

Indice

- [INTRODUCCION](#)
- [PLANTEO DE ESCENARIOS](#)
- [DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA](#)
- [OFERTA](#)
- [INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LA REGION](#)
- [SIMULACIONES DEL SADI](#)
- [ANALISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LA EXPANSION DE LA OFERTA ELECTRICA](#)
- [ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y USO RACIONAL DE LA ENERGIA](#)
- [MERCADOS DISPERSOS Y ENERGIAS RENOVABLES](#)
- [SECTOR GAS NATURAL Y SU INFLUENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO](#)
- [ANEXO](#)

INTRODUCCION

El presente informe constituye la actualización del documento Prospectiva del Sector Eléctrico, elaborado en diciembre de 1995 en el marco de lo requerido por el artículo 38 de la Ley 24.065.

En él se intenta, desde la evaluación de situaciones extremas, identificar riesgos potenciales en el funcionamiento del sector eléctrico que justifiquen políticas preventivas.

A partir de la simulación del comportamiento global del sistema para el período de análisis 1997-2010, se analizan los siguientes temas:

Demanda:

Se evalúan escenarios de crecimiento sostenido de la demanda hasta el año 2010 que oscilan entre 4 y 7%, con una ligera baja de la participación del GBA (Gran Buenos Aires) en la demanda global.

Respecto de la participación del consumo por sector se consideraron escenarios con incrementos menores de participación del sector residencial y comercial.

Oferta:

Se incorpora todo el equipamiento declarado hasta el año 2000: aproximadamente 4000 MW térmicos, entre 700 y 1700 MW hidráulicos y 740 MW nucleares en el 2002, realizándose evaluaciones, al sólo efecto prospectivo, de alternativas con mayor o menor aporte hidráulico.

En el ejercicio realizado se considera que el ingreso de equipamiento adicional, a partir del 2005, está compuesto exclusivamente por ciclos combinados de óptimo rendimiento. Como conclusión, no se visualizan problemas en el abastecimiento del mercado para los próximos años, sólo una dificultad creciente en el cubrimiento del pico, que demandaría, entre otras, acciones de gestión de demanda.

Se indican proyectos hidráulicos que están en cartera y que podrían ejecutarse en el futuro.

En relación con la calidad de servicio se vislumbran niveles comparables con estándares internacionales. En áreas importadoras como Cuyo y NOA, se observan riesgos de calidad en la medida que la incorporación de equipamiento local no se ajuste a la demanda.

Los precios medios en el MEM que surgen de las evaluaciones serían del orden de los actuales, con ligeras bajas en los primeros años. Parece factible una exportación a Brasil del orden de 2500 MW sin afectación importante de los precios en el mercado local.

Impacto ambiental:

Se analiza la influencia de las incorporaciones del equipamiento térmico considerado concluyéndose que, en principio, no existen razones ambientales que exijan tomar políticas activas de cambio de tecnología (ciclo combinado), y no existirían impedimentos ambientales para el ingreso de generación térmica en las distintas regiones del país.

Uso racional de la energía:

El ejercicio de prospectiva es sustentable en los escenarios extremos, pudiendo ser rentables acciones de URE en industria, comercio, alumbrado público y residencial.

Sistemas dispersos:

Se realiza un análisis de los sistemas dispersos, donde se plantea suministrar servicio eléctrico mínimo a 314.000 usuarios residenciales rurales y a 6.000 servicios públicos que los atienden, estimándose una cobertura del 95 % de la población hacia el año 2000.

Nuevas fuentes de energía:

El análisis de posibilidades de inserción de fuentes alternativas de energía, resulta en una alta expectativa de uso en sistemas dispersos y muy pocas posibilidades en los sistemas interconectados.

Combustibles:

Se analiza la influencia del sector gas en el mercado eléctrico, concluyéndose que los escenarios evaluados y las exportaciones de energía eléctrica planteadas no afectan el mantenimiento de un horizonte medio de reservas.

PLANTEO DE ESCENARIOS

Se plantearon tres hipótesis de oferta y demanda eléctrica (casos A, B y C), tomando como base los proyectos informados de incorporaciones de oferta y tres alternativas de crecimiento de la demanda. Estos casos se combinaron con dos hipótesis de exportación firme a Brasil (3.000 y 2.000 MW), resultando así seis escenarios de evolución del sistema que permiten evaluar extremos de 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 DE 3000 MW
ESCENARIO 2	CASO C, EXPORTACION DE 2000 MW
ESCENARIO 3	CASO B, EXPORTACION DE 2000 MW
ESCENARIO 4	CASO A, SIN EXPORTACION
ESCENARIO 5	CASO C, SIN EXPORTACION
ESCENARIO 6	CASO B, SIN EXPORTACION

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

Caso A: Incremento de demanda 6,7 % a.a., incorporaciones declaradas y ciclos combinados (C.C.) hasta cubrir demanda. Elevación de cota de Yacyretá a 78 en 1999 y a 83 en el 2000. Incorporación acumulada 1997-2010: 14.670 MW

Caso B: Incremento de demanda 5,2 % a.a., incorporaciones declaradas y C.C. hasta cubrir demanda. Elevación de cota de Yacyretá a 78 en 1999 y a 83 en el 2000. Incorporación acumulada 1997-2010: 11.080 MW

Caso C: Incremento de demanda 4 % a.a., incorporaciones declaradas y C.C. hasta cubrir demanda. Mantenimiento de la cota de Yacyretá en 76, supuesto ficticio a los fines de evaluación de riesgos. Incorporación acumulada 1997-2010: 9.360 MW

En los puntos 2 y 3 se detallan los supuestos realizados para determinar los casos considerados de demanda y oferta respectivamente. En el *Cuadro N° 1* se resumen los tres casos planteados: A, B y C, presentándose el detalle para el caso B y las variaciones, respecto a éste, para los dos restantes.

