195	1.426	740	507	738	107%	74%	107%

(1) Horizonte de reservas en el 2010

(2) Reservas comprobadas a diciembre de 1996

(3) Reservas necesarias para sostener los niveles de producción del período 1997 - 2010

(4) Surge de la diferencia entre (3) y (2)

En los siguientes cuadros y figuras se presenta la evolución de las incorporaciones de reservas y de la producción para los escenarios A y B (Alta y Baja exportación respectivamente), elaborados sobre la base de los requerimientos de incorporación de reservas necesarias para sostener la producción y el mantenimiento de la relación Reservas / Producción en 15 y 10 años durante el transcurso del período 1997 - 2010.

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL
R / P = 15 años

ESCENARIO A - ALTA EXPORTACION

AÑO	PRODUCCION ANUAL - MM m3 (1)				RESERVAS - MM m3 (2)			
	NOROESTE	NEUQUINA	AUSTRAL	TOTAL	PROD. ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA
1996				30.836		688.333		
1997	3.085	20.570	9.957	33.611	33.611	704.722	50.000	50.000
1998	3.158	20.002	8.220	31.380	64.992	720.022	46.681	96.681
1999	3.305	21.330	8.014	32.649	97.640	735.941	48.568	145.248
2000	7.155	25.207	9.107	41.468	139.109	756.161	61.688	206.936

2001	7.459	25.996	9.253	42.708	181.817	776.984	63.532	270.468
2002	7.762	27.118	9.326	44.206	226.023	798.539	65.760	336.228
2003	8.040	28.247	9.472	45.759	271.782	820.850	68.071	404.299
2004	8.466	28.340	10.700	47.506	319.288	844.014	70.669	474.968
2005	16.588	28.342	13.778	58.708	377.996	880.627	95.322	570.291
2006	16.982	28.345	15.517	60.844	438.840	912.661	92.877	663.168
2007	17.431	28.348	17.480	63.259	502.099	948.879	99.477	762.644
2008	17.817	28.351	19.689	65.857	567.956	987.861	104.840	867.484
2009	17.817	28.354	22.506	68.677	636.633	1.030.153	110.969	978.454
2010	17.817	28.340	25.757	71.914	708.547	1.078.704	120.464	1.098.917

Reservas Comprobadas actuales 688.333MM m3

Incorporación 1.098.917MM m3

Total de reservas necesarias 1997/2010 1.787.250MM m3

Incorporación promedio anual 84.532MM m3

(1) Producción neta de reinyectado

(2) Incorporación de reservas para mantener la relación actual de 15 años

ESCENARIO B - BAJA EXPORTACION

PRODUCCION ANUAL - MM m3 (1)					RESERVAS - MM m3 (2)			
AÑO	NOROESTE	NEUQUINA	AUSTRAL	TOTAL	PROD. ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA
1996				30.836		688.333		
1997	3.085	20.570	9.957	33.611	33.611	689.722	35.000	35.000
1998	3.158	20.002	8.220	31.380	64.992	691.018	32.676	67.676
1999	3.305	21.330	8.014	32.649	97.640	692.367	33.997	101.674
2000	7.153	25.207	8.087	40.448	138.088	694.038	42.118	143.792
2001	7.380	25.867	8.233	41.480	179.568	695.751	43.194	186.986
2002	7.575	26.797	8.306	42.678	222.246	697.514	44.441	231.427
2003	7.743	27.716	8.452	43.910	266.156	699.328	45.724	277.151
2004	8.371	28.340	8.525	45.235	311.391	701.197	47.104	324.255
2005	8.765	28.342	11.284	48.391	359.782	725.870	73.065	397.319
2006	9.238	28.345	12.377	49.960	409.742	749.399	73.489	470.808
2007	9.496	28.348	13.858	51.702	461.444	775.530	77.833	548.641
2008	9.751	28.351	15.218	53.321	514.765	799.808	77.599	626.240
2009	9.994	28.354	16.602	54.950	569.714	824.245	79.386	705.626
2010	10.263	28.340	18.241	56.844	626.558	852.654	85.252	790.879
Reservas Comprobadas actuales				688.333MM m3				

Incorporación 790.879 MM m3
Total de reservas necesarias 1997/2010 1.479.212 MM m3
Incorporación promedio anual 60.837 MM m3
(1) Producción neta de reinyectado
(2) Incorporación de reservas para mantener la relación actual de 15 años

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL

R / P = 10 años

ESCENARIO A - ALTA EXPORTACION

PRODUCCION ANUAL - MM m3 (1)						RESERVAS - MM m3 (2)		
AÑO	NOROESTE	NEUQUINA	AUSTRAL	TOTAL	PROD. ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA
1996				30.836		688.333		
1997	3.085	20.570	9.957	33.611	33.611	689.722	35.000	35.000
1998	3.158	20.002	8.220	31.380	64.992	691.018	32.676	67.676
1999	3.305	21.330	8.014	32.649	97.640	692.367	33.997	101.674
2000	7.155	25.207	9.107	41.468	139.109	694.080	43.181	144.855
2001	7.459	25.996	9.253	42.708	181.817	695.844	44.472	189.328
2002	7.762	27.118	9.326	44.206	226.023	697.670	46.032	235.360
2003	8.040	28.247	9.472	45.759	271.782	699.561	47.650	283.010
2004	8.466	28.340	10.700	47.506	319.288	701.523	49.468	332.478
2005	16.588	28.342	13.778	58.708	377.996	703.948	61.134	393.612
2006	16.982	28.345	15.517	60.844	438.840	706.462	63.358	456.969
2007	17.431	28.348	17.480	63.259	502.099	709.075	65.872	522.841
2008	17.817	28.351	19.689	65.857	567.956	711.796	68.578	591.419
2009	17.817	28.354	22.506	68.677	636.633	714.633	71.514	662.933
2010	17.817	28.340	25.757	71.914	708.547	719.136	76.417	739.349

Reservas Comprobadas actuales 688.333 MM m3
Incorporación 739.349 MM m3
Total de reservas necesarias 1997/2010 1.427.682 MM m3
Incorporación promedio anual 56.873 MM m3
(1) Producción neta de reinyectado
(2) Incorporación de reservas para mantener la relación actual de 10 años

ESCENARIO B - BAJA EXPORTACION

PRODUCCION ANUAL - MM m3 (1)						RESERVAS - MM m3 (2)		
AÑO	NOROESTE	NEUQUINA	AUSTRAL	TOTAL	PROD. ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA
1996				30.836		688.333		
1997	3.085	20.570	9.957	33.611	33.611	679.722	25.000	25.000
1998	3.158	20.002	8.220	31.380	64.992	671.682	23.340	48.340
1999	3.305	21.330	8.014	32.649	97.640	663.317	24.284	72.624
2000	7.153	25.207	8.087	40.448	138.088	652.954	30.085	102.709
2001	7.380	25.867	8.233	41.480	179.568	642.326	30.853	133.562
2002	7.575	26.797	8.306	42.678	222.246	631.392	31.743	165.305
2003	7.743	27.716	8.452	43.910	266.156	620.142	32.660	197.965
2004	8.371	28.340	8.525	45.235	311.391	608.553	33.646	231.610
2005	8.765	28.342	11.284	48.391	359.782	596.154	35.993	267.604
2006	9.238	28.345	12.377	49.960	409.742	583.354	37.160	304.763
2007	9.496	28.348	13.858	51.702	461.444	570.108	38.456	343.219
2008	9.751	28.351	15.218	53.321	514.765	556.447	39.659	382.879
2009	9.994	28.354	16.602	54.950	569.714	549.497	47.999	430.878
2010	10.263	28.340	18.241	56.844	626.558	568.436	75.783	506.661

Reservas Comprobadas actuales 688.333 MM m3

Incorporación 506.661 MM m3

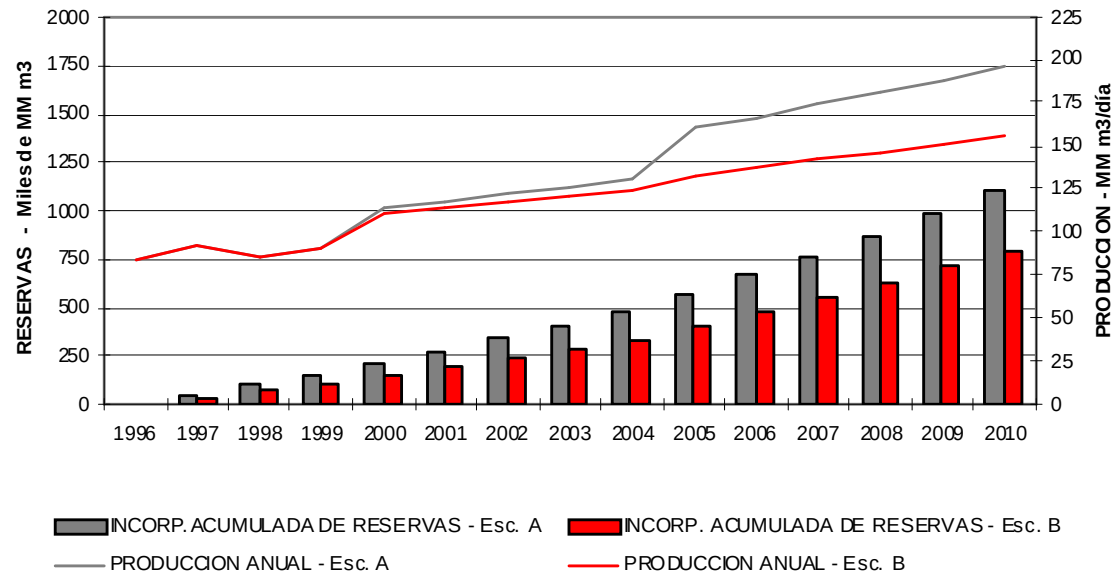
Total de reservas necesarias 1997/2010 1.194.994 MM m3

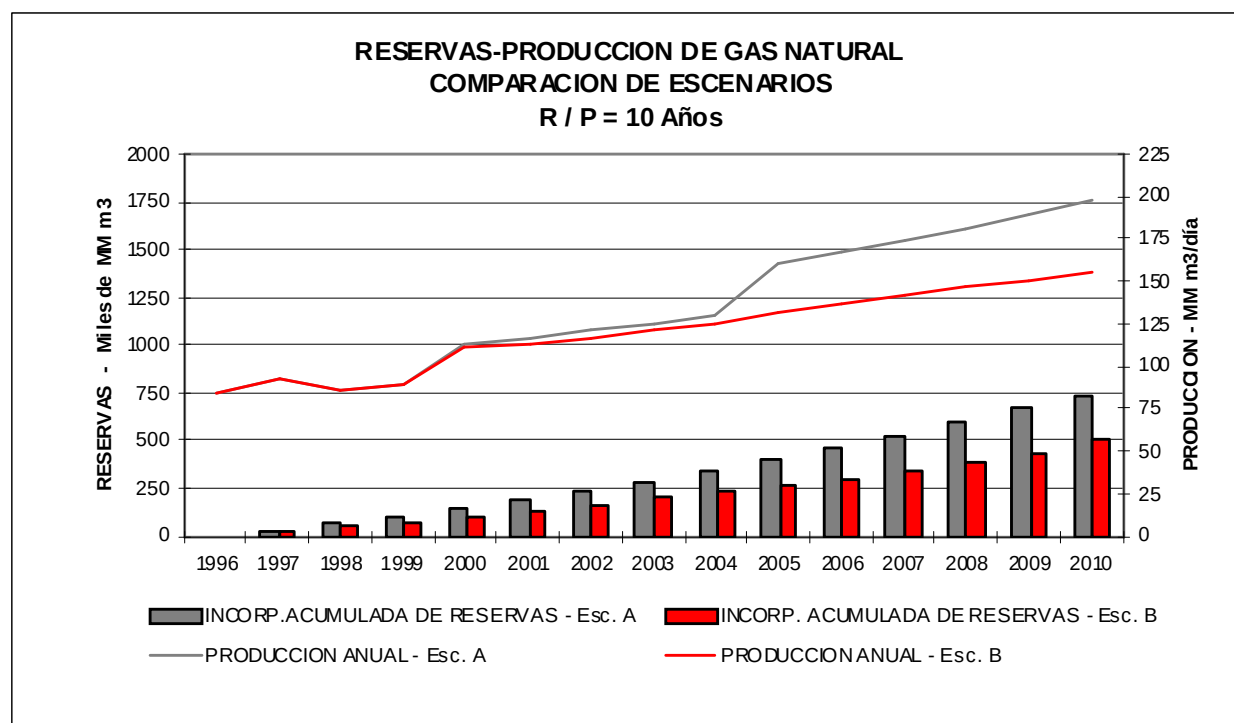
Incorporación promedio anual 38.974 MM m3

(1) Producción neta de reinyectado

(2) Incorporación de reservas para mantener la relación actual de 10 años

**RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
COMPARACION DE ESCENARIOS
R / P = 15 Años**





13.9.4. Expansión de la capacidad de transporte

La limitación de la producción de la cuenca Neuquina en alrededor de 78 MM m³/día, supuesto presente en todos los escenarios analizados, plantea la no expansión de los gasoductos Neuba y el adelantamiento de la expansión de los gasoductos Norte y Centro-Oeste entre los años 2000-2002 y del San Martín hacia el año 2005.

Con la producción de las cuencas Neuquina y Noroeste limitadas, y bajo un escenario de alta exportación (escenario A), los gasoductos Neuba no incrementarían su capacidad, en tanto el gasoducto Norte requeriría de menores incrementos. La cuenca Norte, básicamente, se orientaría a la exportación, en tanto que los incrementos de demanda interna se abastecerían desde la cuenca Neuquina, mediante ampliaciones en el gasoducto Centro - Oeste, y desde la Austral, con fuertes crecimientos de capacidad del gasoducto del Sur. Bajo estas condiciones, la cuenca Austral pasaría, hacia el año 2010, a incrementar su participación en la producción total.

Las mayores exportaciones, planteadas en los escenarios A y C, que involucran capacidad de transporte troncal (Uruguay, Chile centro, Uruguayana y centrales que exportarían energía eléctrica a Brasil) afectarían al mercado interno, orientando el gas del Noroeste hacia la exportación y obligando a la expansión del gasoducto San Martín, a fin de abastecer la demanda doméstica; generando ampliaciones adicionales en la capacidad total del sistema de transporte del orden del 11% superiores a las planteadas para la situación de baja exportación.

La utilización media del sistema de transporte mejoraría hacia el largo plazo, alcanzando entre el 85% y el 87%.

En el siguiente cuadro se resumen las expansiones de capacidad de gasoductos resultantes de las simulaciones:

CAPACIDAD NOMINAL PREVISTA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
MM m3/día

ESCENARIO A

GASODUCTO		1996	1997	2000	2002	2005	2010
NORTE	C. Durán - S. Jerónimo	16,9	16,9	20,1	20,2	21,1	21,1
CENTRO - OESTE	Loma de la Lata - S. Jerónimo	16,2	22,5	22,5	25,5	31,5	37,9
NEUBA I	Barrosa - Cerri	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
NEUBA II	Loma de la Lata - Cerri	26,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
SAN MARTIN	San Sebastián - Cerri	16,9	17,9	17,9	17,9	30,1	59,8
TOTAL		87,8	96,1	99,3	102,4	121,6	157,7

CAPACIDAD NOMINAL PREVISTA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
MM m3/día

ESCENARIO B

GASODUCTO		1996	1997	2000	2002	2005	2010
NORTE	C. Durán - S. Jerónimo	16,9	16,9	20,1	20,1	22,8	24,1
CENTRO-OESTE	Loma de la Lata - S. Jerónimo	16,2	22,5	22,5	24,7	29,7	36,6
NEUBA I	Barrosa - Cerri	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2

NEUBA II	Loma de la Lata - Cerri	26,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
SAN MARTIN	San Sebastián - Cerri	16,9	17,9	17,9	17,9	25,7	42,4
TOTAL		87,8	96,1	99,3	101,5	117,0	141,9

ESCENARIO C

GASODUCTO		1996	1997	2000	2002	2005	2010
NORTE	C. Durán - S. Jerónimo	16,9	16,9	20,1	20,2	25,3	32,2
CENTRO-OESTE	Loma de la Lata - S. Jerónimo	16,2	22,5	22,5	25,5	29,8	38,5
NEUBA I	Barrosa - Cerri	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
NEUBA II	Loma de la Lata - Cerri	26,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
SAN MARTIN	San Sebastián - Cerri	16,9	17,9	17,9	17,9	26,6	46,5
TOTAL		87,8	96,1	99,3	102,4	120,5	156,0

A continuación se presentan los coeficientes de utilización promedio del sistema de transporte para los escenarios analizados:

UTILIZACION PREVISTA DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE TOTAL SISTEMA Inyección / Capacidad Nominal en MM m3/día

ESCENARIO A

	1997	2000	2002	2005	2010
CAPACIDAD NOMINAL	96,1	99,3	102,4	121,6	157,7
INYECCION PROMEDIO ANUAL	70,7	86,3	92,4	107,5	134,5
UTILIZACION	74%	87%	90%	88%	85%

ESCENARIO B

	1997	2000	2002	2005	2010
CAPACIDAD NOMINAL	96,1	99,3	101,5	117,0	141,9
INYECCION PROMEDIO ANUAL	70,7	86,2	91,4	104,7	123,8
UTILIZACION	74%	87%	90%	90%	87%

ESCENARIO C

	1997	2000	2002	2005	2010
CAPACIDAD NOMINAL	96,1	102,9	102,9	131,8	157,5
INYECCION PROMEDIO ANUAL	70,7	86,2	92,2	107,5	134,8
UTILIZACION	74%	84%	90%	82%	86%

13.9.5. Consumo de combustibles sustituto para centrales

En todos los escenarios analizados, el consumo de combustible sustituto para usinas aumentaría a lo largo del período de análisis, hasta alcanzar en el año 2010 un porcentaje del 9% del consumo total previsto de gas y líquidos para centrales.