CUADRO N° 1

RESUMEN DE CASOS

CASO B		AÑO	OBSERVACIONES	CASO A	CASO C
ITEM	POTENCIA (MW)				
OFERTA DE GENERACION TERMICA					

GENELBA	440	inicio 1997	TG	IGUAL	IGUAL
	220	inicio 1998	TV	IGUAL	IGUAL
ARGENER	180	fin 1997	cogeneración	IGUAL	IGUAL
C.C. PUERTO	360	med 1998		IGUAL	IGUAL
C.C. COSTANERA	820	fin 1998		IGUAL	IGUAL
C.C. MENDOZA	280	inicio 1998		IGUAL	IGUAL
C.C. PLUSPETROL	70	med 1997	completa 1er. ciclo	IGUAL	IGUAL
	210	med 1998	nuevo ciclo		
CEBAN	720	med 1998		IGUAL	IGUAL
ENSENADA (EDEVA)	130	inicio 1998	cogeneración	IGUAL	IGUAL
C.T. PARANA	340	inicio 1999	Autorizados 685 MW	IGUAL	IGUAL
	340	inicio 2000	Solicitud 18/11/96 785 MW	IGUAL	IGUAL
C.C. DOCK SUD	350	inicio 1999	existe alternativa 700 MW	más 350 MW en 2002	IGUAL
C.C. COMAHUE proyecto	360	med 1999	ingreso supuesto de un C.C. en Comahue junto con la cuarta terna.	IGUAL	IGUAL
C.C. GBA proyecto	720	2005	ingreso supuesto para cubrir incremento demanda 2 x 360 MW	IGUAL	IGUAL
C.C. NOA proyecto	1.080	2010	ingreso supuesto para cubrir incremento demanda 3 x 360 MW	IGUAL	IGUAL
C.C. GBA proyecto	1.800	2010	ingreso supuesto para cubrir incremento demanda 5 x 360 MW	5.040	1.080
NUCLEAR					
ATUCHA II	740	2002	Según Cronograma Oficial	IGUAL	IGUAL
HIDRAULICA					
PICHI PICUN LEUFU	240	1999	Según Cronograma Oficial	IGUAL	IGUAL
YACYRETA	680	med 1998	85 MW c/70 días, cota 76	IGUAL	IGUAL
	300	inicio 1999	incremento a cota 78	IGUAL	NO
	700	inicio 2000	incremento a cota 83	IGUAL	NO
INCORPORACION ANUAL					
	1.115	fin 1997		1.115	1.115
	2.995	fin 1998		2.995	2.995
	1.590	fin 1999		1.590	1.290
	1.040	fin 2000		1.040	340
	740	fin 2002		1.090	740
	720	fin 2005		720	720
	2.880	fin 2010		6.120	2.160
INCORPORACION ACUMULADA					
	1.115	fin 1997		1.115	1.115
	4.110	fin 1998		4.110	4.110
	5.700	fin 1999		5.700	5.400

6.740	fin 2000	6.740	5.740
7.480	fin 2002	7.830	6.480
8.200	fin 2005	8.550	7.200
11.080	fin 2010	14.670	9.360

TRANSPORTE

COMAHUE 4ta. TERNA	1.200	med 1999	confirmada	IGUAL	IGUAL
YACYRETA 3ra. TERNA	1.000	no considerada	sólo necesaria si existe aumento de cota sin exportación	IGUAL	IGUAL

DEMANDA (GWh)	INC = 5.2%	Demanda Neta del MEM	INC = 6.7%	INC = 4.0%
	a.a.		a.a.	a.a.
1996	57.588		57.888	57.588
1997	61.804		62.000	60.618
1998	64.936		66.447	63.285
1999	68.248		71.158	65.817
2000	71.671		76.191	68.450
2005	91.524		105.873	83.119
2010	116.817		141.699	98.720

DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica

En el período 1990-1995, 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 7,1% a.a.

	1990		1995		TASA a.a. 1990-1995	VARIACION 1990-1995
	GWh	PART.	GWh	PART.		
RESIDENCIAL	11.121	30.4%	17.088	33.2%	9.0%	53.7%
COMERCIAL	7.124	19.5%	11.881	23.1%	10.8%	66.8%
INDUSTRIAL	17.558	48.1%	21.707	42.2%	4.3%	23.6%
TRANSPORTE	315	0.9%	302	0.6%	-0.8%	-4.1%
AGROPECUARIO	408	1.1%	456	0.9%	2.3%	11.9%
TOTAL	36.526	100%	51.436	100%	7.1%	40.8%

La recuperación del nivel de actividad de la economía a partir de 1991 es el principal factor explicativo del comportamiento observado en la demanda. En el período 1990 - 1994 el PBI creció a una tasa de 7.7 % a.a.

Sin embargo, en el año 1995 se observa un comportamiento de la demanda de energía eléctrica independiente del nivel de actividad. En este año la demanda de electricidad y el PBI crecen 7,2% y -4,5%, respectivamente, en relación a 1994. El consumo residencial registra un crecimiento importante comparable al de años anteriores, 7,5%. Por otro lado, la demanda del sector industrial también crece (6,6,% respecto a 1994). En el sector servicios, el consumo experimenta un incremento de 7,9%, consistente con las tasas de años recientes.

En cuanto a la demanda sectorial, entre 1990 y 1995 la demanda del sector residencial presenta 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. 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, residencial y servicios, presentan altas tasas de crecimiento del facturado en estos últimos años. Un factor a tener en cuenta es la introducción de mejoras en la gestión administrativa y comercial de las concesiones del área del Capital Federal y Gran Buenos Aires, en lo referente a la recuperación del facturado por pérdidas no técnicas (hurto, fraude y consumos no medidos). Al 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 14%.

Por otro lado, el sector industrial presenta las menores tasas de crecimiento para el mismo período, siendo éstas de 4.3% a.a. 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 presenta una mejora de 5.1% respecto a 1990, evolucionando de 0,313 a 0,297 kWh/u\$s de 1994 de VA industrial.

Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica

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 1994 y se consideró un horizonte prospectivo hasta el 2010, con los años de corte 2000, 2002, 2005 y 2010.

Se plantean tres escenarios socioeconómicos 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)			
	1996 (1)	2000/1997	2001/2010	2010/1996
A	3.0%	8.0%	6.5%	6.9%
B	3.0%	6.0%	5.0%	5.3%
C	3.0%	4.5%	4.0%	4.1%

(1) Previsión oficial a noviembre de 1996.

Los resultados de las proyecciones de demanda de energía eléctrica por sector y para cada escenario, a nivel energía eléctrica facturada Servicio Público, se presentan en los *Cuadros N° 2, 3 y 4*. En general, para los tres escenarios, se prevé el mantenimiento de las tendencias de crecimiento en participación de los sectores residencial y servicios evidenciadas en el período 1990-1995, aunque a menor ritmo y una participación levemente decreciente en el consumo total para el sector industrial.