Dado que el requerimiento de gas para usinas crece a un ritmo mayor que la demanda de gas no interrumpible (esta última es la que paga el incremento en la capacidad de gasoductos) es de esperar que se incremente el tiempo con restricción en el suministro de gas para usinas. Este resultado es válido en tanto las centrales no decidan comprar capacidad firme de transporte o pacten menor cantidad de días al año con restricción de suministro. La exportación de energía eléctrica incrementa la restricción de suministro de gas en períodos invernales.

El aumento del tiempo de restricción de suministro de gas para usinas, y el incremento en el requerimiento térmico fruto del crecimiento de los mercados internos y externos, incrementarán el uso de combustibles líquidos en invierno, en particular el del gas oil por los ciclos combinados.

13.9.6. Precios del gas natural

La demanda residencial y comercial totaliza el 27% de la demanda total de gas. Dicha demanda podría considerarse sujeta a una elasticidad de sustitución relativamente baja en función de la amplia diferencia entre el precio del gas natural y los sustitutos próximos. Por otra parte, la demanda del sector industrial y usinas constituye casi el 70% de la demanda total de gas. Estos sectores presentarían algún tipo de sustitución de gas por fuel oil importante. Esta situación constituye la principal explicación de la existencia de un precio techo del gas natural asociado al precio del fuel oil.

La tarifa ID (precio a usuarios finales abastecidos por distribuidoras con servicio interrumpible) puede considerarse como una referencia de comparación frente al precio del fuel oil, ya que constituye la tarifa aplicable a los grandes usuarios industriales y centrales eléctricas, únicos sectores con una elasticidad de sustitución entre fuel oil gas oil relevante.

El precio del gas natural se ubicaría en una banda conformada por un límite inferior determinado por el costo de incorporación de reservas y de producción, y uno superior delimitado por el precio del sustituto próximo, básicamente el fuel oil. La proximidad al máximo o mínimo estará dada básicamente por la intensidad de las fuerzas competitivas.

Actualmente el precio de gas natural, transferido al área central de consumo está prácticamente alineado con el valor del sustituto (tarifa grandes consumidores).

Con referencia al efecto de las exportaciones en la evolución del precio doméstico del gas, se debe tener en cuenta que el precio del combustible sustituto en los países vecinos fijará también un tope máximo al precio del gas en las cuencas exportadoras. Actualmente, si se le adiciona al precio city gate en GBA el costo de transporte hasta San Pablo se obtiene un valor similar al precio del fuel oil en Brasil.

Por otro lado, existen expectativas de una mayor competencia gas - gas en la medida que se incorporen nuevas áreas productivas en la región y se transparenten las operaciones del mercado. Bolivia ha comenzado a llevar adelante un programa de exploración y desarrollo que comprende alrededor de 1.000 millones de dólares de inversión. Existen posibilidades para que se transporte el gas desde el gran yacimiento de Camisea hasta Brasil. Estos elementos indicarían una importante competencia entre áreas productivas para el abastecimiento de Brasil. Tampoco debe descartarse un aumento de la producción doméstica en este último país.

Debe tenerse en cuenta, además, el grado de inmadurez actual de las distintas cuencas argentinas y los efectos de las mejoras tecnológicas en exploración y producción, que tienden a reducir riesgos y costos de la actividad. Las áreas productivas en Argentina alcanzan a cubrir entre 85 y 208 Km²/pozo, una relación relativamente alta si se la compara con los 5 Km²/pozo en las cuencas maduras de Estados Unidos.

La mayor integración energética que se visualiza en la región en los próximos años permitirá afianzar el mercado ampliado de gas sobre la base de una mayor competencia gas - gas, transparencia de las operaciones, acceso a fuentes de aprovisionamiento adicionales y precios económicos ubicados en la banda antes señalada, que redundará en un mayor beneficio para los usuarios domésticos y de la región.

En virtud de lo expresado, la competencia por ganar nuevos mercados en los países de la región fijará un límite inferior y el precio de los sustitutos locales establecerán otro límite. Por lo tanto no puede esperarse modificaciones significativas en el precio del gas debido a las exportaciones.

ANEXO A - ESCENARIO INTERNACIONAL Y TENDENCIAS

1. Escenario Internacional

1.1. La Estructura Actual de la Oferta de Energía Primaria

Desde 1970 hasta 1995 la demanda mundial de energía registró un aumento de 2.3% anual. Durante este lapso, la estructura de la demanda presentó cambios. Al año 1970, el petróleo representaba el 47% del consumo. En el año 1995, dicha participación se ubica en el 39%. Las crisis petroleras en los años 70 y los cambios en los mercados internacionales del petróleo permitieron a partir de los años 80 una mayor penetración de combustibles sustitutos; entre ellos el gas natural, la energía nuclear y las energías renovables.

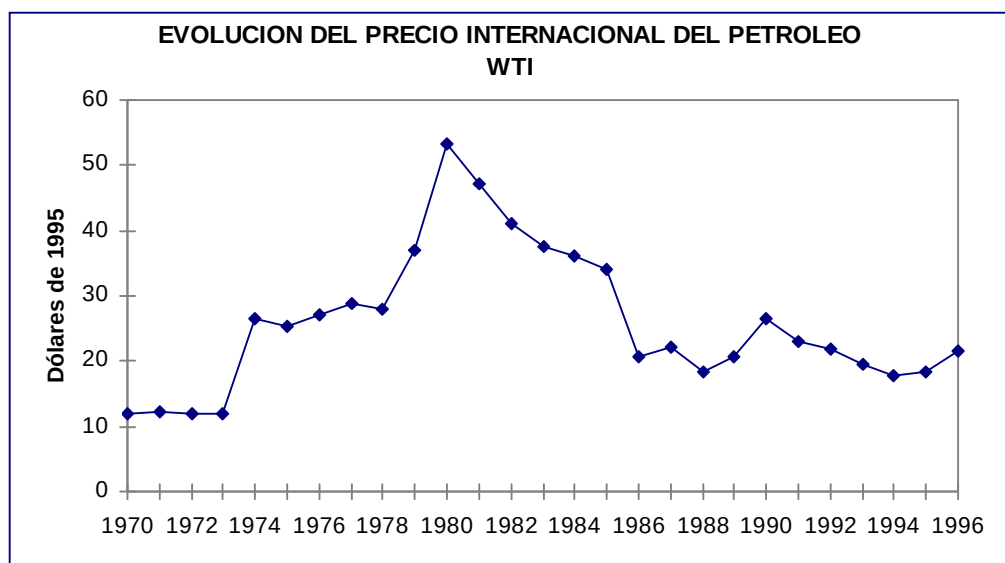
OFERTA MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA

	10 ⁶ Tep			
	1970		1995	
Petróleo	2.465	47,3%	3.556	38,7%
Gas Natural	910	17,5%	1.958	21,3%
Carbón Mineral	1.505	28,9%	2.346	25,5%
Nuclear	23	0,4%	587	6,4%
Renovables	307	5,9%	748	8,1%
Total	5.210		9.195	

Fuente: DOE

Por otra parte, el aumento del precio internacional del crudo en la década del 70 posibilitó la incorporación al mercado mundial de nuevas regiones productoras, entre ellas la región del Mar del Norte. Hacia el año 1973, el 54% de la producción provenía de los países de *la Organización de Países Exportadores de Petróleo* (OPEP); en tanto que en 1995 dicha participación se ubicó en el 40%. En ese último año la producción de petróleo mundial alcanzó a 69.8 MM de barriles día.

Debe precisarse que en el año 1980, el promedio del WTI se ubicó, en términos constantes, en un 342% por encima del precio promedio del año 1973. Sin embargo, al año 1995 el precio del crudo internacional resultó un 54% superior al de 1973. Si bien los altos precios en los años 70 y principio del 80 fueron un factor decisivo en la incorporación al mercado de nuevas regiones productoras, en los últimos años la introducción de mejoras tecnológicas permitieron mantener diversificada la oferta de producción.



Esta disminución del peso relativo de los países OPEP en la oferta internacional ocurre, a pesar de que las mayores reservas se encuentran en estos países. Al año 1995 la relación a nivel mundial de las reservas probadas y producción alcanzaba a 42.8 años. En cambio, para los países integrantes de la OPEP dicho indicador se ubicaba en 79.5 años.

1.2. Proyecciones de Oferta de Energía Primaria

En el *International Energy Outlook* de 1997 realizado por el *Department of Energy* (DOE) de Estados Unidos, se efectúa una comparación de los pronósticos de consumo de energía mundial para los próximos años correspondientes a los distintos organismos internacionales. En esta oportunidad se citan los resultados alcanzados por el DOE y la *Agencia Internacional de la Energía* (AIE).

OFERTA MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA 1995-2010 Tasas Anuales de Crecimiento

	En %		
	IEO97(1)	AIE(2)	AIE(3)
Petróleo	2,2	2,1	1,8
Gas Natural	3,4	2,9	1,7
Carbón Mineral	1,9	2,0	1,6
Nuclear	0,5	1,0	1,0
Otros	2,4	3,3	3,5
Total	2,3	2,2	1,8

(1) Escenario de Referencia.

(2) Escenario bajo restricción de capacidad.

(3) Escenario con ahorro de energía.

En el caso de las proyecciones de la AIE, las tasas de crecimiento corresponden al período 1993-2010.

Fuente: IEO97, DOE.

En promedio se prevé un incremento en la oferta de energía de alrededor del 2% anual. El mayor crecimiento estaría destinado a satisfacer la demanda creciente de los países en desarrollo, como consecuencia del mayor crecimiento económico esperado y la mejora de la calidad de vida. Se prevé que para el período 1995-2010, según las estimaciones del DOE, los países industrializados incrementarán su demanda en un 1.5%, mientras que en los países en desarrollo el incremento previsto es del 3.2%.

El mayor crecimiento corresponde a la demanda de gas natural. Al año 1995 la producción mundial de gas natural alcanzó a 2.1 billones de m³. De acuerdo a estimaciones del DOE, la producción al año 2010 alcanzaría a 3.6 billones de m³. Se espera que para el año 2010 el consumo de gas natural supere en importancia al carbón mineral. Asimismo para ese año, el DOE considera que el gas natural representará alrededor de las dos terceras partes del consumo de petróleo. Se estima que los países en desarrollo incrementarán su demanda de gas natural en 6.6% anual. Las regiones con mayores expectativas de crecimiento son los países asiáticos y América del Sur y Central, cuyas tasas de crecimiento se ubican en 10 y 7%, respectivamente.

En cuanto al petróleo, los países industrializados registrarían menores tasas de crecimiento de la demanda, debido al uso intensivo de tecnologías más eficientes en términos de ahorro de energía y a una mayor sustitución de petróleo por gas natural. Para los países en desarrollo el DOE estima que la tasa de crecimiento para el período 1995-2010 alcance a 4.8% anual acumulado.

El carbón mineral continuará siendo una importante fuente de energía a nivel mundial, sobre todo en el sector industrial y de generación eléctrica. A pesar del menor consumo de este combustible en los países industrializados y en los países que conformaban la ex-URRS,

se espera un importante crecimiento en los países en desarrollo correspondientes al continente asiático, fundamentalmente China e India. Debe destacarse que la AIE plantea estimaciones con mayores tasas de crecimiento en la oferta interna de carbón para los próximos años.

La energía nuclear presenta las menores tasas de crecimiento. Para los próximos años se advierte un retroceso de esta fuente de energía, fundamentalmente por las mayores ventajas económicas de las centrales térmicas a gas natural, los problemas de seguridad y aquellos ocasionados por la gestión de los residuos nucleares. De todas maneras, en la actualidad algunos países consideran proyectos de instalación de centrales nucleares, en particular en la región de Asia.

Respecto a las energías renovables, en los países industrializados existe interés creciente por la penetración de las mismas a escalas pequeñas, en particular para satisfacer la demanda de energía en áreas lejanas a las redes de distribución. Asimismo, se plantea en algunos casos aislados la construcción de grandes obras hidroeléctricas, más precisamente en el continente asiático.

La estructura de oferta de energía primaria estimada por el DOE para año 2010 es la siguiente:

OFERTA MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA		
Año 2010		
10⁶ Tep		
Petróleo	4.909	37.9%
Gas Natural	3.251	25.1%
Carbón Mineral	3.092	23.9%
Nuclear	630	4.9%
Renovables	1.061	8.2%
Total	12.943	

Fuente: DOE

Por último, durante el período 1995-2010 el DOE prevé un crecimiento importante, del 3.6% anual, de la demanda de electricidad. En los países industrializados, donde la industria eléctrica ha llegado a un estado de madurez importante, se espera que el incremento de la demanda sea consecuencia del mayor uso de computadoras, equipos electrónicos y de comunicación en los hogares y en el sector comercial. En los países en desarrollo, se visualiza una mayor penetración de la electricidad a partir de las altas tasas de crecimiento

económico y a una mejora sustancial en la calidad de vida. Para el conjunto de estos países en desarrollo la tasa esperada alcanza al 5.8% anual. En particular, en la región de América del Sur y Central la tasa de crecimiento se ubica en 4.7%.

1.3. Reservas

En el año 1996 las reservas de petróleo mundiales alcanzaron a 140,9 miles de MM de Ton., y las de gas natural, 141 billones de m³.

En este último caso deben distinguirse las reservas convencionales de las no convencionales. Las cifras antes citadas corresponden a las reservas convencionales de gas natural.

Se entiende por reservas convencionales aquellas que se encuentran en rocas porosas que permiten la fluencia de gas hacia los pozos sin inconvenientes y pueden ser producidos con las técnicas y costos actuales.

Reservas no convencionales son las que se encuentran en rocas que presentan restricciones a la fluencia del gas.

Dentro de la clasificación de reservas no convencionales se encuentran los reservorios de muy baja permeabilidad, inferior a 0,1mD, localizados a profundidades mayores que 5000 metros. También se incluyen los yacimientos denominados *coal-bed*, en los cuales, a partir del carbón, se generan cantidades importantes de metano.

Existe, además, una enorme cantidad de metano en reservorios denominados hidratos de metano (*gas hydrates*) que son sustancias cristalinas formadas por hidrocarburos y agua congelada. Este tipo de reservorios no ha sido encontrado en nuestro país, pero en Estados Unidos constituyen el 33% de los recursos futuros de gas natural. Los mismos se localizan en territorios de terrenos congelados y en el *off-shore* en cuencas profundas.

Por otra parte, se están produciendo hidratos de metano en laboratorios. Se calcula que el transporte de gas natural bajo la forma de hidratos podría costar un 25% menos que el gas natural licuado, mientras que los costos de producción serían 40% menores, ya que se trabaja con temperaturas del orden de -15°C.

Por último, debe mencionarse que el uso de nuevas tecnologías permite acceder a la explotación de nuevas áreas productivas y a una mayor utilización de las existentes. Mediante la sísmica 3D es posible contar con una imagen más precisa del subsuelo. A su vez, los

avances en perforación de pozos dirigidos a grandes distancias han permitido disminuir considerablemente los costos de explotación.

Asimismo, a través de la utilización de plataformas flotantes (*tension-leg platform*) los costos de producción en áreas *off-shore* han caído notablemente y han posibilitado la explotación de áreas adversas desde el punto de vista climático.

En un futuro cercano es posible que se incorporen al mercado las celdas de combustible, que generarán energía eléctrica a partir de la combustión del oxígeno y el hidrógeno mediante el fenómeno de *electrólisis inversa*; esta combustión deja como residuo vapor de agua con el consiguiente beneficio para el medio ambiente. El hidrógeno será extraído por cracking del metanol, que a su vez será producido a partir del metano. Actualmente en Estados Unidos, Japón y Alemania se está trabajando intensamente sobre este tipo de celdas y empresas constructoras de autos como Chrysler, General Motors, Ford, Toshiba y Daimler están abocadas al desarrollo de motores que utilicen esta tecnología. En Japón y Alemania ya están funcionando prototipos experimentales. Se estima que en dos o tres años se reducirán los costos de manera tal que permitirán la fabricación en forma comercial de este tipo de celdas.

1.4. Proyecciones del Precio Internacional del Petróleo

Desde los años 70 la importancia del petróleo en la oferta de energía primaria ha venido cayendo. Sin embargo, el precio del petróleo continúa siendo el precio director de la energía, dada su importancia relativa respecto del resto de las fuentes de energía primaria y a su característica de bien transable.

La evolución del precio del petróleo prevista para los próximos años por los distintos analistas internacionales se describe a continuación.

En el mediano plazo no se esperan cambios en los precios del petróleo. El DOE considera una composición similar de la oferta entre los países integrantes y no integrantes de la OPEP. Para los próximos años las mejoras tecnológicas permitirán una mayor recuperación en regiones actualmente en explotación; es el caso de Mar del Norte, Medio Oriente, Argentina, etc.

EVOLUCION DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO 1995-2010

	En Dólares de 1995 /Barril				
	1995	2000	2005	2010	1995-2010
IEO97 Caso de Referencia	17,3	18,2	19,7	20,4	18,3%

DRI Caso de Referencia (1)	17,2	16,3	19,0	21,3	23,7%
IEA (2)					
Caso con Restricciones	17,1	17,8	26,2	26,2	53,3%
Caso con Ahorro de Energía	17,1	17,8	17,8	17,8	4,3%
PEL (3)	17,0	17,7	15,2	12,9	-24%
NRCan (4)	18,4	20,0	20,0	20,0	8,7%

(1) DRI/McGraw-Hill, World Energy Service: U.S. Outlook, Spring-Summer 1996. Lexington, MA, april 1996.

(2) Agencia Internacional de la Energía, World Energy Outlook 1996. Paris, France, 1996.

(3) Petroleum Economics, Ltd., World Oil and Energy Outlook to 2010. London, United Kindom, December 1996.

(4) Natural Resources Canada, The Greenhouse Gas Emissions Outlook, 1996-2020. Toronto, Canada, December 1996.

Asimismo, las nuevas tecnologías posibilitarían incorporar nuevas áreas de producción *offshore* en el Mar del Norte, Brasil, México y Africa. Además, debería considerarse que en el caso de los países de la región de Medio Oriente, Irak incluido, existen excedentes de producción que podrían ser volcados al mercado a fin de satisfacer gran parte de la demanda en los años próximos.

Para el largo plazo, la variabilidad en los precios estimados por los diferentes analistas en el período 1995-2010 está determinado por la composición esperada de la producción de petróleo. En forma general, cuanto más alta es la oferta de los países fuera del alcance de la OPEP, más bajos son los precios esperados.

Para el año 2010 se prevé una producción de 95.6 MM de barriles día y una mayor participación de los productores OPEP, la cual se ubicaría en el orden del 55%. Ello implica que en el largo plazo no resultaría posible que los aumentos de producción de los países no integrantes de la OPEP acompañen *paripassu* el mayor requerimiento de demanda en el futuro.

De todas maneras estos escenarios son de carácter estrictamente tendenciales, ya que no se descarta que en el futuro se produzcan situaciones de volatilidad en los mercados como consecuencia de conflictos en Medio Oriente.

2. Tendencias

2.1. Tendencias Internacionales

2.1.1. Reestructuración de los Mercados

En los últimos años el sector eléctrico y de gas natural en diversos países han experimentado importantes cambios en su configuración. La reestructuración de los mercados básicamente se fundamenta en la necesidad de fortalecer y ampliar el alcance de los mecanismos de competencia a fin de incrementar los beneficios de los consumidores.

En Estados Unidos el sector eléctrico está atravesando un período de transición, pasando de una estructura conformada por empresas integradas verticalmente a un mercado competitivo.

A partir del *Energy Policy Act* de 1992 se crea la figura de *Wholesale Generators*, ampliándose el alcance de la competencia a nivel del mercado mayorista. Al mismo tiempo, a fin que la mayor parte de los distribuidores, principalmente empresas municipales y cooperativas rurales, puedan competir a nivel mayorista se aplica el principio de libre acceso en el transporte. Ello implica el uso de las redes de transporte por parte de productores y distribuidores mediante el pago de una tarifa razonable determinada por la *Federal Electric Regulation Commission* (FERC).

Asimismo, a partir de la *Order N° 888* de abril de 1996, el alcance de la competencia se acentúa aun más, permitiendo el acceso libre a las redes de transporte a vendedores y compradores de energía, a partir de la aplicación de una tarifa no discriminatoria, y la separación funcional de la generación y el transporte. Complementariamente, la *Order N° 889* establece la aplicación de un sistema de información en tiempo real común en la red de transporte a fin de asegurar la no discriminación de los usuarios de la red.

Dentro del ámbito estatal norteamericano, un conjunto de jurisdicciones han efectuado reformas con alcances y grados de avance diferentes en la introducción de mecanismos de competencia. En algunos casos se han instaurado procedimientos formales, mientras que en otros se encuentran en la etapa de estudios.

En términos generales, las reformas a nivel estatal involucran un amplio espectro de cuestiones. Entre ellas se pueden mencionar:

- la estructura de la industria eléctrica, el alcance de la segmentación del servicio (unbundling) y la fragmentación de los activos de las empresas eléctricas.
- la creación del Operador independiente del Sistema (ISO) y del Power Exchange.
- los costos hundidos (Stranded Cost) que resultan de la transición de un sistema de integración vertical a una configuración de

mercado.

- reformulación del concepto de servicio público (obligation to serve), y su aplicación al nuevo contexto.
- otros temas; entre ellos, la problemática ambiental, el demand-side management, la asistencia a hogares de bajos ingresos, etc.

A su vez, algunos estados han establecido la introducción de la competencia a nivel minorista. A fines de 1996 cinco estados habían implementado programas piloto: Illinois, Massachusetts, Michigan, New Hampshire y [Nueva York](#).

Por ejemplo, en mayo de 1996, el estado de New Hampshire establece un mandato por el que se introduce la competencia a todos los sectores de consumo a partir de mediados de 1998. En la transición se pone en marcha un programa piloto a partir de julio de 1996 que se extiende por un período de dos años. Mediante este programa se determina el abastecimiento en forma competitiva del 3% de la demanda de cada empresa. Dicha demanda involucra a todas las clases de consumidores, y los participantes del programa resultan elegidos aleatoriamente a partir de un conjunto de voluntarios. La Comisión Reguladora (PUC) establece que todas las empresas del estado acepten la aplicación de tarifas determinadas tanto por la FERC como por la Comisión. Asimismo, se establece que las empresas de suministro de energía eléctrica deben estar asociadas o ser miembros *del New England Power Pool (NEPOOL)*.

En el caso del gas natural en Estados Unidos, a través de la *Order N°636* de abril de 1992 se busca incentivar la competencia en el mercado, a través de la aplicación de derechos de transporte negociables, la segmentación y promoción de nuevos servicios, y la constitución de centros de mercado (*hubs y market centers*) de manera de facilitar el libre intercambio.

La introducción de la competencia a nivel mayorista está íntimamente asociada a la posibilidad de los consumidores de contratar el servicio de transporte, y almacenamiento en forma segmentada. De este modo, el consumidor determina su fuente de abastecimiento de gas y el transporte en forma independiente. Tradicionalmente, solamente los grandes consumidores tenían acceso a este tipo de servicio.

En los últimos años, algunas jurisdicciones han llevado la competencia a niveles minoristas. Por ejemplo, el estado de Nueva York distingue los consumidores con y sin posibilidad de sustituir gas natural por combustibles alternativos (*core and non-core customers*). En este caso los comercializadores (*marketers*) tienen un rol fundamental. A través de la agregación de las demandas de pequeños consumidores, el comercializador puede alcanzar el mínimo volumen requerido para acceder a contratar en forma independiente el suministro y el servicio de transporte.

En Europa existe una gran diversificación de las formas organizacionales, tanto en la industria del gas como en el sector eléctrico.

En el sector eléctrico, algunos países (Inglaterra, Suecia, Noruega, Finlandia) han adoptado sistemas desintegrados verticalmente con fuerte presencia de mecanismos de mercado. Al mismo tiempo coexisten países con estructuras fuertemente integradas, como *Electricité de France* en Francia. En el sector de gas natural también se registra tal diversificación en la modalidad de organización.

De todas maneras, en el marco de la Unión Europea se visualiza una tendencia hacia una mayor liberalización de los mercados.

En los países en desarrollo, a partir de los grandes requerimientos de energía que permitan sostener el crecimiento económico esperado, se impone la necesidad de acudir al capital privado. En este contexto la privatización constituye una herramienta de vital importancia para la realización de inversiones en el sector energético.

Por otra parte, debe señalarse que en sistemas con fuerte presencia de mercado, éstos presentan una gran dinámica. En los últimos años, si bien cada una de las distintas industrias energéticas han experimentado procesos de desintegración vertical, al mismo tiempo se observan comportamientos que llevan a una mayor integración entre industrias. Por ejemplo, en Estados Unidos algunas empresas eléctricas han efectuado importantes *take over* sobre las empresas de gas natural y de carbón.

Por otro lado, el extraordinario avance en las tecnologías de comunicación e información (TIC) abre la posibilidad de integración entre distintas industrias de redes (electricidad, gas, agua, teléfonos, cable, etc.) a partir de la provisión de servicios múltiples. En octubre de 1997, *Nothorn Telecom* y *Norweb Telecommunication* anunciaron la creación de una nueva tecnología que permitiría la transmisión de datos a través de líneas eléctricas con una velocidad mayor a un *megabit* por segundo (diez veces mayor a la tecnología actualmente disponible). Esta tecnología posibilitaría la introducción de aplicaciones de Internet (comercio electrónico, *web broadcast media*, entretenimiento y telefonía a través de Internet) a gran escala; y está previsto que sea comercializada en un principio en el Reino Unido, Europa y [Asia](#).

2.1.2. Afianzamiento de los Ciclos Combinados en la Oferta de Generación Eléctrica

Diversos son los motivos que impulsan a la tecnología de ciclo combinado a imponerse como paradigma tecnológico en el segmento de generación eléctrica.

Por un lado, existen razones asociadas a una mayor adecuación a los requerimientos de los mercados. Entre ellos, los menores costos de instalación y de operación, y la mayor flexibilidad operativa. Además, este tipo de tecnología se desarrolla en un contexto de avance creciente de la industria del gas natural.

Por otra parte, la mayor exigencia por parte de la opinión pública a la aplicación de tecnologías ambientalmente más favorables, han llevado a un retroceso de otras alternativas, como las centrales nucleares.

2.2. Tendencias regionales

Con el transcurso de los años los intercambios a nivel regional han tenido una importancia creciente en la industria del gas natural y la industria eléctrica. Ello ha ocurrido fundamentalmente en América del Norte y Europa Occidental.

En Canadá, el gobierno de Quebec está considerando una propuesta de legislación para la apertura de la red de transporte a terceros. Al mismo tiempo es intención de *Hidro Quebec* acceder también al mercado de Estados Unidos para la [venta de energía](#).

En el caso del gas natural, existe una importante integración del mercado Canadiense y el Estados Unidos. Al año 1996 las exportaciones de gas natural canadienses alcanzaron a 80.100 MM de m³; es decir el 52% de la producción.

En Europa, si bien existe un comercio importante de electricidad y gas natural, se prevé en los próximos años una mayor liberalización en los intercambios.

De acuerdo a las distintas Directivas del Parlamento Europeo, se instaura un nuevo marco organizacional para el intercambio regional de electricidad y gas natural. A partir de la [Directiva](#) sobre el mercado interior de la electricidad, los Estados Miembros pueden elegir como modalidad organizacional ya sea la fórmula de acceso negociado a la red de transporte, el acceso a partir de la aplicación de tarifas, o la presencia de un comprador único. Mediante esta Directiva se define un consumo mínimo de 40 GWh como requisito para que los consumidores puedan celebrar contratos de suministro, ya sea con productores o empresas de suministro. Ese valor mínimo regirá a partir de la entrada en vigencia de la Directiva y se establece una disminución a 20 y 9 GWh, a los tres y seis años siguientes.

En los últimos años los países del Cono Sur han llevado adelante una mayor integración y un creciente intercambio económico en el ámbito del MERCOSUR.

A su vez los países de la región han experimentado un conjunto de reformas estructurales orientadas a establecer mecanismos de mercado en sus economías, las cuales también han sido aplicadas a la industria energética.

Estas transformaciones han propiciado la confianza de los inversores y han permitido la puesta en marcha de proyectos de intercambio en el sector eléctrico y del gas natural entre los países de la región.

Particularmente, en lo referente a la industria del gas natural, en una primera etapa la Argentina ocupará una posición netamente exportadora. El estado incipiente de la industria de gas natural en los países vecinos, implica que se requerirán importantes inversiones en el desarrollo redes de infraestructura. Es de esperar también, a partir del crecimiento de la región en su conjunto, que se incorporen otras áreas productoras permitiendo la diversificación del abastecimiento de cada país. Se espera para los próximos años la implementación de un mercado regional que integre las áreas productoras del Norte Argentino, Bolivia, Perú (Camisea) y Brasil con los diferentes centros de consumos.

El estado de desarrollo de la industria eléctrica en la región constituye un ámbito propicio para la realización de interconexiones y un mayor intercambio entre los países, lo cual redundará en una mejor utilización de los recursos. En una primera etapa, la Argentina, a partir de un conjunto de interconexiones, podrá volcar sus excedentes a países limítrofes.

Como consecuencia del intercambio de energía creciente y la mayor integración del sector energético en los próximos años, se visualiza para el futuro la constitución de un mercado ampliado de energía.

2.3. Tendencias en el Mercado Energético Argentino

2.3.1. Tendencias de la Oferta

Una tendencia que se registra a nivel mundial es la integración de las distintas industrias energéticas, especialmente en los sectores de gas natural y eléctrico. Ello ocurre fundamentalmente en contextos donde la asignación de recursos responde a criterios de mercado y las decisiones de inversión se efectúan en forma descentralizada.

En la Argentina esta integración obedece básicamente al afianzamiento del ciclo combinado como paradigma tecnológico en el sector eléctrico, y al desarrollo alcanzado por la industria del gas natural en Argentina. A partir de la expansión eléctrica en base a ese tipo de generación térmica se espera un aumento importante de la demanda de gas natural.

El aumento del requerimiento de gas natural y la creciente competencia en el segmento de generación eléctrica originan una mayor competencia por el gas a fin de asegurar la provisión del combustible y alcanzar un mejor posicionamiento en el mercado eléctrico. En este contexto, diversos actores en la búsqueda de mejorar su competitividad han integrado sus respectivas unidades de negocio en la industria eléctrica y del gas natural.

Dicha integración se ha manifestado en la participación accionaria en unidades de generación, empresas transportistas y/o de distribución de gas natural. Asimismo, diversos generadores eléctricos, a fin de asegurarse el aprovisionamiento de combustible, han realizado contratos de largo plazo de capacidad de transporte.

Por otro lado, algunos productores de gas natural han instalado centrales eléctricas próximas a los centros de producción. En este caso, los productores cuentan con un incentivo importante al disponer de gas sin restricciones adicionales y a un precio que los coloca en una posición de privilegio en el orden de mérito del despacho eléctrico. Además, la limitación al venteo impuesta por la Secretaría de Energía ha constituido un incentivo complementario para la instalación de unidades de generación térmica en boca de pozo. Sin embargo, esta estrategia tuvo un alcance limitado una vez que se presentaron restricciones de transporte en la red de alta tensión. De todos modos, en

los próximos años se espera que esta tendencia continúe, en la medida que se resuelva la restricción de transporte, pues se presentan oportunidades de negocios en el sector energía eléctrica que exceden los límites del mercado interno.

Por otra parte, el acceso y la disponibilidad de gas natural confiere una ventaja competitiva para participar en aquellas actividades industriales que utilizan este insumo en forma intensiva. Es así que, en los últimos años, se ha producido una cierta integración entre las empresas productoras de hidrocarburos y la industria petroquímica a partir de la participación de los productores de gas y petróleo en proyectos vinculados a la industria petroquímica. Se espera que esta integración se afiance en los próximos años.