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 ésta última se calcula como:

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

Esta energía enviada a la red se desagrega para los tres escenarios 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 escenarios se estimó una evolución de la participación de estos mercados la cual se presenta en los *Cuadros N° 5, 6 y 7*.

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

los puntos de entrega de energía.

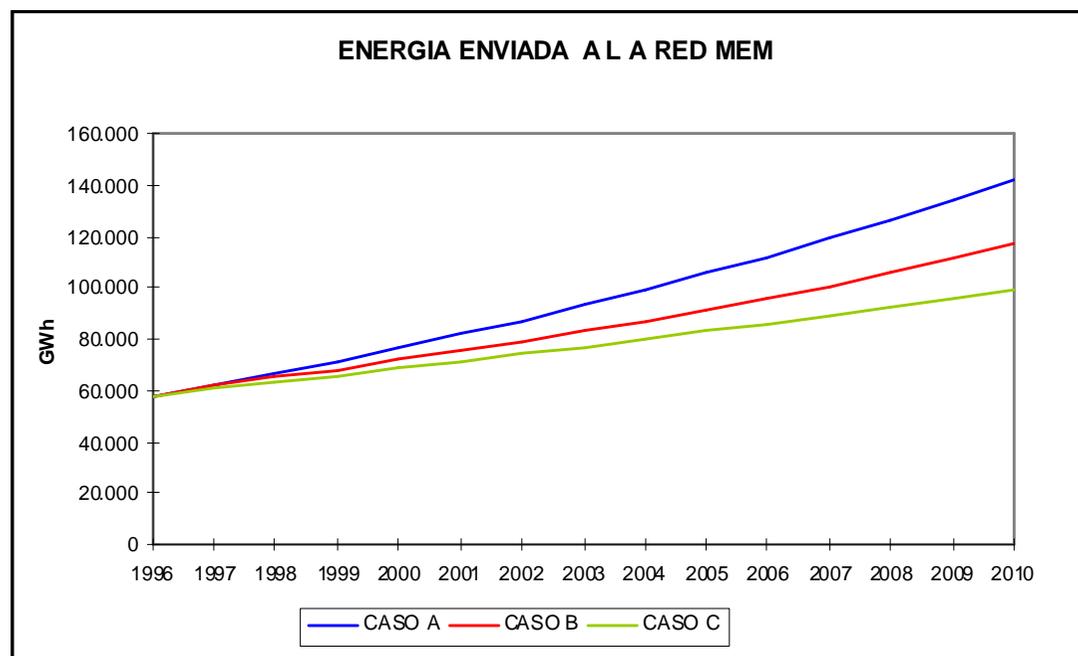
El actual nivel de pérdidas eléctricas en subtransmisión y distribución es de 14% de la energía enviada a la red del servicio público. Se prevé que las pérdidas mejorarán hacia el 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA en cuanto a la reducción de las llamadas pérdidas no técnicas 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.

Es preciso señalar que el caso B de Energía Enviada a la Red MEM es consistente con el pronóstico de corto plazo de CAMMESA, período 1996-1998, de la Programación Estacional Noviembre96 / Abril97.

	ENERGIA ENVIADA A LA RED MEM					
	GWh			TASAS CRECIMIENTO		
	A	B	C	A	B	C
1996	57.588	57.588	57.588			
1997	62.000	61.804	60.618	7.7%	7.3%	5.3%
1998	66.447	64.936	63.285	7.2%	5.1%	4.4%
1999	71.158	68.248	65.817	7.1%	5.1%	4.0%
2000	76.191	71.671	68.450	7.1%	5.0%	4.0%
2002	87.231	79.026	74.035	7.0%	5.0%	4.0%
2005	105.873	91.524	83.119	6.0%	5.0%	3.9%
2010	141.699	116.817	98.720	6.0%	5.0%	3.5%

PERIODO	ENERGIA ENVIADA A LA RED MEM		
	TASAS ANUALES ACUMULADAS		
	A	B	C
2000-1996	7.2%	5.6%	4.4%
2005-2000	6.8%	5.0%	4.0%
2010-2005	6.0%	5.0%	3.5%
2010-1996	6.6%	5.2%	4.0%



Demanda Neta del MEM

En el *Cuadro N° 8* se presentan los escenarios de las demandas regionales del MEM, en términos de Energía Enviada a la Red (Demanda Neta), para el caso B, 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 elaboradas por la Secretaría de Programación Económica.
- 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 1996-1998, elaborados por los agentes del MEM para CAMMESA, y utilizados por ésta para la elaboración de las Programaciones Estacionales del MEM, considerados como referencia para el corto plazo.
- Los análisis realizados sobre la evolución de la energía eléctrica facturada para las distintas jurisdicciones, en el período 1980-1995, 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.

Consideraciones Generales para las Regiones

Se han tenido en cuenta también algunos elementos tratados en el trabajo *Argentina en crecimiento, 1995-1999*, relacionados con las perspectivas del desarrollo socioeconómico de las provincias argentinas en el período considerado. Las hipótesis que a continuación se presentan son de carácter general, aplicables a las regiones del país en su conjunto, y suponen la continuidad y consolidación de las actuales políticas orientadas hacia las provincias por el gobierno nacional.

A partir de las transformaciones realizadas en la economía argentina, se fueron perfilando distintos acuerdos entre la Nación y las Provincias (entre ellos, por ejemplo, el Pacto Federal para el Empleo, Producción y el Crecimiento) a fin de normalizar las relaciones fiscales y buscar la adecuación de las políticas provinciales a los objetivos e instrumentos de crecimiento seguidos por la Nación.

Estos acuerdos pretenden estimular el empleo y la competitividad de los sectores productivos, generando un impacto positivo mediante la reducción de la presión tributaria nacional y provincial, la disminución de los costos laborales, la privatización de empresas públicas provinciales distribuidoras de energía eléctrica y bancas provinciales, así como la extensión a las provincias del proceso de desregulación que se ha llevado a cabo a nivel nacional.

La privatización de las empresas provinciales de distribución y un adecuado contexto regulatorio introducirá mejoras en la prestación del servicio y reducción y recuperación al facturado de las pérdidas no-técnicas (hurto, fraude y consumos no medidos) y por consiguiente menores requerimientos de Energía Enviada a la Red por región. En general, las pérdidas de distribución, medidas como la diferencia entre la demanda neta y la energía eléctrica facturada a usuario final, se reducirán a los niveles normales de las pérdidas técnicas.

El establecimiento de la Unión Aduanera entre los países del MERCOSUR, iniciada el 1° de enero de 1995, y la incorporación de Chile y Bolivia a la Zona de Libre Comercio, abre nuevas perspectivas para la economía local. Las economías regionales se verán claramente beneficiadas por este hecho en el marco de la sostenida expansión de la economía brasileña. El llamado *efecto Brasil* podría ser una ayuda importante para reactivar las economías provinciales. La mayoría de las regiones se especializan en productos agrícolas, y en algunos casos alimentos, que cuentan con ventajas comparativas claras dadas por las condiciones climáticas en que se producen. Las economías regionales han visto favorecidos sus planes de inversión mediante la reducción arancelaria aplicable a la compra de bienes de capital.

Los comentarios sobre las proyecciones de la demanda en las distintas regiones, que a continuación se presentan, están referenciados a los resultados obtenidos para el caso B.

GBA

Este mercado representa actualmente el 44% de la demanda total del MEM. Se plantea un escenario donde su participación desciende levemente hacia el año horizonte, en favor del crecimiento de otras regiones, alcanzando el 41% en el 2010.

Para 1996, se espera un crecimiento de 6% respecto a 1995, tasa substancialmente mayor que la registrada en el año 1995, atribuible principalmente al aumento del nivel de actividad de la economía de

la región.

Esta región se encuentra dividida en 3 zonas. Las mismas corresponden a las áreas de concesión de las distribuidoras EDENOR, EDESUR y EDELAP que participan en cada área con el 47%, 46% y 7% respectivamente de la demanda total del área.

El 12% de la demanda de GBA, en 1996, corresponde a los Grandes Usuarios Mayores (GUMA).

Se destaca en esta región la drástica reducción de las pérdidas no-técnicas. En 1994, las pérdidas en distribución representaban el 17% de la demanda neta de GBA. Se estima que en la actualidad la reducción ha alcanzado el nivel de las pérdidas técnicas (alrededor del 12%).

Para el período 1996-2000, el crecimiento de la demanda neta esperado en GBA es 4,5% a.a., levemente inferior al crecimiento previsto para el MEM (5,6%). Entre el 2000 y el 2010, el ritmo de crecimiento se mantendría constante, esperándose una tasa de 4,8% a.a. para ese período.

Litoral

El mercado del Litoral representa en 1996 el 13% de la demanda total del MEM. La provincia de Santa Fe participa con el 81,5% de la demanda regional, en tanto que el 18,5% restante corresponde a Entre Ríos.

Los GUMA radicados en Litoral representan, en 1996, el 19,7% de la demanda total de esta región.

La participación de la demanda de Litoral en el total no experimentará cambios significativos, pasando al 14 % en el 2010.

El crecimiento de la demanda para el período 1996-2000 es del 5,8%, en los siguientes años esta tasa tenderá a sostenerse hacia el largo plazo a una tasa de 5,6%.

La agroindustria, principal actividad económica de Litoral, se expandirá como consecuencia del efecto MERCOSUR.

Las pérdidas de distribución al año 1994, representan el 19% de la demanda neta de Litoral. Se plantea un escenario de reducción de pérdidas no-técnicas, que se traduce en menores requerimientos de Energía Enviada a la Red.

Comahue

La región de Comahue participa, en 1996, con el 3,9% de la demanda total del MEM. Dentro de la región Comahue, la provincia de Neuquén participa con el 43%, en tanto que las provincias de Río Negro y La Pampa lo hacen con el 41,8% y el 15,2% respectivamente.

En 1996, los GUMA de esta zona representan el 29,5% de la demanda neta total de Comahue.

Para 1997 y 1998, se prevén en Comahue tasas importantes de crecimiento (23,1% y 10,9% respectivamente), principalmente como consecuencia del aumento de la demanda en Neuquén de la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) y del incremento esperado en la demanda de la actividad petrolera (Neuquén y Río Negro). Entre 1997 y el 2000, Comahue declinará su tasa creciendo al 6,6% a.a.

Hacia el largo plazo, la tendencia se atenúa, esperándose en el período 2000-2010, un ritmo de crecimiento del 4,5% a.a.

La participación de Comahue en el total de la demanda del MEM se incrementa levemente al 4,5% hacia fines del período considerado.

Buenos Aires

La región Buenos Aires está conformada por la provincia de Buenos Aires menos los 31 partidos del conurbano de GBA. Participa con el 14,4% de la demanda total del MEM.

La demanda de la distribuidora ESEBA representa el 92%, en tanto que, los GUMA y las cooperativas participan con el 8% de la demanda neta de la región.

Se plantea un escenario donde la participación de la región Buenos Aires se mantiene prácticamente constante en el período considerado.

Entre 1996 y el 2000, se plantea una tasa de crecimiento de 4,4% a.a., que se sostendrá en el período 2000-2010, levemente por encima a un ritmo de 5,1% a.a.

En esta región se localizan los polos industriales más importantes del país, se espera la continuidad de la tendencia, registrada en los últimos años, en la radicación de inversiones en esta región.

Centro

La región Centro participa, en 1996, con el 8,3% de la demanda neta del MEM. Dentro de la región Centro, la provincia de Córdoba participa con el 87%, en tanto que la provincia de San Luis lo hace con el 13% restante.

La distribuidora EPEC de Córdoba, representa el 84,5% de la demanda de Centro, en tanto la distribuidora EDESAL, de San Luis, participa con el 11,9% y los GUMA con el 3,6% de la demanda regional.

Se plantea un escenario de recuperación de la demanda en el período 1996-2010, con una tasa de 4,7% a.a. La participación de Centro en la demanda del MEM, hacia el año 2010, se mantendrá alrededor del 8,0%.

Cuyo

En 1996, la región Cuyo participa con el 7,1% de la demanda neta del MEM. Dentro de Cuyo, la provincia de Mendoza participa con el 79%, en tanto que la provincia de San Juan lo hace con el 21% restante.

La distribuidora EMSE de Mendoza, representa el 67,2% de la demanda de la región, en tanto la distribuidora EDES, de San Juan, participa con el 15,4%, la Cooperativa de Caucete con el 0,1% de la demanda regional y los clientes de AyE Distribución con el 6,3%. Se destaca la demanda de la actividad petrolera, que participa con el 11,1% del total de la región.

En el escenario planteado para Cuyo, la participación de esta región, para el período considerado, se mantiene prácticamente constante en 7%.