En cuanto a las estrategias adoptadas por los actores en el mercado local, las mismas son diversas. Determinados *holdings*, a partir del proceso de privatizaciones, mostraron, en una primera etapa, una tendencia hacia la diversificación. A su vez, las oportunidades de negocio que se presentan tras la aplicación de la reforma del sector energético y la apertura de la economía en un contexto de globalización, crean condiciones suficientemente atractivas para el ingreso al mercado argentino de empresas internacionales. Al mismo tiempo, la creciente competitividad del mercado local, lleva a un reposicionamiento de los actores y a adoptar estrategias de especialización. Incluso dentro de las empresas con un importante grado de especialización, la competencia lleva a que tengan que desprenderse de aquellos activos con menor tasa de retorno. En este marco, los *holdings* locales en la búsqueda de mejores oportunidades de inversión, a partir de su participación en proyectos de inversión en el exterior, logran internacionalizarse.

2.3.2. Tendencias de la Demanda

A nivel mundial, en las industrias de redes, los mayores cambios pendientes están vinculados a la introducción de mecanismos que permitan mejoras en la eficiencia, en particular en el segmento minorista. En el caso de Argentina, en el marco de las transformaciones de la economía y del rol creciente de los mercados, esta problemática es tenida en cuenta en la actualidad y deberá ser atendida con especial interés en los próximos años.

De acuerdo a la teoría económica la eficiencia es alcanzada cuando los individuos eligen libremente los bienes y servicios que mejor satisfacen sus preferencias.

En la actualidad, gran parte de los consumidores de electricidad y gas natural acceden a un precio para un conjunto de servicios, que incluye una componente de nivel y otra de calidad que no necesariamente se corresponde con la disposición a pagar. En la medida que se tenga en cuenta la disposición a pagar de los individuos, la segmentación de la demanda, ya sea de electricidad o de gas natural, resulta ser una condición indispensable para alcanzar incrementos en la eficiencia económica

Hasta hace unos años, su implementación resultaba imposible debido a restricciones tecnológicas presentes en los sistemas de medición y control. Sin embargo, los avances alcanzados en las tecnologías de información y comunicación (TIC) posibilitan en la actualidad una

mayor segmentación de la demanda. A partir de este tipo de tecnología resulta factible segmentar el servicio eléctrico o el de gas natural en un conjunto de componentes bien diferenciadas. Algunos de estos servicios podrían ser suministrados en condiciones de competencia, mientras que otros no.

Por ejemplo, en el servicio de distribución eléctrico podría distinguirse el servicio de conexión, confiabilidad de la conexión (mantenimiento de la conexión física y del flujo de energía a través de la conexión), calidad de producto (niveles de armónicas, frecuencia y tensión), medición, facturación, etc. El avance de las TIC permitirá la diferenciación de estos servicios, que podrán ser ofrecidos a cada uno de los consumidores de acuerdo a sus preferencias. En este contexto, algunos servicios como el de medición y facturación podrían ser ofrecidos por más de un oferente en condiciones de competencia. En cambio, para los otros no cabe otra alternativa que el monopolio. En el caso particular de calidad del producto, el consumidor podría elegir los precios y niveles conforme a sus preferencias y su disposición a pagar.

En la medida que las nuevas TIC se impongan, el proceso de segmentación también ocurrirá en el servicio de distribución de gas natural. Es probable que debido a la mayor diferenciación de producto, la contratación implique requerimientos de administración, control y monitoreo que se traducirán en inconvenientes para los pequeños consumidores. Esto daría lugar a un mayor rol de los comercializadores, quienes podrían ofrecer un paquete de servicios que se adapte mejor a las preferencias de los consumidores. Por otra parte, la mayor competencia a nivel minorista sería una forma de incentivar la competencia entre fuentes.

En este marco, el incremento de la segmentación y la competencia podrán conducir a que los comercializadores puedan ofrecer una combinación de energéticos, dando lugar también a una mayor integración del negocio eléctrico y de gas natural.

De todas maneras, será el mercado quien defina los productos y las modalidades de comercialización que aparecerán como consecuencia de la difusión de las TIC y su aplicación al sector energético. Esto significa un gran desafío para el futuro, pues la irrupción de estas nuevas tecnologías en las industrias de redes constituirá un paso decisivo para la introducción de la competencia a nivel minorista. Esto implica, además, la necesidad de anticipación por parte de la autoridad pública, ya que estos cambios llevarán a una redefinición y a un nuevo alcance de la regulación.

En los últimos meses, en el ámbito del sector eléctrico, a través de la Resolución 21/97 se implementa la figura del comercializador. Además, a partir del dictado de la Resolución 91/97 se permite el acceso al mercado mayorista de los consumidores conectados en baja tensión y con consumos superiores a 100 kW. Estas normas contribuyen a extender los mecanismos de competencia a nivel minorista. En el futuro, en la medida que se acentúe la difusión de las nuevas tecnologías de información, la autoridad de regulación podrá establecer mecanismos para una mayor segmentación de producto y, por lo tanto, incentivar aún más la competencia.

ANEXO B - EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO

1. Infraestructura

En la actualidad el 93% de la demanda de energía eléctrica de Argentina es abastecida por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El Sistema Patagónico, no vinculado al primero, cubre el 6% de la demanda. El 1% restante es abastecido por pequeños sistemas aislados, localizados en zonas alejadas de los grandes centros de consumo.

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

La potencia total instalada actual es de 19.234 MW y presenta la siguiente estructura: 49,2% térmico, 45,5% hidráulico y 5,3% nuclear. La estructura de la generación, por tipo de equipamiento, es: 54% térmico, 35% hidráulico y 11% nuclear, para un total generado en 1996 de 64.934 GWh.

Dentro de la oferta hidroeléctrica se destaca la central hidráulica de Yacyretá, obra realizada en conjunto con la República del Paraguay. Ubicada sobre el río Paraná, se prevé la incorporación de 20 grupos de 155 MW de potencia nominal a máximo salto (cota de embalse 83 m), con una energía media anual de 18.000 GWh. A octubre de 1996 se habían incorporado 17 unidades, restando el ingreso de otras tres. Por el momento, las unidades pueden producir una potencia limitada de 94 MW en invierno y 85 MW en verano, dado que están operando con el embalse en cota 76.

2. Evolución del Sector Eléctrico 1992-1996

2.1. La transformación del sector eléctrico

En el marco de lo dispuesto por la ley 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico), los decretos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía emanadas de la misma ley, comenzó a generarse durante 1992 la nueva estructura del mercado eléctrico, cuyas principales características son:

- Está conformada por los tres principales negocios existentes en el mercado eléctrico: generación, transmisión y distribución. La generación es un mercado competitivo y el transporte y la distribución, por su condición de monopolios naturales, están sujetos a regulación.
- Los consumidores se dividen en grandes usuarios y usuarios menores.
- El Estado se retira de su rol empresario y pasa al de regulador.
- Se crea un Mercado a Término y un Mercado Spot para la compra - venta de energía.
- Los distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- Los generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio spot horario.
- La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- Los precios spot horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda.
- El transporte es remunerado a través de cargos fijos de conexión y de capacidad de transporte, y variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.

Una vez definido el marco regulatorio, el Estado Nacional implementa las bases para la transformación del mercado eléctrico creando diferentes unidades de negocios en el ámbito de la generación, distribución y transporte a partir de las empresas que poseía.

A partir de 1992 las diferentes áreas de la cadena eléctrica fueron presentadas a licitación internacional para su transferencia al capital privado, tanto de origen nacional como extranjero. Respecto a la etapa de producción fueron transferidos al sector privado 5.500 MW térmicos y 5.600 MW hidroeléctricos de generación, el sistema de transporte en Alta Tensión, los sistemas regionales de subtransmisión, la distribución en GBA (ex-Segba) y los servicios de distribución de gran parte de las provincias.

2.2. Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica

En el período 1990-1996, la demanda total de energía eléctrica registró, medida en términos de energía eléctrica facturada por el servicio

público, un crecimiento extraordinario a un ritmo de casi el 7,0% anual acumulativo (a.a.), alcanzando en 1996 un valor 50% superior al de 1990.

EVOLUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA FACTURADA POR SECTOR DE CONSUMO. PERÍODO 1990-1996

SECTOR	1990		1996		TASA a.a. 1990-1996	VARIACION 1990-1996
	GWh	PART.	GWh	PART.		
RESIDENCIAL	11.121	30,4%	17.629	32,5%	8,0%	58,5%
COMERCIAL	7.124	19,5%	12.858	23,6%	10,3%	80,0%
INDUSTRIAL	17.558	48,1%	22.905	42,2%	4,5%	30,4%
TRANSPORTE	315	0,9%	420	0,8%	4,9%	33,2%
AGROPECUARIO	408	1,1%	469	0,9%	2,4%	15,0%
TOTAL	36.526	100,0%	54.281	100,0%	6,8%	48,5%

Los consumos sectoriales registrados por las estadísticas se han agregado de la siguiente manera:

Residencial y Electrificación Rural
 Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial
 Industria (incluye Construcción y Minería)
 Tracción Eléctrica
 Riego Agrícola

El principal factor explicativo del comportamiento observado en la demanda es la recuperación del nivel de actividad de la economía a partir de 1991, que en el período 1990 - 1994 creció a una tasa de 7,7 % a.a. En segundo lugar, contribuyó la recuperación al facturado de las pérdidas no técnicas de las distribuidoras, principalmente en GBA.

Sin embargo, en el año 1995 se observó un comportamiento de la demanda de energía eléctrica independiente del nivel de actividad. En ese año la demanda de electricidad y el PBI crecieron 7,1% y -4,5%, respectivamente, con relación a 1994. El consumo residencial registró un crecimiento importante comparable al de años anteriores, 7,7%. En el sector comercial/servicios, el consumo experimentó un incremento de casi el 12,0%, consistente con las tasas de los últimos años. Por otro lado, la demanda del sector industrial presentó un crecimiento de 6,8 % respecto a 1994.

Entre 1990 y 1995 la demanda del sector residencial presentó un crecimiento de 9,0% a.a., debido, principalmente, al mayor equipamiento

de electrodomésticos en los hogares, influenciado por el actual contexto de estabilidad de precios, el mayor acceso a créditos para el consumo y la apertura de la economía.

La demanda del sector comercial/servicios, en correspondencia con el crecimiento económico del sector, presenta la mayor tasa de crecimiento sectorial, de 10,8 % a.a. entre 1990 y 1995. En ese período, se instalaron nuevas actividades comerciales (edificios nuevos y reciclados) con requerimientos importantes de energía, principalmente para los usos iluminación y aire acondicionado. La demanda del sector servicios puede ser explicada principalmente por el Producto Bruto. Esta variable explica el 85% de la energía eléctrica facturada del sector y es altamente significativa individualmente.

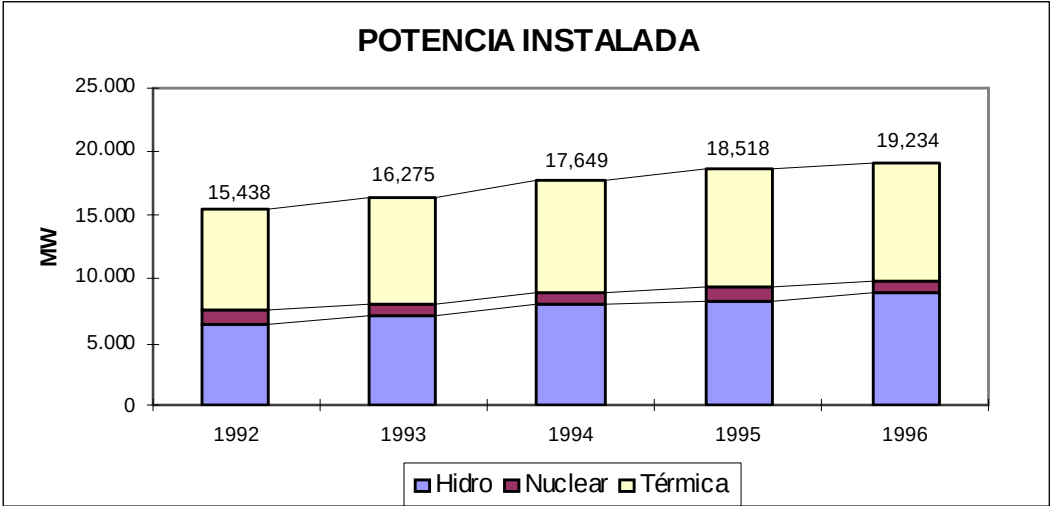
Como puede observarse, estos dos sectores presentan altas tasas de crecimiento del facturado en los últimos años. Un factor a tener en cuenta es la introducción de mejoras en la gestión administrativa y comercial de las concesiones del área de Capital Federal y Gran Buenos Aires, en lo referente a la recuperación del facturado por pérdidas no técnicas (hurto, fraude y consumos no medidos). En el momento de producirse las transferencias de las distribuidoras de GBA a los concesionarios, la totalidad de las pérdidas en la región se estimaba en un 27% de la cantidad de energía ingresada a la red; en la actualidad, representan un 12%.

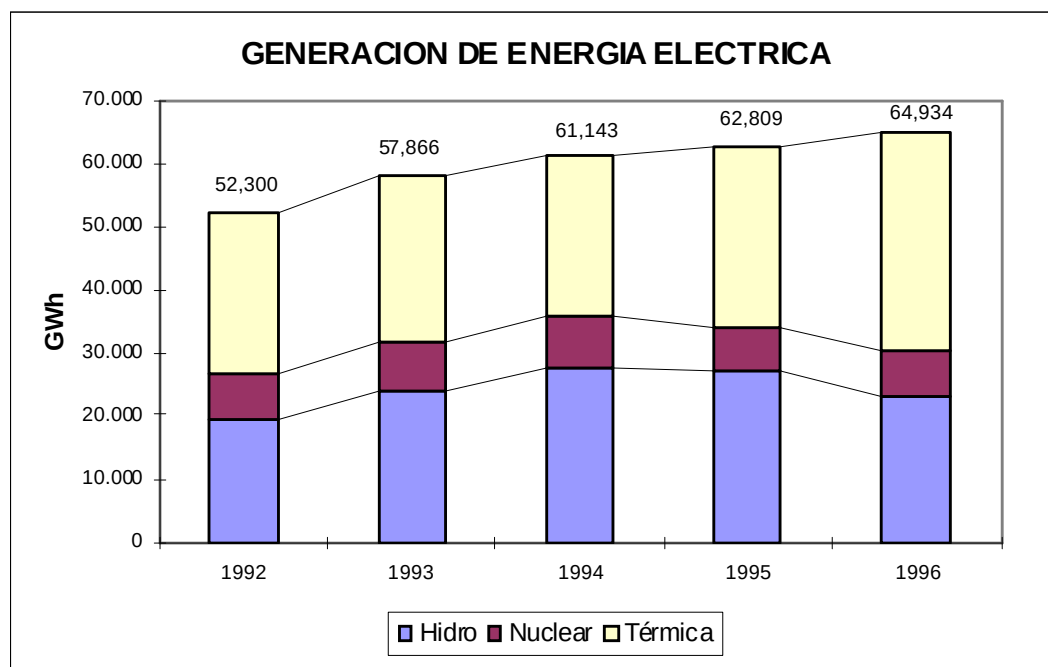
Con referencia a la industria, entre 1990 y 1996, si bien se registra un crecimiento del 4,5% a.a. en la demanda de energía eléctrica, se observan comportamientos diferenciados según sea el segmento considerado. En este período, principalmente entre 1990 y 1995, se produjo un fuerte cambio estructural de la actividad industrial, hasta la fecha no suficientemente evaluado en toda su magnitud, como consecuencia de la mayor competencia interna y externa (la apertura de la economía y el tránsito hacia la integración económica regional). En este contexto y desde el punto de vista de la demanda de energía eléctrica, se diferencian dos grupos de industrias: por un lado se tienen los Grandes Usuarios (GU, potencia contratada mayor a 50 kW) y por el otro, el resto de los clientes industriales, caracterizados como PyME. En general, los GU han experimentado crecimientos importantes de demanda eléctrica, asociados a los mayores niveles de producción alcanzados (mercado interno y externo). En el resto de la industria los comportamientos han sido muy variados, según el tipo de actividad y posicionamiento competitivo. Como resultado de este proceso la industria registra una caída de participación en el total facturado pasando, del 48% en 1990, al 42% en 1996.