Entre 1996 y el 2000, se prevé que Cuyo crecerá a 4,8% a.a., tasa levemente inferior a la esperada para el MEM. Esta tendencia se mantendrá hacia el largo plazo: entre el 2000 y el 2010, la demanda crecerá a una tasa de 5,0%.

Se suponen hipótesis de continuidad en el ritmo de crecimiento de la economía de la región, basadas en el crecimiento sostenido y descentralizado de la economía del país y en las oportunidades que aparecerán con la asociación de Chile al MERCOSUR, facilitando además, la salida de la producción local hacia los países del Pacífico.

NEA

En septiembre de 1996 comenzó a funcionar la interconexión de Misiones al S.A.D.I., de manera que en 1997 la región NEA participa aproximadamente con el 4,2% de la demanda del MEM, y la participación relativa de cada provincia es: Misiones 9%, Corrientes 37%, Chaco 37% y Formosa 17%.

Las demandas de energía son atendidas exclusivamente por las empresas distribuidoras SECHEEP (Chaco), EDEFOR (Formosa), DPEC (Corrientes) y EMSA (Misiones).

Para el año 1997 se espera un incremento de la tasa de crecimiento del 23,2% (Misiones completa su ingreso al MEM). En el período 1996-2000, la región experimentará un crecimiento de casi el 10% a.a., de las mayores del país en ese período.

Entre el 2000 y el 2010, la región continuará creciendo a una tasa del 6,5% a.a. Esta tasa se ubica por encima de las previstas en otras regiones del país dado el bajo grado de electrificación del NEA, además de la posibilidad de que dicha región resulte beneficiada al profundizarse las relaciones comerciales con el MERCOSUR. En el año 2010, su participación alcanzará el 5,0% del total del mercado.

NOA

La región NOA participa, en 1996, con el 5,9% de la demanda neta del MEM. La región está conformada por las provincias de Tucumán, Salta, La Rioja, Santiago del Estero, Jujuy y Catamarca, que participan en la demanda de la región con el 38,1%, 17,9%, 11,5%, 11,5%, 11,7%, y 9,3% respectivamente.

En 1996, los GUMA de esta región representan el 9,2% de la demanda neta total de NOA.

En el año 1997 la región crece el 23,7%. Desagregando la región, la provincia de Salta crece un 5% por el aumento de la demanda de la distribuidora EDESA; Jujuy crece el 4,4% debido a un importante incremento de la demanda de Aceros Zapla (68,1%); la provincia de Tucumán crece un 5,1% debido a elevados incrementos de la demanda de energía eléctrica en industrias de alimentos, papel y textiles.

Para el período 1996-2000, se espera que la demanda en el NOA experimente un crecimiento del 11,0% a.a., sosteniéndose en el 4,7% entre el 2000 y el 2010. Al igual que en el NEA, se estima que las tasas de crecimiento se ubicarán por encima de las del resto del país, debido en este caso a la influencia del MERCOSUR, los mayores vínculos comerciales con Chile y el desarrollo minero. Hacia el 2010, la participación de la demanda de NOA en el total crece al 7,1%.

Debe destacarse la incorporación como gran usuario del MEM del emprendimiento minero Bajo la Alumbra, a desarrollarse en la provincia de Catamarca. La entrada en funcionamiento de este gran usuario se prevé para fines de 1996. Se estima que en el primer año de operación las demandas de energía alcanzarán a 640 GWh y en 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.

Sistemas Aislados

Los escenarios para los sistemas Patagónico Norte (MEMSP) y Patagónico Sur se han resuelto con un tratamiento particular, dado su carácter de regiones aisladas del S.E.N. La evolución de la demanda de energía eléctrica para el Sistema Patagónico Sur surge de un análisis tendencial sobre la base de información histórica de energía eléctrica facturada y supuestos de pérdidas en subtransmisión y distribución.

Para el planteo de un escenario en el MEM Sistema Patagónico (MEMSP), se han tenido en cuenta, como referencia, las estimaciones de corto plazo de CAMESA (período 1997-1998) para este mercado.

El crecimiento de la demanda se ubicaría con una tasa entre 2,1% y 1,3% a.a., para el período 1996-2010.

Se consideró que todo el crecimiento de la demanda de ALUAR es cubierta por generación de la propia empresa, sin saldo remanente importante para el sistema.

TASAS	1993	1994	1995	1995/2000	2000/2005	2005/2010	1995/2010
RESIDENCIAL	9,79%	8,31%	7,51%	7,13%	6,83%	5,61%	6,52%
COMERCIAL	5,27%	15,31%	7,98%	7,03%	7,10%	5,35%	6,49%
INDUSTRIAL	7,70%	3,55%	6,58%	5,69%	7,06%	7,15%	6,63%
AGROPECUARIO	-1,65%	14,97%	3,39%	6,37%	6,50%	6,20%	6,36%
TRANSPORTE	-5,04%	5,55%	8,42%	2,90%	3,71%	3,13%	3,25%
TOTAL	7,67%	7,75%	7,19%	6,48%	6,97%	6,18%	6,54%

CUADRO N° 3

CASO B
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	13.366	14.675	15.895	17.088	22.916	25.315	29.546	37.890
COMERCIAL	9.065	9.542	11.003	11.881	15.864	17.562	20.553	26.357
INDUSTRIAL	18.264	19.670	20.368	21.707	26.493	29.324	34.022	43.805
AGROPECUARIO	390	384	442	457	816	994	1.109	1.698
TRANSPORTE	278	264	279	302	337	349	384	430
TOTAL	41.363	44.536	47.986	51.436	66.426	73.544	85.613	110.179

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	34,5%	34,4%	34,5%	34,4%
COMERCIAL	21,9%	21,4%	22,9%	23,1%	23,9%	23,9%	24,0%	23,9%
INDUSTRIAL	44,2%	44,2%	42,4%	42,2%	39,9%	39,9%	39,7%	39,8%
AGROPECUARIO	0,94%	0,86%	0,92%	0,89%	1,23%	1,35%	1,30%	1,54%
TRANSPORTE	0,67%	0,59%	0,58%	0,59%	0,51%	0,47%	0,45%	0,39%
TOTAL	100,0%							

TASAS	1993	1994	1995	1995/2000	2000/2005	2005/2010	1995/2010
RESIDENCIAL	9,79%	8,31%	7,51%	6,04%	5,21%	5,10%	5,45%
COMERCIAL	5,27%	15,31%	7,98%	5,95%	5,32%	5,10%	5,46%
INDUSTRIAL	7,70%	3,55%	6,58%	4,07%	5,13%	5,18%	4,79%
AGROPECUARIO	-1,65%	14,97%	3,39%	12,33%	6,33%	8,88%	9,15%
TRANSPORTE	-5,04%	5,55%	8,42%	2,21%	2,62%	2,31%	2,38%
TOTAL	7,67%	7,75%	7,19%	5,25%	5,21%	5,17%	5,21%

CASO C
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	13.366	14.675	15.895	17.088	21.871	24.286	27.539	32.483
COMERCIAL	9.065	9.542	11.003	11.881	15.140	16.833	19.197	22.645
INDUSTRIAL	18.264	19.670	20.368	21.707	25.788	27.181	30.504	37.672
AGROPECUARIO	390	384	442	457	545	580	645	784
TRANSPORTE	278	264	279	302	314	326	349	372
TOTAL	41.363	44.536	47.986	51.436	63.658	69.206	78.233	93.957

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	34,4%	35,1%	35,2%	34,6%
COMERCIAL	21,9%	21,4%	22,9%	23,1%	23,8%	24,3%	24,5%	24,1%
INDUSTRIAL	44,2%	44,2%	42,4%	42,2%	40,5%	39,3%	39,0%	40,1%
AGROPECUARIO	0,94%	0,86%	0,92%	0,89%	0,86%	0,84%	0,82%	0,83%
TRANSPORTE	0,67%	0,59%	0,58%	0,59%	0,49%	0,47%	0,45%	0,40%
TOTAL	100,0%							

TASAS	1993	1994	1995	1995/2000	2000/2005	2005/2010	1995/2010
RESIDENCIAL	9,79%	8,31%	7,51%	5,06%	4,72%	3,36%	4,38%
COMERCIAL	5,27%	15,31%	7,98%	4,97%	4,86%	3,36%	4,39%
INDUSTRIAL	7,70%	3,55%	6,58%	3,50%	3,42%	4,31%	3,74%
AGROPECUARIO	-1,65%	14,97%	3,39%	3,61%	3,42%	4,00%	3,67%
TRANSPORTE	-5,04%	5,55%	8,42%	0,76%	2,13%	1,30%	1,39%
TOTAL	7,67%	7,75%	7,19%	4,36%	4,21%	3,73%	4,10%

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

TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA

1995	59.726	3,5%	4.069	4,9%	237	5,7%	1.567		53.854	3,8%
1996	63.256	5,9%	4.168	2,4%	247	4,2%	1.253	-20,0%	57.588	6,9%
1997	67.516	6,7%	4.357	4,5%	257	4,0%	902	-28,0%	62.000	7,7%
1998	72.064	6,7%	4.405	1,1%	265	3,2%	947	5,0%	66.447	7,2%
1999	76.918	6,7%	4.493	2,0%	273	2,8%	994	5,0%	71.158	7,1%
2000	82.098	6,7%	4.583	2,0%	279	2,5%	1.044	5,0%	76.191	7,1%
2002	93.441	6,7%	4.768	2,0%	291	2,0%	1.151	5,0%	87.231	7,0%
2005	112.564	6,4%	5.060	2,0%	308	2,0%	1.323	4,7%	105.873	6,7%
2010	149.218	5,8%	5.567	1,9%	341	2,0%	1.611	4,0%	141.699	6,0%

CUADRO N° 6

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

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA
1995	59.726	3,5%	4.069	4,9%	237	5,7%	1.567		53.854	3,8%
1996	63.256	5,9%	4.168	2,4%	247	4,2%	1.253	-20,0%	57.588	6,9%
1997	67.320	6,4%	4.357	4,5%	257	4,0%	902	-28,0%	61.804	7,3%
1998	70.546	4,8%	4.405	1,1%	265	3,2%	939	4,1%	64.936	5,1%
1999	73.949	4,8%	4.453	1,1%	273	2,8%	975	3,8%	68.248	5,1%
2000	77.465	4,8%	4.502	1,1%	279	2,5%	1.012	3,7%	71.671	5,0%
2002	85.004	4,8%	4.602	1,1%	291	2,0%	1.085	3,5%	79.026	5,0%
2005	97.761	4,8%	4.756	1,1%	308	2,0%	1.173	2,6%	91.524	5,0%
2010	123.547	4,8%	5.023	1,1%	341	2,0%	1.367	3,1%	116.817	5,0%

CUADRO N° 7

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

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA
1995	59.726	3,5%	4.069	4,9%	237	5,7%	1.567		53.854	3,8%
1996	63.256	5,9%	4.168	2,4%	247	4,2%	1.253	-20,0%	57.588	6,9%
1997	66.134	4,6%	4.357	4,5%	257	4,0%	902	-28,0%	60.618	5,3%
1998	68.894	4,2%	4.405	1,1%	265	3,2%	938	4,0%	63.285	4,4%

1999	71.517	3,8%	4.453	1,1%	273	2,8%	974	3,8%	65.817	4,0%
2000	74.240	3,8%	4.502	1,1%	279	2,5%	1.008	3,5%	68.450	4,0%
2002	79.992	3,8%	4.602	1,1%	291	2,0%	1.064	2,7%	74.035	4,0%
2005	89.313	3,7%	4.756	1,1%	308	2,0%	1.130	2,0%	83.119	3,9%
2010	105.330	3,4%	5.023	1,1%	341	2,0%	1.247	2,0%	98.720	3,5%

CUADRO N° 8

**CASO B DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
ENERGIA ENVIADA A LA RED SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

DEMANDAS REGIONALES (en GWh)

AÑO	GBA	LITORAL	COMAHUE	BS. AIRES	CENTRO	CUYO	NEA	NOA	TOTAL MEM
1996	25.162	7.530	2.266	8.276	4.763	4.061	2.117	3.413	57.588
1997	26.185	8.133	2.790	8.643	5.022	4.202	2.608	4.222	61.805
1998	27.271	8.471	3.095	8.977	5.266	4.437	2.688	4.731	64.936
1999	28.646	8.945	3.233	9.437	5.511	4.658	2.862	4.955	68.248
2000	30.032	9.446	3.377	9.922	5.767	4.889	3.048	4.190	71.671
2005	37.994	12.401	4.200	12.741	7.239	6.233	4.175	6.541	91.524
2010	47.957	16.281	5.223	16.362	9.086	7.945	5.718	8.244	116.817