Uno de los principales parámetros que permiten estimar la demanda en el sector Industrial es la intensidad energética, expresada en términos de energía consumida dividida por el valor agregado de un subsector dado (kWh/u\$s de VA). En 1995, la intensidad eléctrica agregada de la industria presentó una mejora de 5,1% respecto a 1990, evolucionando de 0,313 a 0,297 kWh/u\$s de 1994 de VA industrial.

2.3. Oferta de generación

Durante el período 1992-1996 la oferta de energía eléctrica se incrementó notablemente. En dicho período la generación y la potencia instalada aumentaron a una tasa anual de 5,6 y 4,5%, respectivamente.



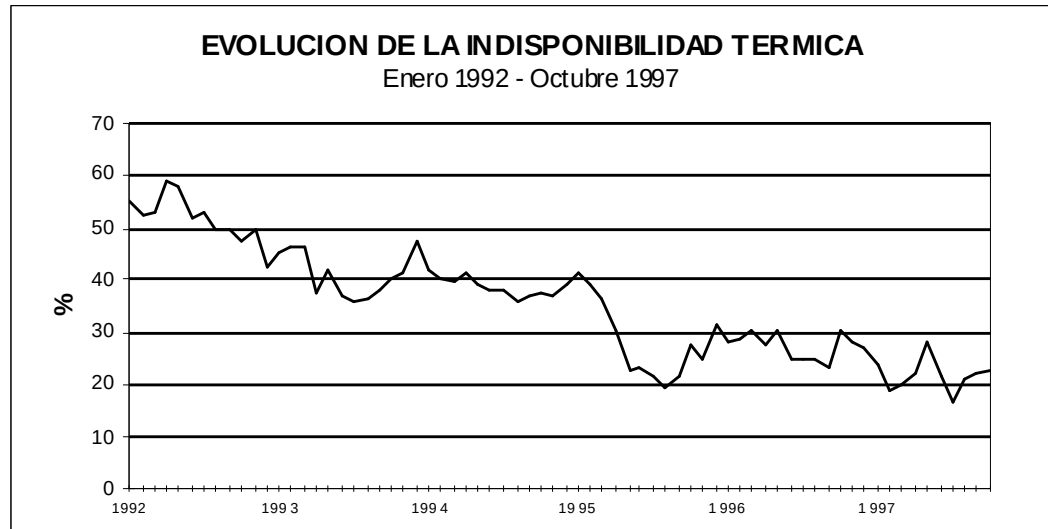


A su vez durante estos años la generación térmica registró importantes mejoras en eficiencia, disponibilidad y costos. Ello fue logrado debido a:

- La incorporación de nuevos generadores TG de última tecnología en conjunción con ofertas de gas en boca de pozo.
- El profundo mantenimiento correctivo realizado en el parque TV existente de mediano y gran porte.

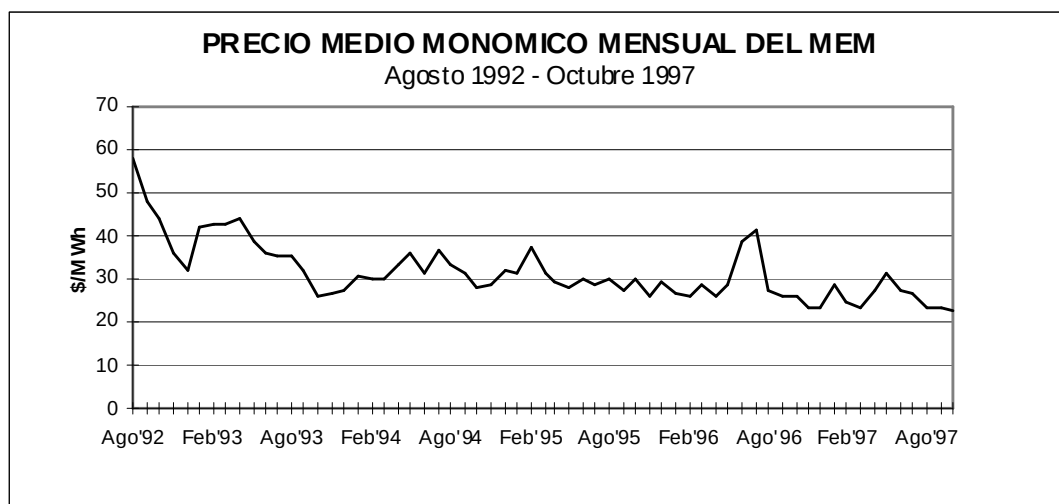
En el primer caso, los nuevos generadores TG se fueron incorporando inicialmente en el área Comahue, aprovechando la abundante disponibilidad y buen precio relativo del gas y llegaron a totalizar, aproximadamente 1.000 MW. Esta oferta térmica compite con la generación hidráulica de la zona, llegando a saturar casi permanentemente el vínculo Comahue - GBA, por lo que parte de ella queda fuera de despacho en algunas épocas del año.

En el segundo caso, el profundo mantenimiento correctivo realizado en las centrales de base privatizadas, mediante fuertes inversiones, permitió mejorar significativamente el índice de disponibilidad del parque; que pasó de un 40% a comienzos de 1992, a un promedio de aproximadamente 75% en 1996.



La competencia entre generadores, el mejor funcionamiento general del parque, el aumento de la generación hidráulica y la aparición de centrales térmicas en áreas de libre disponibilidad de gas produjeron una caída de los precios.

Los precios de la energía disminuyeron abruptamente con la nueva estructura del sector eléctrico. En el año 1992 se registró un precio spot medio anual de la energía de 45,42 \$/kWh que descendió a 28,56 \$/kWh en 1996.



El gas es hoy el combustible predominante utilizado por el parque térmico, en tanto los combustibles líquidos, sustitutos del gas en épocas de restricción invernal, tienen una participación marginal en los requerimientos de combustibles para usinas. El precio del gas, negociado actualmente por los generadores de Buenos Aires, es de aproximadamente 66 \$/1000 m³ en los meses de invierno.

Actualmente el mercado eléctrico argentino se desenvuelve en un contexto mucho más competitivo. A fines de 1992 en el Mercado Mayorista participaban tan solo 40 agentes y a hasta ese momento se habían celebrado 4 contratos. En cambio, a fines de 1996, contaba con 811 agentes y 757 contratos en ejecución.

2.4. Tarifas a Usuarios Finales

Desde la privatización del servicio de distribución en la región de Capital Federal y Gran Buenos Aires las tarifas registran una disminución.

La evolución de las tarifas de, por ejemplo, EDENOR para los distintos tipos de usuarios entre fines de 1992 y 1996 fue la siguiente:

EVOLUCION DE TARIFAS A USUARIOS FINALES DE EDENOR

Usuario	\$/MWh		Variación % Dic. 1992 /Dic. 1996
	Diciembre 1992	Diciembre 1996	
Residencial	89,86	82,92	-7,7
General	113,94	107,89	-5,3
Industrial BT	100,61	92,95	-7,6
Industrial MT	66,49	56,77	-14,6
Industrial AT	51,95	41,27	-20,6

Fuente: ENRE

3. Intercambios Energéticos en la Región

El sector eléctrico satisfizo con eficiencia y rapidez inusuales requerimientos del mercado. En los primeros años del proceso transformador se resolvieron las amenazas a la satisfacción de la demanda de energía evidenciadas durante 1989. En 1995, un importante aumento de la disponibilidad permitió sortear los riesgos en el cubrimiento de la demanda de potencia de pico y en 1996 hubo importantes mejoras en la calidad de servicio del sistema.

Era previsible que una industria que cubrió con rapidez y eficiencia las necesidades del mercado local, pasase a una etapa de expansión hacia mercados vecinos.

En 1991 se plasmó el acuerdo entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay para la constitución del Mercado Común del Sur (MERCOSUR). Desde entonces, la integración económica en la Región, bajo la forma de una Unión Aduanera imperfecta, ha tomado un fuerte impulso con el crecimiento del comercio intra y extrazona, las transformaciones encaradas en las economías de los Países Miembros y las inversiones realizadas por el capital privado. En este contexto, la integración en el MERCOSUR se presenta como una oportunidad para la industria energética argentina.

En lo que se refiere a integración energética, los países del MERCOSUR exhiben una importante experiencia previa a través de la concreción de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos binacionales como Salto Grande (Argentina - Uruguay), Itaipú (Brasil - Paraguay) y Yacyretá (Argentina - Paraguay) que totalizan una potencia de 17.590 MW localizada en la Cuenca del Río de la Plata.

Argentina se perfila como país exportador neto de energía. En hidrocarburos, exporta petróleo a Brasil, y petróleo y gas a Chile. En energía eléctrica se realizan intercambios marginales con Uruguay, Brasil y Paraguay. Están en marcha proyectos de exportación por 1.000 MW a Brasil y 700 MW a Chile, impulsados por generadores locales.

La regulación argentina en materia de importación y exportación de energía eléctrica, permite concretar, previa autorización de la Secretaría de Energía, intercambios firmes por contratos (potencia y energía) en el Mercado a Término del MEM e intercambios de oportunidad (excedentes de energía) en el Mercado Spot del MEM.

ANEXO C - EVOLUCION DEL SECTOR DEL GAS NATURAL EN ARGENTINA

1. Introducción

La actividad exploratoria en busca de yacimientos gasíferos en Argentina ha sido y sigue siendo muy baja. Todos los descubrimientos de gas natural se realizaron buscando petróleo, no obstante la mayoría de estos descubrimientos se desarrollaron a partir de la demanda.

Así, los yacimientos Neuquinos de Sierra Barrosa, Lindero Atravesado, Chaco Bayo, Centenario y otros se desarrollan cuando se decide la construcción del Neuba I (24 pulgadas) en 1970 y para cubrir la demanda insatisfecha por la rápida declinación de los yacimientos de Pico Truncado que abastecían al gasoducto Gral. San Martín (30 pulgadas).

El descubrimiento del yacimiento de Loma de La Lata significó un cambio importante en la industria del gas, al alcanzar el país un importante horizonte de reservas. A partir del mismo, se construyeron los gasoductos Centro - Oeste y Neuba II, que posibilitaron la sustitución masiva de combustibles líquidos por gas natural.

En la cuenca Noroeste existe un bajo desarrollo de los yacimientos, debido a la falta de ampliación del gasoducto existente y/o construcción de uno nuevo. Por otra parte, la importación de gas de Bolivia siempre limitó la posibilidad de incrementar la producción en los yacimientos nacionales. En la actualidad existe una reserva potencial de gas a la espera de ser desarrolladas para la exportación.

La gran incógnita es el desarrollo de las reservas del off-shore de la cuenca Austral, dado estas necesitan de la construcción de otro gasoducto, actualmente en estudio, para su evacuación.

En el año 1996, el gas natural representó alrededor del 46% de la oferta interna de energía primaria, superior a la del petróleo, cuya participación alcanzó el 41%.

En la actualidad aproximadamente el 54% de las viviendas del país tiene acceso a redes de gas natural. Ello es posible gracias a una importante red de gasoductos que permite vincular los centros de consumo con las distantes cuencas productivas. La extensión del sistema troncal de gasoductos es de 10.092 km.

Hasta 1993, la totalidad de las actividades del sector del gas natural en Argentina se encontraba a cargo de la empresa estatal *Gas del Estado*. A partir de ese año, toda la actividad se transfirió al sector privado, y la configuración del negocio de gas cambia radicalmente debido a una mayor presencia de mecanismos de mercado en la asignación de los recursos y la implementación de un nuevo marco regulatorio para el sector mediante la sanción de la ley 24.076.

2. Las Nuevas Reglas de Juego

Actualmente, la industria del gas en Argentina distingue claramente tres segmentos de actividad: producción, transporte y distribución.

La producción de gas natural constituye una actividad competitiva. A partir de la constitución de un mercado mayorista los productores, distribuidores y grandes usuarios negocian libremente precios y cantidades. A fin de asegurar condiciones de competencia, tiene vigencia más que nunca el principio de libre disponibilidad de los recursos hidrocarburíferos.

En cambio, las etapas de transporte y distribución se encuentran reguladas, por su condición de monopolios naturales.

Para el transporte de gas rige el principio de libre acceso de terceros. Ello implica la aplicación de una tarifa regulada de transporte no discriminatoria y la imposibilidad de compra o venta de gas por parte de los transportistas, a excepción de las adquisiciones que puedan realizar para consumo propio y de los volúmenes necesarios para mantener operativo el sistema de transporte.

En la etapa de distribución también rige el principio de libre acceso y las tarifas se encuentran reguladas, fijándose precios máximos al usuario final. Las distribuidoras abastecen sus respectivos mercados celebrando contratos de suministro con productores y de capacidad de transporte con los transportistas.

Las tarifas de transporte y de distribución son fijadas por la autoridad de regulación. La remuneración de los servicios prestados por las empresas licenciatarias debe permitir la obtención de ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad también razonable (art. 38, ley 24.076).

A su vez, las tarifas de distribución prevén ajustes periódicos a partir de la evolución del PPI (Producer Price Index), y ajustes previstos en la revisión quinquenal de tarifas. Los ajustes en las tarifas de distribución contemplan también las variaciones en el precio del gas comprado por las empresas licenciatarias de distribución:

De todas maneras, las empresas licenciatarias podrán pactar libremente tarifas menores a las máximas establecidas por la Autoridad de Regulación,...., pero en ningún caso los prestadores podrán cobrar tarifas (i) menores que el costo incremental del servicio prestado, o (ii) cobrar por igual servicio tarifas preferenciales entre usuarios análogos situados en zonas geográficas no diferenciadas (art. 41, decreto 1738/92).

En la industria del gas en Argentina se puede distinguir un mercado mayorista en situación de competencia y un mercado minorista en condiciones de monopolio natural.

En el nivel mayorista, como se ha mencionado anteriormente, los distribuidores y grandes usuarios negocian la provisión de gas natural con los productores y contratan directamente la capacidad de transporte con los transportistas. Asimismo, en el segmento minorista los distribuidores venden el gas natural a los usuarios finales. En este caso, debe precisarse que los beneficios de las empresas licenciatarias provienen exclusivamente de las tarifas máximas autorizadas por la autoridad reguladora.

A fin de extender los mecanismos de competencia, se permite que cualquier Gran Usuario pueda negociar su abastecimiento directamente con un productor a condición de acordar la tarifa de peaje con el distribuidor (by pass comercial).

Alternativamente, el gran usuario puede desvincularse del distribuidor en la medida que pueda conectarse directamente con el gasoducto troncal, para lo cual deberá pactar el cargo de transporte con el transportista (by pass físico).

En estos últimos años, el Estado cumple un rol diferente al de etapas anteriores. Ya no se trata del Estado empresario que tiene a su cargo la función de asignación de recursos. En la actual configuración de la industria del gas natural, a través de su función de Autoridad de Regulación, el Estado debe proteger los derechos de los consumidores, promover la competitividad de los mercados, y garantizar la eficiencia en la utilización de los recursos.

3. Situación Actual

3.1. Reservas y Producción de Gas Natural

Argentina cuenta con 24 cuencas sedimentarias, de las cuales cinco son las actualmente productivas: Neuquina, Austral, Noroeste, Golfo de San Jorge y Cuyana.

Las reservas comprobadas de gas natural totalizan a diciembre de 1996 688.333 millones de m³ (MM m³), con la siguiente distribución por cuenca: Neuquina, 50%; Noroeste, 25%; Austral, 22%; San Jorge, 2,5% y Cuyana 0,5%. Esta cantidad resulta 27% superior a las reservas comprobadas correspondientes al año 1992.

Por otra parte, el stock final de reservas de gas natural (comprobadas, probables y posibles) al año 1996, estimado sobre la base del conocimiento actual de las cuencas productivas, se estima en 1.300.000 MM m³.

En los últimos años se ha registrado un aumento significativo de la producción de gas natural. En el período 1992-1996, la producción aumentó el 8,4% a.a., y alcanzó 36.649.729 miles de m³ al final del período. Ello implica una relación reservas-producción próxima a 20 años.

En la actualidad existe una multiplicidad de operadores en el segmento de producción. Sin embargo, cinco operadores producen el 79% de la producción total.