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONALES

PERIODO	GBA	LITORAL	COMAHUE	BS. AIRES	CENTRO	CUYO	NEA	NOA	TOTAL MEM
1996-2000	4,5%	5,8%	10,5%	4,6%	4,9%	4,8%	9,5%	11,0%	5,6%
2000-2005	4,8%	5,6%	4,5%	5,1%	4,7%	5,0%	6,5%	4,7%	5,0%
2005-2010	4,8%	5,6%	4,5%	5,1%	4,7%	5,0%	6,5%	4,7%	5,0%
1996-2010	4,7%	5,7%	6,1%	5,0%	4,7%	4,9%	7,4%	6,5%	5,2%

PARTICIPACION REGIONAL EN EL TOTAL

AÑO	GBA	LITORAL	COMAHUE	BS. AIRES	CENTRO	CUYO	NEA	NOA	TOTAL MEM
1996	43,7%	13,1%	3,9%	14,4%	8,3%	7,1%	3,7%	5,9%	100,0%
1997	42,4%	13,2%	4,5%	14,0%	8,1%	6,8%	4,2%	6,8%	100,0%
1998	42,0%	13,0%	4,8%	13,8%	8,1%	6,8%	4,1%	7,3%	100,0%
1999	42,0%	13,1%	4,7%	13,8%	8,1%	6,8%	4,2%	7,3%	100,0%
2000	41,9%	13,2%	4,7%	13,8%	8,0%	6,8%	4,3%	7,2%	100,0%
2005	41,5%	13,5%	4,6%	13,9%	7,9%	6,8%	4,6%	7,1%	100,0%
2010	41,1%	13,9%	4,5%	14,0%	7,8%	6,8%	4,9%	7,1%	100,0%

OFERTA

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

Hipótesis sobre Yacyretá

En la C. H. Yacyretá, ubicada sobre el río Paraná, está prevista la incorporación de 20 grupos de 155 MW de potencia nominal a máximo salto (cota 83), con una energía media anual de 18.000 GWh. A diciembre de 1996 se han incorporado 12 unidades, restando el ingreso de las otras 8 cada 70 días aproximadamente, según cronograma oficial. Estas incorporaciones se han realizado a una potencia limitada (94 MW en invierno, 85 MW en verano) dado que están operando a cota 76.

Si bien existe la decisión de finalizar Yacyretá a cota 83, con el objeto de analizar el comportamiento del sistema en situaciones extremas se suponen dos hipótesis de operación de esta central, de acuerdo al siguiente detalle:

Con incremento a cota 83 (casos A y B):

mediados 1998:	Se completa la incorporación de los 8 grupos faltantes
inicio 1999:	Incremento a cota 78
inicio 2000:	Incremento a cota 83

Sin incremento de cota (caso C):

mediados 1998: Se completa la incorporación de los 8 grupos faltantes a potencia limitada

Para cada caso resulta el siguiente cronograma de incorporación de potencia:

	caso A	caso B	caso C
mediados 1998	680 MW	680 MW	680 MW
inicio 1999	300 MW	300 MW	-
inicio 2000	700 MW	700 MW	-
TOTAL	1.680 MW	1.680 MW	680 MW

Ingresos Declarados

Se ha considerado que ingresan al sistema todos los proyectos declarados, diferenciando aquellos que se incorporan como nuevos agentes (2.650 MW), las ampliaciones de los existentes (1.350 MW) y los ingresos de centrales actualmente en construcción (980 MW). En el caso de nuevos agentes, se presentan todos aquellos cuya solicitud ha sido aprobada por la Secretaría de Energía y Puertos, con las fechas declaradas de posible ingreso. Las ampliaciones de centrales de agentes ya existentes son informadas al ENRE, y se presentan 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, y que están en proceso de privatización, hecho que podría modificar las hipótesis de ingreso que a la fecha se están considerando.

En el ANEXO se encuentran las fichas técnicas con una descripción sintética de cada proyecto.

Nuevos agentes

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGRESO OPERACION
GENELBA	BUENOS AIRES	TG	440	INI. 1997
		TV	220	INI. 1998
PLUSPETROL	TUCUMAN	TG	140	MED. 1997
		TV	140	MED. 1998
HIE-ARGENER (*)	BUENOS AIRES	TG	180	FIN 1997
CMS-ENSENADA (*)	BUENOS AIRES	TG	130	INI. 1998
CEBAN	BUENOS AIRES	CC	720	MED. 1998
PARANA	BUENOS AIRES	CC	340	INI. 1999
		CC	340	INI. 2000
TOTAL			2.650	

(*) COGENERADOR

Ampliaciones

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGR. OPERACION
MENDOZA	MENDOZA	CC	280	INI. 1998
PUERTO	CAP. FEDERAL	CC	360	MED. 1998
COSTANERA	CAP. FEDERAL	CC	820	FIN 1998
DOCK SUD (*)	G.B.A.	CC	350	INI. 1999
TOTAL			1.350	

(*) Probables 700 MW (se consideró que se incorporan 350 MW adicionales en el año 2002, en el caso A)

En construcción

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGR. OPERACION
PICHI PICUN LEUFU	NEUQUEN	HI	240	1999
ATUCHA II	BUENOS AIRES	NU	740	2002
TOTAL			980	

Hipótesis sobre Nuevos Proyectos Térmicos

La incorporación de nuevo equipamiento considerada para este ejercicio, fuera de los proyectos informados o en construcción, es puramente térmica (ciclo combinado). Las principales razones que fundamentan este supuesto son:

- 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, con leve tendencia a la suba.
- 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-LIT-BAS y NOA. En el primer caso se observa que al eliminarse las restricciones de transporte de energía por la construcción de la *Cuarta terna*, con el nivel de equipamiento actual, algunos generadores térmicos podrían instalarse en boca de pozo, y el resto en GBA. En la región Noroeste se consideró una incorporación hacia el año 2010, con el objeto de cubrir la demanda regional. En Cuyo, si bien no se han considerado nuevas incorporaciones, esta región requiere el ingreso de generación térmica para mantener una adecuada calidad de servicio.

Hipótesis sobre Nuevos Proyectos Hidráulicos

En el presente ejercicio sólo se ha considerado la incorporación de equipamiento térmico. Cabe destacar de todas formas que, si bien no se detectan problemas de disponibilidad de gas, las hipótesis de exportación sostenidas que se plantean requieren la incorporación de un volumen importante de reservas, que permitan 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 mejoraría su nivel de competitividad frente a alternativas puramente térmicas.