PRODUCCION DE GAS NATURAL Año 1996

Empresa	Producción MM m3
YPF S.A.	11.811
TOTAL AUSTRAL S. A.	6.470
PEREZ COMPANC S.A.	3.910
PLUSPETROL S.A.	2.605
BRIDAS S.A.P.I.C.	2.468
TECPETROL S.A.	1.666
PETROLERA SANTA FE S.A	1.290

PETROLERA SANTA FE S.A	
QUINTANA EXPLORATION ARG. S.A.	1.053
CAPEX S.A.	991
PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.	404
AMOCO ARGENTINA OIL COMPANY	367
SIPETROL S.A.	280
OTRAS	1.335
TOTAL	34.650

En cuanto a la comercialización, al año 1996 la participación de cada vendedor fue la siguiente:

COMERCIALIZACION DE GAS NATURAL

Año 1996

Empresas	ESTRUCTURA
Comercializadoras	%
YPF	56,2
BRIDAS/ASTRA	3,4
BRIDAS/CHAUVCO	5,7
PLUSPETROL	1,7
CNPC	12,8
QUINTANA	2,6
TECPETROL	4,4
SANTA FE	5
OTRAS	8,2
TOTAL	100,0

Fuente: ENARGAS

Puede observarse que los cinco operadores más importantes concentraban el 88% de la oferta, y solamente dos vendían el 70%.

3.2 Transporte

En la nueva configuración de la industria del gas natural existen dos empresas transportistas troncales, para los subsistemas Norte (TGN) y Sur (TGS)

La capacidad nominal de la red de transporte troncal al año 1996 es de 82,2 MM m3/día. La evolución de dicha capacidad en el área de concesión norte (TGN) y sur (TGS) fue la siguiente:

CAPACIDAD NOMINAL DE TRANSPORTE		
	En MM m3/día	
	1993	1996
TGS	43,1	51,9
TGN	24,8	30,3
TOTAL	67,9	82,2

Fuente: ENARGAS.

Se observa un aumento del 21% en la capacidad del sistema de transporte troncal en el período.

Una consecuencia de las inversiones realizadas en la mejora en la red troncal de transporte es la disminución del nivel de restricción, que se manifestó fundamentalmente luego del primer año de gestión.

RESTRICCIONES EN EL CONSUMO DE GAS*

	1993	1994	1995	1996
Volumen (en MM m3/d)	21,4	2,2	5,1	6,4
Temperatura Media (°C, GBA)	9,5	10,7	9,6	10,4

* Grandes Usuarios de gas, promedio trimestre junio-agosto de cada año.

Fuente: ENARGAS

CAPACIDAD CONTRATADA EN FIRME EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE TOTAL DISTRIBUIDORAS PROMEDIO ANUAL, EN MM M3/D

	1993	1994	1995	1996	1993/1996
Capacidad Contratada	65,5	71,2	80,9	82,7	26,2%

Fuente: ENARGAS

El aumento de la contratación de capacidad de transporte en firme entre el año 1993 y 1996 se incrementó el 26,2%.

3.3. Consumo Final

En la etapa de distribución existen ocho compañías distribuidoras que abastecen a más de 5.000.000 de clientes.

El consumo de gas natural por habitante es de alrededor de 754 m³/hab-año. La distribución geográfica del consumo final de gas natural para los años 1993 y 1996, de acuerdo a las áreas de concesión del servicio de distribución, es la siguiente:

CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL POR REGIONES MM m³

DISTRIBUIDORA	1993	1996	1996/1993 %(a.a)
BAN	2.615	2.888	3,4%
METROGAS	6.090	6.321	1,2%
NOROESTE	1.439	1.997	11,5%
CENTRO	1.378	1.311	-1,6%
CUYANA	1.074	1.292	6,4%
LITORAL	2.344	2.652	4,2%
PAMPEANA	4.222	4.949	5,4%
SUR	2.656	4.938	23,0%
SDB PARANA	9	27	44,2%
TOTAL	21.827	26.375	6,5%

Fuente: ENARGAS.

Como se puede observar, en el período 1993-1996 la demanda final de gas natural creció 6,6% a.a. Debe mencionarse que el 60% de la demanda se concentra en las regiones de Gran Buenos Aires, Litoral y Pampeana.

A su vez la estructura de consumo por sectores en el año 1993 y 1996 es la siguiente:

CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL POR SECTORES
MM m3

TIPO DE CONSUMO		1993	%	1996	%	1993/1996 %
RESIDENCIAL	1	5.755	26,4	5.941	22,5	1,1%
COMERCIAL	2	1.736	8,0	1.323	5,0	-8,7%
INDUSTRIAL	3	7.644	35,0	9.447	35,8	7,3%
USINAS	4	5.932	27,2	8.572	32,5	13,1%
TRANSPORTE	5	760	3,5	1.092	4,1	12,8%
TOTAL		21.827		26.375		6,5%

1 - Residencial y 40% del consumo de Subdistribuidores

2 - Comercial, Entes Oficiales y 60% del consumo de Subdistribuidores

3 - Industrial, Autoproducción y Cerri

4 - En base a datos de CAMMESA y ENARGAS

5 - GNC

Básicamente, el incremento de la demanda final en los últimos años se debe al aumento de la demanda de usinas, industria y transporte (GNC).

El sector residencial creció solamente el 1,2% entre 1993 y 1996. Este leve crecimiento responde a la disminución del consumo per cápita, ya que el número de nuevos usuarios que se incorporan al sistema alcanza a 475.915 (3,4%).

3.4. Precios

En el período Invierno 1994- Invierno 1997 las tarifas en el área de concesión de METROGAS registraron la siguiente evolución:

EVOLUCION DE TARIFAS DE GAS NATURAL - METROGAS
Invierno 1994 - Invierno 1997
En \$/1000 m3

Usuario	Julio 1994	Julio 1997	Variación %
Residencial	197,45	211,93	7,3
Comercial (General P)	142,83	153,88	7,7
Industrial (ID)	78,46	85,46	8,9

Precio del Gas Incluido en Tarifas Finales	41	45,89	11,9
---	----	-------	------

Fuente: ENARGAS

Como puede observarse, el aumento del precio del gas natural para METROGAS en el nodo de cabecera de transporte se ubicó por encima de los incrementos de las tarifas finales. Durante el período Invierno de 1994 e Invierno de 1997 la variación del precio del gas comprado explica el 34, 44, y el 70% de la variación total de la tarifa residencial, comercial e industrial, respectivamente.

Debe mencionarse que el aumento de las tarifas resulta ser inferior tanto al IPC (7,8%) como al IPM (12,4%).

En estos últimos años la industria del gas natural se ha desenvuelto en un contexto de mayor competencia, en particular en el segmento de las grandes demandas. Durante el período 1993-1996 se han incorporado un número creciente de grandes usuarios en condición de by pass físico y comercial.

VOLUMENES DE TRANSACCIONES Y CANTIDAD DE USUARIOS BAJO MODALIDAD DE CONTRATACION DE BY PASS

	MM M3/D			
	1993	1994	1995	1996
By Pass Físicos				
Volumen	0,9	1,5	1,4	1,9
Cantidad de Usuarios	2	3	7	9
By Pass Comerciales				
Volumen	0,9	3,8	8,3	14,9
Cantidad de Usuarios	2	11	32	51

Fuente: ENARGAS

3.5. Inversiones

Durante el período tarifario 1993-1997, las empresas licenciatarias realizaron inversiones mayores a las comprometidas en los contratos de concesión.

INVERSIONES COMPROMETIDAS Y REALIZADAS DE LAS EMPRESAS LICENCIATARIAS 1993-1997

Licenciataria	Inversiones Comprometidas* MM de dólares	Inversiones Realizadas** MM de dólares
METROGAS	98,8	275,2
Gas Natural BAN	90,8	234,9
Litoral Gas	12,1	56,6
GasNor	9,4	19,1
Centro	7,9	31,1
Cuyo	17,8	55,1
Gas Pampeana	37,2	118,4
Gas del Sur	11,4	48,8
TGN	40	436,5
TGS	153	454,3
Total	478,4	1.730

* Inversiones Obligatorias, Categoría 1.

** Las Inversiones realizadas hasta el año 1995 corresponden a las cifras auditadas por el ENARGAS. Las realizadas en 1996 corresponden a los Estados Contables de la licenciataria pero están pendientes de auditar por el ENARGAS. En tanto que las cifras del año 1997 corresponden a los planes de inversión previstos por las licenciataria.

Como se puede observar, desde la privatización las empresas licenciataria invirtieron más del doble de las inversiones obligatorias.

ANEXO D - LA PROSPECTIVA EN EL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO

1. Introducción

En el pasado, el sector eléctrico argentino obedecía a una organización vertical. Existían fondos de afectación específica para la expansión del sector, resultando de ello un proceso centralizado de decisiones de inversión.

El sistema de planificación que se utilizaba consistía en elaborar alternativas de abastecimiento y, una vez determinado un plan o solución de mínimo costo, se encaraba la ejecución de las obras a través de las empresas nacionales o de organismos creados especialmente para su realización.

La transformación del sector introdujo, básicamente, una reasignación de roles entre el estado y las empresas. El Estado se retira de la actividad productiva, asumiendo el rol de regulador y de fijador de políticas, en tanto el sector privado toma la responsabilidad de realizar las inversiones en el sector. Este proceso condujo a un esquema de planeamiento descentralizado, combinado con soluciones de mercado y regulación. El riesgo inherente a las decisiones se ha diversificado, por la presencia de muchos actores.

En un mercado, la transparencia de las operaciones y el adecuado flujo de la información son requisitos fundamentales para asegurar la competencia y la libertad de opción por parte de los consumidores. La gestión del riesgo se ha incorporado a los procesos de toma de decisión de los actores del mercado. En este sentido, la información es un elemento que contribuye a reducir la incertidumbre en los procesos de toma de decisión. La incertidumbre es una consecuencia natural de la falta de conocimiento o de previsibilidad sobre situaciones futuras que pueden presentarse y afectar los resultados esperados de las decisiones actuales.

Precisamente, la prospectiva es vista como una actividad proveedora de información. Todos los actores presentes en el mercado energético (el Estado, las empresas y los usuarios) tienen la necesidad, en mayor o menor medida, de realizar prospectiva.

2. La prospectiva del Estado

El objetivo de la prospectiva que realiza la Secretaría de Energía es sondear el futuro con el propósito de identificar riesgos potenciales, que pudieran presentarse en el funcionamiento del sector energético, que justifiquen la aplicación de políticas preventivas. A diferencia del planeamiento, el Estado no decide inversiones, las que quedan bajo la responsabilidad del sector privado.

3. El planeamiento de las empresas

Las empresas utilizan las herramientas que el planeamiento estratégico les ofrece para la optimización de sus negocios y la búsqueda de oportunidades de nuevos negocios.

4. Esquema actual de la prospectiva en el sector eléctrico

La normativa vigente permite identificar cuatro tipos de actores que realizan tareas de prospectiva en el sector eléctrico con objetivos y alcances distintos pero complementarias entre sí. Ellos son, presentados según un orden de mayor a menor nivel de abstracción del planeamiento: La Secretaría de Energía, el Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA) y los transportistas y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

El Art. 38 de la Ley 24.065 (Ley del Marco Regulatorio Eléctrico) establece que la Secretaría de Energía debe elaborar y publicitar entre los interesados planes orientativos de mediano y largo plazo sobre las condiciones de oferta y demanda del sistema que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas de despacho.

El Anexo 20 de [Los Procedimientos](#), establece los lineamientos generales para la elaboración de la Guía de Referencia del Sistema de Transporte, por parte de los transportistas y distribuidores prestadores de la función técnica de transporte (PFTT). El horizonte de los estudios es de ocho (8) años. En dicho Anexo se especifica que los Estudios del Sistema de Transporte deberán tener en cuenta y ser complementarios de la Prospectiva de Mediano y Largo Plazo de la Secretaría de Energía, la Programación Estacional de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, preparado por CAMMESA, con un horizonte de tres (3) años, y de cualquier otro tipo de información provista por CAMMESA como, por ejemplo, las Simulaciones de Operación de Mediano y Largo Plazo, con un horizonte de ocho (8) años, aún no reglamentada. El esquema del Anexo 20 plantea como ejes centrales de análisis la calidad de servicio del sistema de transporte y la definición de las necesidades de las futuras ampliaciones.

Por otro lado, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), creado por la Ley Nº 15.336, modificada por la Ley Nº 24.065, administra el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), constituido también en virtud de las leyes citadas. El FEDEI se aplica a aportes y préstamos a las provincias para renovación y ampliación de plantas y ejecución de redes. Las obras a financiar con el FEDEI deben ser aprobadas con intervención del CFEE.

La prospectiva del sector eléctrico responde, entonces, a la siguiente secuencia:

- Prospectiva de la Secretaría de Energía
- Simulaciones de CAMMESA
- Guía de Referencia del Transporte en Extra Alta Tensión (TRANSENER)
- Guía de Referencia del Transporte por Distribución Troncal (DISTROS)
- Guía de Referencia del Transporte de empresas distribuidoras que sean Prestadores Adicionales de la Función Técnica del Transporte (PAFTT) de energía eléctrica.
- Definición de obras a realizar en las redes provinciales con aportes del FEDEI (CFEE).

5. La necesidad de una visión integrada del sector energético

La complejidad creciente que está adquiriendo el sector energético impone la necesidad de adoptar un enfoque sistémico en la actividad de la prospectiva energética, que contemple todos los subsectores: electricidad, gas natural, petróleo, nuclear, renovables, y todas las dimensiones: física, económica (precios), ambiental, regulatoria, institucional, etc. En esta dirección se encuentra trabajando la Secretaría de Energía de manera de obtener una aproximación integrada del sector energético, sobre la base del reconocimiento de la importancia del accionar de los mercados y de una activa presencia del Estado en las funciones específicas que le confiere la Ley, y su participación en aquellas áreas que, como en el caso del abastecimiento eléctrico de poblaciones rurales dispersas, requieren la implementación de programas específicos.

Este enfoque permite analizar adecuadamente los fenómenos y anticipar los riesgos que puedan llegar a presentarse en la actividad que justifiquen la aplicación de ajustes regulatorios o de nuevas políticas.

ANEXO E - EL CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

1. Introducción

En nuestro país, se ha dado un profundo cambio en el papel del Estado con un fuerte estímulo a la inversión privada y un creciente rol regulador en el sector económico adecuándose así a las exigencias que le impone el sistema económico actual. El objetivo principal continúa siendo la maximización del bienestar de la población lo que necesariamente lleva a la búsqueda de una mejor eficiencia asignativa de los recursos de la economía.

En lo que hace al sector eléctrico en particular, para lograr este objetivo el Estado Nacional ha adoptado una nueva política sectorial que tiene su origen en la Ley 24.065 que constituye el Marco Regulatorio Eléctrico.

En este nuevo escenario, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), creado en el año 1961 por Ley Nº 15.336 y Decreto Reglamentario Nº 2073 del mismo año, ha adquirido un papel relevante debido a su doble responsabilidad:

- de administrador de fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico,
- de asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. Debe también, aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica.

Para cumplir esta doble función de administrador y asesor en temas relacionados con la política nacional del sector eléctrico y por su carácter de organismo federal, se ha constituido por el Sr. Secretario de Energía ó el Sr. Subsecretario, en su reemplazo, que los preside, un representante de la Secretaría de Energía que es, además, Presidente de su Comité Ejecutivo, y dos Representantes (un titular y un suplente) por cada una de las Provincias Argentinas. Estos últimos son propuestos por los Poderes Ejecutivos Provinciales y designados por el Secretario de Energía de la Nación.

De esta manera se ha logrado unir en un foro, las realidades de las diferentes jurisdicciones provinciales, situación que permite una amplitud de conocimientos que califican a este organismo para asesorar en lo relativo al desarrollo de políticas energéticas y regulatorias en este nuevo marco institucional.

2. Origen de los fondos que administra el CFEE

En Agosto de 1991 se sanciona la Ley N° 23.966 en donde se aprueba el impuesto a los combustibles líquidos (Artículo N° 7), del cual un porcentaje se destina al Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI) (Artículo N° 19) y establece el carácter de administrador del CFEE de esos recursos.

En 1992 la sanción de la Ley N° 24.065 y su Decreto Reglamentario N° 1.398, crea el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (Artículo N° 70) cuyo destino es doble. A saber, el 60% alimenta al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT) creado por esta Ley, en tanto el 40% restante contribuye al Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica está facultado para reglamentar la aplicación de esos fondos y los criterios de administración. Asimismo es función del CFEE establecer los índices repartidores para distribuir los recursos entre las provincias beneficiarias.

En el caso específico del FEDEI rige actualmente el siguiente criterio de asignación de recursos - Resolución C.E. N° 314/97-:

Para obras en provincias - sin reembolso -	87 %
Para Préstamos a Cooperativas, Municipios y Consorcios de Usuarios	12 %
Para Gastos Operativos del CFEE (Ley 23.966)	1 %

El volumen de recursos administrados por el CFEE, en el año 1997 es de \$123.000.000 para el FEDEI y \$90.000.000 para el FCT.