Dada la vital importancia que tiene para la actividad humana el recurso agua en sus múltiples aspectos, es responsabilidad del Estado el control de la conservación de su calidad y la compatibilización de usos en las distintas etapas de su desarrollo. En efecto, se considera de responsabilidad pública la selección de sistemas de aprovechamientos que permitan una operación racional del recurso hídrico, y el establecimiento de un entorno para los parámetros energéticos (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.

El potencial hidroenergético de la República Argentina ha sido estudiado parcialmente. Existe un conjunto de estudios y proyectos de aprovechamientos hidroeléctricos, 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.

En todos los casos deberá efectuarse un estudio profundo del impacto ambiental.

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.

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, 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 fue finalizado en 1982, y prevé una potencia instalada de 4.600 MW (32 grupos), con una energía media anual del orden de 20.100 GWh/año. Estudios posteriores muestran que es conveniente reducir el número de máquinas hasta una potencia del orden de 2.900 MW (20 grupos), que provocaría una disminución de la energía media anual de aproximadamente 4%. 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, a aproximadamente 30 km aguas arriba de las ciudades mencionadas, cierres laterales y obras complementarias. La potencia instalada prevista es 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.

Hipótesis sobre la Expansión del Transporte

Mediante Res. N° 613, del 24/10/96, el ENRE aprueba la solicitud presentada por un grupo de ocho empresas generadoras de la zona del Comahue para la ampliación de transporte de energía eléctrica del corredor Comahue-Buenos Aires, mediante la construcción, operación y mantenimiento de la llamada Cuarta terna en 500 kV, conectando las estaciones transformadoras de Piedra del Aguila y Abasto, pasando por las instalaciones de Choele Choel, Bahía Blanca y Olavarría. Se deberá realizar una Licitación Pública para la construcción, operación y mantenimiento de la línea. La capacidad del corredor Comahue-GBA se incrementará a 4600 MW. La fecha de ingreso se estima para mediados de 1999.

En la búsqueda de escenarios extremos no se ha incorporado la necesidad de la tercera línea del Sistema de Transporte de Yacyretá, por la gran cantidad de equipamiento térmico a incorporarse en el Sistema.

INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LA REGION

Se plantean dos hipótesis extremas de exportación a Brasil: 3000 MW y 2000 MW. Estas exportaciones se han simulado como demandas firmes.

La exportación de energía eléctrica se estudia a partir de los requerimientos que presenta el sistema Sul - Sureste - Centro - Oeste de Brasil, como consecuencia del atraso registrado en el plan de obras de expansión, que coloca a este sistema en situación de riesgo energético en el mediano plazo.

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

Existe una leve correlación entre los costos marginales de los dos sistemas, atribuida a la ubicación de Yacyretá en el Paraná.

El intercambio, en algunos casos, por ejemplo hidrología pobre en Argentina y en Brasil, podría afectar los costos marginales en Argentina.

No se simularon intercambios de energía eléctrica con Chile ya que, en principio, los proyectos vigentes sólo implican exportaciones de gas natural.

SIMULACIONES DEL SADI

Se presentan a continuación los resultados obtenidos de las simulaciones del sistema nacional, para el período 1997-2010, considerando los años de corte 1997, 1998, 1999, 2000, 2002, 2005 y 2010.

En los puntos anteriores se describieron las hipótesis planteadas para el área eléctrica, 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 *Sector gas natural y su influencia en el mercado eléctrico*.

Resultados Generales

El fuerte ingreso de generación previsto hasta el 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 y elevación de la cota de Yacyretá, conducen a una cierta desadaptación del mercado en el mediano plazo (1997 - 1999), 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 a precios crecientes de combustibles, crecimiento de la demanda e hipótesis de incorporación de equipamiento térmico exclusivamente.

Los nuevos ciclos combinados desplazarán horas de funcionamiento de los grupos turbo vapor actuales con la consiguiente disminución del consumo específico promedio del parque.

Las ampliaciones de la capacidad de transporte de gasoductos troncales, previstas por las transportistas hasta el 2002, mantendrán la restricción a usinas en los niveles actuales. En los años de corte 2005 y 2010, el consumo de combustible alternativo aumenta, esta situación plantearía la necesidad de la expansión de la capacidad de gasoductos troncales, a fin de abastecer el pico invernal de la demanda no interrumpible y mantener las condiciones actuales de la restricción para centrales en ese período.

La exportación de energía a Brasil impone el adelanto de esas expansiones, para igual propósito, hacia el año 2000.

Si no se construye la tercera terna del Sistema de Transporte de Yacyretá, no sería posible exportar 3000 MW firmes a Brasil, dado que se presentarían inconvenientes de abastecimiento.

La exportación de 3000 MW es posible solamente en horas fuera de pico. Dadas las características del sistema brasileño, en donde la demanda de punta puede ser atendida por generación hidráulica, la transferencia de energía en horas fuera de pico desde el MEM argentino se produciría con el propósito de retener en los embalses parte de la reserva de agua, que sería utilizada para contribuir al abastecimiento de la demanda en horas de pico.

Para una exportación de 2000 MW firmes no se presentan dificultades de abastecimiento.

Los resultados que a continuación se presentan corresponden, básicamente, a los escenarios 3 y 6 (con exportación de 2000 MW firmes a Brasil y sin exportación, respectivamente).

Cubrimiento de la Demanda

En el siguiente cuadro se resumen las tasas de crecimiento previstas para el período simulado.

PERIODO	ENERGIA ENVIADA A LA RED MEM TASAS ANUALES ACUMULADAS		
	caso A	caso B	caso C
2000-1996	7.2%	5.6%	4.4%
2005-2000	6.8%	5.0%	4.0%
2010-2005	6.0%	5.0%	3.5%
2010-1996	6.6%	5.2%	4.0%

En NOA ingresa el proyecto minero Bajo La Alumbraera, con un consumo de 120 MW que representa el 25% de la demanda de la región.

El crecimiento medio estimado de la demanda, para el período 1997-2000, estará entre 300 y 600 MW, en tanto la demanda de pico crecerá entre 500 y 900 MW. Entre el 2000 y el 2010, la demanda media crecerá, en promedio, entre 400 y 800 MW y la potencia pico entre 600 y 1200 MW. Se ha considerado la exportación entre 0 y 2000 MW (escenario 3) la cual fue simulada como una demanda firme.