3. Importancia de los fondos administrados por el CFEE

El desarrollo de los sistemas eléctricos de jurisdicción provincial presenta disparidades en el nivel de calidad del servicio, en los costos asociados a su prestación y en el grado de electrificación alcanzado.

Las estructuras físicas y comerciales de los mercados eléctricos provinciales con diferentes grados de dispersión y utilización de sus redes, la necesidad de prestar servicios en áreas con generación aislada o las dispares situaciones de vinculación con el Mercado Eléctrico Mayorista determinan la importancia de contar con un sistema de subsidios que permita nivelar las distintas realidades regionales.

Sin este sistema de subsidios, las provincias argentinas deberían enfrentarse a la disyuntiva de incrementar sus tarifas, reducir su calidad de servicio o mantener vastos sectores de la población sin los beneficios de la electrificación.

Los recursos recaudados por los Fondos Específicos son transferidos a las jurisdicciones provinciales para ser aplicados en el sector eléctrico, mediante la realización de obras (previamente aprobadas por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica) y la compensación tarifaria.

El **Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior** tiene como finalidad la realización de obras para generación, subtransmisión y distribución urbana y rural de energía eléctrica. Estas obras responden a las políticas provinciales de desarrollo energético, contemplando así las necesidades particulares de cada jurisdicción.

Los recursos transferidos a provincias han sido predominantemente aplicados a programas de electrificación rural, y en menor escala a obras de distribución urbana, subtransmisión y generación aislada. En los últimos años algunas jurisdicciones están aplicando los recursos del FEDEI en obras de acceso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en 500 kV.

La parte de los recursos FEDEI destinada a préstamos se ha canalizado casi exclusivamente al sector cooperativo con destino a obras de electrificación rural y en menor escala de distribución urbana. Los préstamos se realizan en módulos máximos de inversión de \$330.000 por proyecto, a una tasa del 4% anual y un periodo de repago de 10 años. Se otorgan préstamos por una cartera de 14 millones de pesos anuales.

En tanto el **Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales** se destina a compensar diferencias en los mercados eléctricos provinciales, en particular:

Los costos de abastecimiento, que contempla las diferencias producidas por el precio de la energía a distribuidores y los costos de

aquellas zonas no vinculadas al sistema, como consecuencia de los mayores gastos en generación aislada.

La Dispersión del Mercado Eléctrico, que contempla las situaciones de desequilibrio que provocan en las distintas jurisdicciones la atención de vastas extensiones territoriales con baja densidad de Usuarios Finales.

Zonas Territoriales Marginales, donde se contemplan las zonas de menor desarrollo relativo, con incidencia negativa de factores exógenos, ubicados en zonas fronterizas, abastecidas por generación aislada y desventajas en las condiciones de competencia regional con los países vecinos. Con baja densidad de población, baja relación de consumo por número de Usuarios y alta incidencia del transporte de combustibles líquidos.

4. Base de Datos de proyectos con asignación FEDEI

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica mantiene actualizada una base de datos que contiene información referente a los proyectos que actualmente se están ejecutando en las provincias y que cuentan con asignación específica de fondos del FEDEI. Dicha información se encuentra disponible en planilla de cálculo en el sitio WEB de la Secretaría de Energía en:

<http://www.mecon.ar/energia/>

FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES TRANSFERENCIAS ANUALES POR PROVINCIA

PERIODO: 1993 - 1997

Provincias	1992	Importes Resultantes de Ejercicios Realizados				Presupuestado	TOTALES
		1993	1994	1995	1996	1997	
Buenos Aires	-	2.517.459	3.789.392	2.572.182	2.459.187	2.684.633	14.022.853
Catamarca	-	3.736.787	4.227.805	3.991.145	4.498.114	4.910.479	21.364.330
Córdoba	-	2.385.984	2.587.594	3.834.189	6.754.695	7.373.933	22.936.395
Corrientes	-	5.152.203	5.415.634	3.251.273	3.082.617	3.365.216	20.266.942
Chaco	-	6.080.315	5.280.886	3.536.317	3.680.466	4.017.874	22.595.857
Chubut	-	3.301.058	3.665.014	3.501.255	3.416.605	3.729.823	17.613.755
Entre Ríos	-	3.756.530	4.243.085	3.948.903	4.066.580	4.439.384	20.454.482
Formosa	-	-	-	3.219.241	3.850.371	4.203.355	11.272.967
Jujuy	-	2.814.352	3.171.178	3.392.653	3.293.820	3.595.781	16.267.784
La Pampa	-	3.277.757	3.590.823	3.709.818	3.753.750	4.097.876	18.430.023
La Rioja	-	3.745.063	4.218.074	4.507.888	4.641.373	5.066.872	22.179.269
Mendoza	-	2.702.805	3.458.717	4.621.038	2.993.842	3.268.303	17.044.705
Misiones	-	4.274.132	4.717.891	4.478.677	4.365.737	4.765.967	22.602.404
Neuquén	-	3.060.126	3.380.392	3.291.186	3.242.429	3.539.680	16.513.813
Río Negro	-	2.801.558	3.071.154	3.204.397	3.455.806	3.772.618	16.305.534
Salta	-	2.719.679	2.975.278	3.014.527	3.185.106	3.477.102	15.371.693
San Juan	-	2.952.471	3.439.292	3.896.845	3.658.262	3.993.635	17.940.505
San Luis	-	4.826.590	4.971.005	4.190.188	3.840.343	4.192.407	22.020.532
Santa Cruz	-	3.063.952	3.395.537	3.342.977	3.314.457	3.618.310	16.735.233
Santa Fe	-	2.940.718	2.401.965	2.241.515	2.209.119	2.411.640	12.204.958

Santiago del Estero	-	-	-	2.918.092	3.057.682	3.337.996	9.313.770
Tierra del Fuego	-	2.179.427	2.372.763	2.312.963	2.278.128	2.486.976	11.630.258
Tucumán	-	2.083.034	4.531.594	6.098.234	3.343.612	3.650.138	19.706.612
TOTALES	-	70.372.000	78.905.071	83.075.503	82.442.100	90.000.000	404.794.675
ACUMULADO	-	70.372.000	149.277.071	232.352.575	314.794.675	404.794.675	

Fondos de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)
Cupos Definitivos y Proyecciones
Período considerado: de 1992 a 1997 inclusive

Provincias	Importes Resultantes de Cupos Definitivos					Cupo Provisorio
	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Buenos Aires	2.304.299	3.292.556	3.209.728	2.430.416	4.048.398	3.731.489
Catamarca	3.431.058	4.888.658	4.879.866	3.663.966	6.103.477	5.623.897
Córdoba	2.304.299	3.292.556	3.209.728	3.158.476	3.320.338	3.731.489
Corrientes	2.881.017	4.156.187	4.059.220	3.077.405	5.126.275	4.724.045
Chaco	3.055.132	4.411.389	4.310.244	4.246.551	4.466.825	5.017.345
Chubut	3.191.028	4.623.048	4.518.437	4.452.180	4.683.927	5.260.601
Entre Ríos	2.630.220	3.802.810	3.711.628	3.654.137	3.843.771	4.317.916
Formosa	3.529.510	5.090.470	4.978.208	4.907.604	5.162.051	5.797.802
Jujuy	2.853.533	4.116.660	4.020.340	3.959.794	4.164.943	4.678.618
La Pampa	2.564.785	3.659.585	3.570.748	3.515.902	3.695.952	4.153.310
La Rioja	3.340.788	4.807.054	4.699.431	4.632.030	4.871.579	5.472.076
Mendoza	2.591.025	3.741.447	3.651.270	3.594.528	3.780.823	4.247.392
Misiones	3.348.013	4.826.091	4.718.157	4.650.353	4.891.278	5.493.955
Neuquén	2.963.475	4.290.787	4.191.617	4.128.897	4.343.611	4.878.740
Río Negro	2.769.047	4.040.647	3.845.405	3.836.776	4.035.292	4.533.223
Salta	2.822.041	4.081.039	3.985.302	3.924.892	4.128.702	4.637.679
San Juan	2.618.294	3.784.138	3.693.262	3.635.998	3.824.617	4.296.456
San Luis (*)	2.599.118	2.655.535	-	5.535.373	5.154.289	4.208.907
Santa Cruz	3.598.630	5.198.683	5.084.649	5.012.721	5.273.059	5.922.168
Santa Fe	2.304.299	3.292.556	3.209.728	3.158.476	3.320.338	3.731.489
Santiago del Estero	3.072.359	4.374.765	4.274.220	4.212.370	4.427.861	4.975.254
Tierra del Fuego	2.656.036	3.835.182	3.743.471	3.685.759	3.876.803	4.355.121
Tucumán	2.366.385	3.380.036	3.295.776	3.243.668	3.409.864	3.832.029

TOTALES	65.794.387,93	93.641.877	88.860.431	90.318.273	99.954.074	107.621.000
ACUMULADO	65.794.387,93	159.436.265	248.296.697	338.614.970	438.569.043	546.190.043

Fondos de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)

Cupos Definitivos y Proyecciones

Período considerado: de 1998 a 2005 inclusive

Provincias	Proyección Estimada							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Buenos Aires	3.896.039	4.065.207	4.242.796	4.429.259	4.625.076	4.830.753	5.046.825	5.273.856
Catamarca	5.871.897	6.126.858	6.394.510	6.675.538	6.970.663	7.280.648	7.606.299	7.948.468
Córdoba	3.896.039	4.065.207	4.242.796	4.429.259	4.625.076	4.830.753	5.046.825	5.273.856
Corrientes	4.932.365	5.146.530	5.371.357	5.607.419	5.855.322	6.115.708	6.389.253	6.676.673
Chaco	5.238.598	5.466.060	5.704.846	5.955.564	6.218.859	6.495.411	6.785.939	7.091.205
Chubut	5.492.581	5.731.071	5.981.434	6.244.307	6.520.367	6.810.327	7.114.942	7.435.007
Entre Ríos	4.508.326	4.704.080	4.909.578	5.125.345	5.351.936	5.589.936	5.839.965	6.102.675
Formosa	6.053.471	6.316.316	6.592.245	6.881.962	7.186.213	7.505.783	7.841.504	8.194.254
Jujuy	4.884.935	5.097.041	5.319.706	5.553.497	5.799.017	6.056.899	6.327.813	6.612.470
La Pampa	4.336.461	4.524.752	4.722.416	4.929.958	5.147.911	5.376.838	5.617.335	5.870.031
La Rioja	5.713.381	5.961.459	6.221.886	6.495.327	6.782.485	7.084.102	7.400.961	7.733.893
Mendoza	4.434.692	4.627.248	4.829.390	5.041.633	5.264.524	5.498.636	5.744.581	6.003.001
Misiones	5.736.226	5.985.295	6.246.764	6.521.298	6.809.604	7.112.426	7.430.553	7.764.816
Neuquén	5.093.881	5.315.059	5.547.248	5.791.040	6.047.061	6.315.974	6.598.477	6.895.309
Río Negro	4.733.127	4.938.642	5.154.387	5.380.913	5.618.803	5.868.670	6.131.166	6.406.976
Salta	4.842.190	5.052.440	5.273.157	5.504.903	5.748.274	6.003.899	6.272.443	6.554.609
San Juan	4.485.920	4.680.701	4.885.178	5.099.873	5.325.337	5.562.155	5.810.940	6.072.346
San Luis (*)	4.394.509	4.585.321	4.785.631	4.995.952	5.216.822	5.448.814	5.692.530	5.948.608
Santa Cruz	6.183.322	6.451.805	6.733.653	7.029.585	7.340.362	7.666.787	8.009.710	8.370.026
Santa Fe	3.896.039	4.065.207	4.242.796	4.429.259	4.625.076	4.830.753	5.046.825	5.273.856
Santiago del Estero	5.194.651	5.420.206	5.656.988	5.905.603	6.166.689	6.440.921	6.729.012	7.031.717
Tierra del Fuego	4.547.171	4.744.611	4.951.880	5.169.507	5.398.050	5.638.101	5.890.284	6.155.258
Tucumán	4.001.012	4.174.738	4.357.112	4.548.599	4.749.692	4.960.911	5.182.804	5.415.952
TOTALES	112.366.832	117.245.855	122.367.752	127.745.602	133.393.220	139.325.205	145.556.985	152.104.862
ACUMULADO	658.556.875	775.802.730	898.170.483	1.025.916.085	1.159.309.305	1.298.634.510	1.444.191.494	1.596.296.357

ANEXO F - LAS ESTADISTICAS DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO

1. Introducción

La Ley N° 24065 instauró un nuevo esquema de funcionamiento del Sector Eléctrico de la República Argentina. En su Artículo 38 establece que la Secretaría de Energía debe preparar y publicitar entre los interesados planes orientativos sobre las condiciones de oferta y demanda del SADI, que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas del despacho.

Además, los Decretos N° 756/97 y N° 1450/96 del Poder Ejecutivo Nacional, que definen los objetivos y las acciones a desarrollar por la Secretaría de Energía y por la Subsecretaría de Energía en el nuevo marco institucional, establecen el rol del Estado en el seguimiento del mercado eléctrico y en la determinación de los posibles escenarios de desarrollo del sector, desde una perspectiva abarcativa de la problemática energética.

La elaboración de los escenarios requiere la disponibilidad de información sobre las condiciones actuales de las variables que intervienen en ellos.

Por otra parte, la información referida a la demanda y oferta del mercado eléctrico debe ser colectada y procesada con homogeneidad, de manera de asegurar su transparencia, a fin de que los diversos actores cuenten con datos que les permitan analizar su futura conducta y la toma de decisiones más adecuada.

Asimismo, el proceso de integración económica regional en el que se encuentra la República Argentina, al introducir nuevas variables en los escenarios de prospectiva que la amplían más allá de las fronteras nacionales, impulsa la necesidad de profundizar y mejorar el nivel de información y los métodos de tratamiento de los datos disponibles, para responder en tiempo y forma a las expectativas de los usuarios de la información.

En el sector de Energía Eléctrica, la obtención de información se basa en el cumplimiento de la Ley de Estadísticas N° 17622, que en su Art. 4° establece que el Sistema Estadístico Nacional, estará integrado, entre otros entes, por los Servicios Estadísticos de los Ministerios y Secretarías de Estado.

El Decreto N° 1831/93 denominado de Reconstrucción del Sistema Estadístico Nacional, replantea las responsabilidades que competen a los organismos nacionales en el mantenimiento de las bases de datos sectoriales.

2. Fuentes de información del sector eléctrico

Generación de energía eléctrica y combustibles utilizados

La información proviene de las propias generadoras de energía eléctrica y de distribuidoras y cooperativas de servicios de energía eléctrica con centrales de generación, las que envían sus datos de:

- Generación bruta mensual
- Generación neta mensual
- Consumo de combustibles mensual (tipo y cantidades).

En los últimos años se ha incorporado la información correspondiente a las centrales de generación eólica, y se proyecta incorporar como dato anual, la generación correspondiente a toda otra fuente de energía alternativa: microcentrales hidráulicas, generación solar, etc., de forma de completar el cuadro de población electrificada desde el servicio público con diversas fuentes, aún cuando su aporte resulte marginal en los valores de la generación total.

Esta información conforma los cuadros de la serie histórica de Generación de Energía Eléctrica por jurisdicción de todo el país, en los que se agrega la importación y exportación de energía eléctrica, el bombeo, y el saldo de Autogeneradores del MEM y MEMSP, de forma de presentar la Oferta de Generación anual.

Potencia Instalada en generación

La información proviene de los agentes mencionados en el punto anterior. Se actualiza en forma anual.

Autoprodutores: Potencia Instalada, Generación y Consumo de Combustibles

La información es mensual y tiene ajuste anual, para los autoprodutores del país, y proviene de los propios agentes.

Distribución de Energía Eléctrica

Información anual: comprende la Facturación a usuario final (consumo) en valores físicos y monetarios por sector de consumo y por jurisdicción provincial (dentro de la provincia por departamento o partido), y la cantidad de usuarios.

Proviene de los Formularios de Servicio Público que contestan las distribuidoras de energía eléctrica (que a octubre de 1997 comprenden

31, incluida la cooperativa de Caucete, admitida como tal en el Mercado Eléctrico Mayorista), y 596 Cooperativas de servicio público. La información correspondiente a las 205 cooperativas de la provincia de Buenos Aires es remitida por el Ente Regulador Provincial de la Energía de la Provincia de Buenos Aires (EPRE).

Los formularios también incluyen información adicional como el balance eléctrico de la distribuidora, la cantidad de empleados, etc.

Dicha información se carga en Base de Datos, que permite efectuar consultas y realizar cambios en forma dinámica. Con el objeto de agilizar el procedimiento y reducir el plazo necesario para disponer la información, en el año 1996 se comenzó a enviar la solicitud anual de información en diskette, a las distribuidoras y a las cooperativas más grandes.

Información mensual: Los valores totales de Facturado a usuario final (consumo) en MWh y en pesos, con y sin impuestos, se reciben de cada distribuidora (Formulario N° 1 de la Dirección Nacional de Prospectiva-Estadísticas), y se incorporan a una Base de Datos Mensual. Este procedimiento permite tener, en el cierre del año calendario, una primera estimación del comportamiento del consumo de usuarios finales de todo el país.

Por medio del Formulario N° 2 (de la Dirección Nacional de Prospectiva-Estadísticas), se reciben los datos mensuales de consumo que permiten una caracterización del mercado de Grandes Usuarios (de 50 kW o más) para las diferentes áreas de concesión de las provincias, clasificados por código CIIU.

Esta información proviene de las distribuidoras, en lo que refiere a su propio mercado, y de las Transacciones Económicas de CAMMESA, en lo que se refiere a Datos de Consumos de Grandes Usuarios de los Mercados Eléctrico Mayorista y Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico.

3. Obtención de la información

La obtención de la información requiere un seguimiento permanente. Aún así, algunos tiempos de respuesta no son satisfactorios todavía.

En los últimos años se han producido inconvenientes y demoras, en general por los cambios introducidos tanto a nivel técnico, informático y de personal en las diversas empresas.

Ha significado un gran esfuerzo reconstituir las cadenas de información, y concientizar a los agentes del mercado sobre la necesidad de mantener los datos estadísticos, imprescindibles a nivel del propio país, y para satisfacer las estadísticas de diversos organismos internacionales ante los cuales se deben presentar datos validados y confiables.

4. Elaboración de Informes

Con la información recibida se elaboran los Informes Estadísticos Anuales del Sector Eléctrico, los Informes Quinquenales, los Informes de Evolución de Demanda de Grandes Usuarios por código CIU, y además se provee información para la confección de los Balances Energéticos anuales, la Prospectiva del Sector Eléctrico, Informes sobre centrales de generación (fichas técnicas), y otros documentos sobre temas especiales del sector, tales como tarifas eléctricas del país, Boletines de tarifas eléctricas del MERCOSUR, demandas regionales, etc.

5. La Secretaría de Energía en INTERNET

En un proyecto con un amplio grado de avance, la Secretaría de Energía ha incorporado una página en INTERNET, como un paso más en la tarea de transparentar y ofrecer al público toda la información producida.

La dirección es: <http://www.mecon.ar/energia/>

El Menú Principal permite acceder a información de las Subsecretarías de Energía y de Combustibles y a los Balances Energéticos, previéndose el agregado de mayor cantidad de información en sucesivas etapas.

Se ingresa en el Menú Principal de Energía. Los títulos se refieren a:

- Novedades
 - Informe Institucional
 - Marco Legal (vínculo con el sistema de Información Legislativa *Infoleg* del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos)
 - Ley N° 24065 Transformación del Sector
 - Oportunidades de Negocios
 - Compromisos Internacionales
 - Actividades Hemisféricas
 - Acuerdos Bilaterales
 - Dependencias Gubernamentales y Organismos del Sector.
 - Estructura de la Subsecretaría de Energía
- ENRE
- Entes Reguladores Provinciales
- CAMMESA (vínculo con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico)
- Sector Eléctrico
 - Generación
- Transporte
- Distribución
- Gestión Ambiental
- Uso Racional de la Energía
- Mercado Eléctrico Disperso

- Boletines Estadísticos
- Informes del Sector
- Otros sitios del sector en el mundo

En el título Distribución uno de los temas incorporados es un *Calculador Tarifario*, que permite calcular para las distintas distribuidoras del país las tarifas de usuarios residenciales (Tarifa Residencial), comerciales e industriales de bajos consumos, ingresando para la consulta el consumo mensual.

Se ha planteado la incorporación de los algoritmos y la base de datos que permita efectuar esos cálculos para las tarifas de Medianas Demandas y de Grandes Demandas, ingresando para la consulta, datos de potencia contratada y energía por bloques horarios según corresponda.

Esta difusión permite asimismo el conocimiento de los cuadros tarifarios de cada distribuidora, incorporados como información pública, y en lo sucesivo se irán agregando los de las cooperativas agentes del MEM, así como los de aquellas que son representativas en los diferentes mercados provinciales.

En cuanto a la información del ENRE (Ente Regulador de la Energía Eléctrica), provendrá en el futuro de un vínculo con ese Organismo, de igual forma que con los Entes Reguladores Provinciales, en la medida en que cada uno de ellos tenga su punto de acceso propio.

Esta misma posibilidad se plantea para otros agentes del sector en la medida en que se incorporen a la red de información, en la que la web de la Secretaría de Energía será un punto de concentración.

ANEXO G - INCORPORACION DE EQUIPAMIENTO - FICHAS TECNICAS

I - CENTRALES HIDRAULICAS BINACIONALES

1. - YACYRETA

Ubicación: Río Paraná, Corrientes. Frontera con PARAGUAY
Entrada al SADI: ET EZEIZA, 500 kV

Turbinas hidráulicas: *Tipo:* Kaplan
Potencia nominal unitaria: 155 MW (a cota 83)
Cantidad de grupos previstos: 20
E.M.A. (a cota máxima) 19.000 GWh/año

Fecha de entrada en servicio comercial de los grupos incorporados:

1º 23/09/94	6º 27/08/95	11º 01/08/96	16º 08/08/97
2º 12/11/94	7º 07/11/95	12º 23/10/96	17º 15/10/97
3º 23/01/95	8º 18/01/96	13º 19/12/96	
4º 05/04/95	9º 11/04/96	14º 25/02/97	
5º 16/06/95	10º 14/05/96	15º 03/06/97	

Fecha prevista de ingreso de los grupos faltantes: DIC 1997, MAR, ABR 1998.

Estas incorporaciones se realizan a una potencia limitada (entre 80 y 90 MW por unidad) debido a que la cota actual de embalse es 76 m.s.n.m.

Propietario: E.B.Y. (Entidad Binacional Yacyretá) ARGENTINA-PARAGUAY

Fecha estimada de incremento de cota
2002: Incremento a cota 83

2. - CORPUS CHRISTI - Alternativa Itacurubí

Ubicación: Río Paraná, Misiones. Frontera con PARAGUAY

<i>Turbinas hidráulicas:</i>	<i>Tipo:</i>	Kaplan/Bulbo
	<i>Potencia nominal unitaria:</i>	144 /60 MW
	<i>Cantidad de grupos previstos:</i>	20/48
	<i>E.M.A.</i>	19.000 GWh/año

<i>Presas</i>	<i>Tipo:</i>	Enrocado
	<i>Altura Máxima:</i>	40 m
	<i>Longitud presa principal:</i>	2 km

Fecha de ingreso estimada: 2006/2010

3. - APROVECHAMIENTO INTEGRAL RIO BERMEJO - Proyecto

Este proyecto consiste en la construcción tres embalses y obras de generación hidroeléctrica: Las Pavas y Arrazayal, ubicadas sobre el curso binacional del río Bermejo, y Cambarí, en territorio boliviano, sobre el río Tarija. Los usos prioritarios serán el riego y la generación de energía eléctrica.

LAS PAVAS

Ubicación: Río Bermejo Superior, Salta. Frontera con BOLIVIA

<i>Turbinas hidráulicas:</i>	<i>Tipo:</i>	Francis
	<i>Potencia nominal unitaria:</i>	44 MW
	<i>Cantidad de grupos previstos:</i>	2
	<i>E.M.A.</i>	370 GWh/año

<i>Presa</i>	<i>Tipo:</i>	Hormigón RCC-gravedad
	<i>Altura Máxima:</i>	103 m

ARRAZAYAL

Ubicación: Río Bermejo Superior, Salta. Frontera con BOLIVIA

<i>Turbinas hidráulicas:</i>	<i>Tipo:</i>	Francis
	<i>Potencia nominal unitaria:</i>	46.5 MW
	<i>Cantidad de grupos previstos:</i>	2
	<i>E.M.A.</i>	430 GWh/año

<i>Presa</i>	<i>Tipo:</i>	Hormigón RCC-gravedad
	<i>Altura Máxima:</i>	100 m

CAMBARI

Ubicación: Río Tarija, Dpto. Tarija, BOLIVIA

<i>Turbinas hidráulicas:</i>	<i>Tipo:</i>	Francis
	<i>Potencia nominal unitaria:</i>	51 MW
	<i>Cantidad de grupos previstos:</i>	2
	<i>E.M.A.</i>	530 GWh/año

<i>Presa</i>	<i>Tipo:</i>	Hormigón-gravedad
	<i>Altura Máxima:</i>	118.5 m

Fecha de ingreso estimada de los tres emplazamientos: 2004

II - INGRESOS APROBADOS POR LA SECRETARIA DE ENERGIA

1. - GENELBA (Generador)

Ubicación: Marcos Paz, BUENOS AIRES
Entrada al SADI: ET EZEIZA, 500 kV

Ciclo Combinado: **674 MW** (2 TG 220 MW + 1 TV 230)
Marca / Modelo: SIEMENS AG V94.3A
C.E.M. (kcal / kWh): ciclo ab. 2.347 - ciclo comb. 1.524
Combustible: GN

Propietario: PEREZ COMPANC S.A.

Fecha de entrada en servicio comercial: 1º TG abr/97, 2º TG jun/97
Fecha de ingreso estimada TV oct/97

2. - C.T. PLUSPETROL (Generador)

Ubicación: El Bracho, TUCUMAN
Entrada al SADI: ET El Bracho, 132 kV

Ciclo Combinado: **438 MW** (2 TG 144 MW + 1 TV 150).
Marca / Modelo: SIEMENS V94.2
C.E.M. (kcal / kWh): ciclo ab. 2.552
Combustible: GN

Propietario: PLUSPETROL ENERGY S.A.

Fecha de entrada en servicio comercial: 1º TG oct/96, 2º TG jul/97
Fecha de ingreso estimada: TV: oct/98 (completa ciclo)

3. - CMS - ENSENADA (Cogenerador)

Ubicación: Ensenada, BUENOS AIRES

Entrada al SADI: ET Destilería YPF, 132 kV

1 grupo TG **130 MW**

Marca / Modelo:

C.E.M. (kcal / kWh): 1.309

Combustible: GN/GO

Propietario: CMS Ensenada S.A.

Fecha de entrada en servicio comercial: ago/97

4. - C.T. ARGENER (Cogenerador)

Ubicación: Ramallo (Planta SIDERAR), BUENOS AIRES

Entrada al SADI: ET Ramallo, 220 kV

1 grupo TG **180 MW**

Marca / Modelo: G.E. 9EC

C.E.M. (kcal / kWh): 2.483

Combustible: GN

Propietario: HIE-ARGENER SA

Fecha de ingreso estimada: nov/97

5. - Ciclo Comb. San Nicolás - AES PARANA S.A. (Generador)

Ubicación: San Nicolás, BUENOS AIRES
Entrada al SADI: Apert. línea Atucha II - Rosario Oeste de 500 Kv E.T. Ramallo 500

Ciclo Combinado **844.8 MW** (2 TG 262.98 MW + 1 TV 319.3)
Marca / Modelo: MITSUBISHI
C.E.M. (kcal / kWh): 1.507,9
Combustible: GN/GO

Propietario: AES PARANA SA

Fecha de ingreso estimada: 2000

6. - CEBAN (Generador)

Ubicación: Gral. Rodríguez, BUENOS AIRES
Entrada al SADI: ET Rodríguez, 500 kV

Ciclo Combinado **720 MW** (2 TG 240 MW + 2 TV 120)
Marca / Modelo: ABB
C.E.M. (kcal / kWh): 1.563
Combustible: GN

Propietario: Central Buenos Aires Norte S.A.

Fecha de ingreso estimada: 2000

III - INGRESOS APROBADOS POR EL ENRE (Ampliaciones)

1. - C.T. MENDOZA (Generador)

Ubicación: Mendoza
Entrada al SADI: E.T. Luján de Cuyo

Ciclo Combinado: **285 MW** (1 TG nueva 200 MW + 1 TV 125 MW)
Marca / Modelo: TG SIEMENS / TV SKODA
C.E.M. (kcal / kWh): ciclo ab. 2.500 - ciclo comb. 1.648
Combustible: GN

Propietario: C.T. MENDOZA S.A.

Fecha de ingreso estimada: jul 1998

2. - C.T. PUERTO (Generador)

Ubicación: Capital Federal

Ciclo Combinado: **797.7 MW** (2 TG 257.5 MW + 1 TV 282.7 MW)
Marca / Modelo: G.E.
C.E.M. (kcal / kWh): ciclo ab. 2.409 - ciclo comb. 1.487
Combustible: GN/GO

Propietario: C.T. PUERTO S.A.

Fecha de ingreso estimada: 1999

3. - C.T. COSTANERA (Generador)

Ubicación: Capital Federal

Entrada al SADI: Subest. Costanera. TG en 132 kV, TV en 220 kV

Ciclo Combinado: **851.2 MW** (2TG * 262 MW + 1TV * 327 MW)
Marca / Modelo: MITSUBISHI
C.E.M. (kcal / kWh): 1.537
Combustible: GN/GO

Propietario: C.T. COSTANERA S.A.

Fecha de ingreso estimada: 1999

4. - C.T. DOCK SUD (Generador)

Ubicación: Capital Federal

Ciclo Combinado: **780 MW** (2TG * 248 MW + 1TV * 284 MW)
Marca / Modelo:
C.E.M. (kcal / kWh): 1.530
Combustible: GN/GO

Propietario: C.T. DOCK SUD S.A.

Fecha de ingreso estimada: 1999

IV - CENTRALES EN CONSTRUCCION

1. - C.H. PICHI PICUN LEUFU (Generador)

<i>Ubicación:</i>	Río Limay, Neuquén
<i>Turbinas hidráulicas:</i>	261 MW (3 grupos de 87 MW)
<i>Marca / Modelo:</i>	Kaplan
<i>Energía Media Anual:</i>	1.000 GWh/año
<i>Presa de Tierra:</i>	altura 36.7 m / vol. de materiales 220.000 m3
<i>Embalse:</i>	superficie 18 km2 / volumen 197 hm3
<i>Propietario:</i>	HIDROELECTRICA PICHI PICUN LEUFU S.A.
<i>Fecha de ingreso estimada:</i>	2000

2. - C.N. ATUCHA II (Generador)

<i>Ubicación:</i>	Lima, Pcia. de Buenos Aires (Adjunto a Atucha I)
<i>Entrada al SADI:</i>	Secc. línea Rosario Oeste-Rodríguez, 500 kV
<i>Central Nuclear:</i>	740 MW
<i>Potencia neta:</i>	692 MW
<i>Rendimiento neto:</i>	32 %
<i>Reactor:</i>	De uranio natural, moderado y refrigerado por agua pesada. PHWR
<i>Combustible:</i>	Pastillas de dióxido de uranio natural, sinterizado.
<i>Propietario:</i>	NUCLEOELECTRICA ARGENTINA S.A.
<i>Fecha de ingreso estimada:</i>	2004

GLOSARIO

MEyOSP	Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos
SE	Secretaría de Energía
SSE	Subsecretaría de Energía
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
SEyP	Secretaría de Energía y Puertos
CFEE	Consejo Federal de la Energía Eléctrica
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEMSP	Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico
PBI	Producto Bruto Interno
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
TG	Turbo Gas
TV	Turbo Vapor
CC	Ciclo Combinado
NU	Nuclear
HI	Hidráulico
CH	Central Hidráulica
GU	Gran Usuario
GUMA	Gran Usuario Mayor
GUME	Gran Usuario Menor
URE	Uso Racional de la Energía
UEGD	Uso Eficiente de Energía y Gestión de Demanda
DAG	Desconexión Automática de Generación
PAEPRA	Programa de Abastecimiento a la Población Rural Dispersa
GNC	Gas Natural Comprimido
GEI	Gases de Efecto Invernadero
ET	Estación Transformadora
MT	Media Tensión
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión

O&M	Operación y Mantenimiento
PAFTT	Prestadores Adicionales de la Función Técnica del Transporte
VAD	Valor Agregado de Distribución
AVAD	Aproximación al Valor Agregado de Distribución
Tm	Tarifa Media
DFC	Diferencia Facturado Compra
CDBT	Costo de Desarrollo de Redes Acumulado en BT
CMC	Costo Medio de Compra
CMLP	Costo Marginal de Largo Plazo
FNEE	Fondo Nacional de la Energía
FEDEI	Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior
FCT	Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales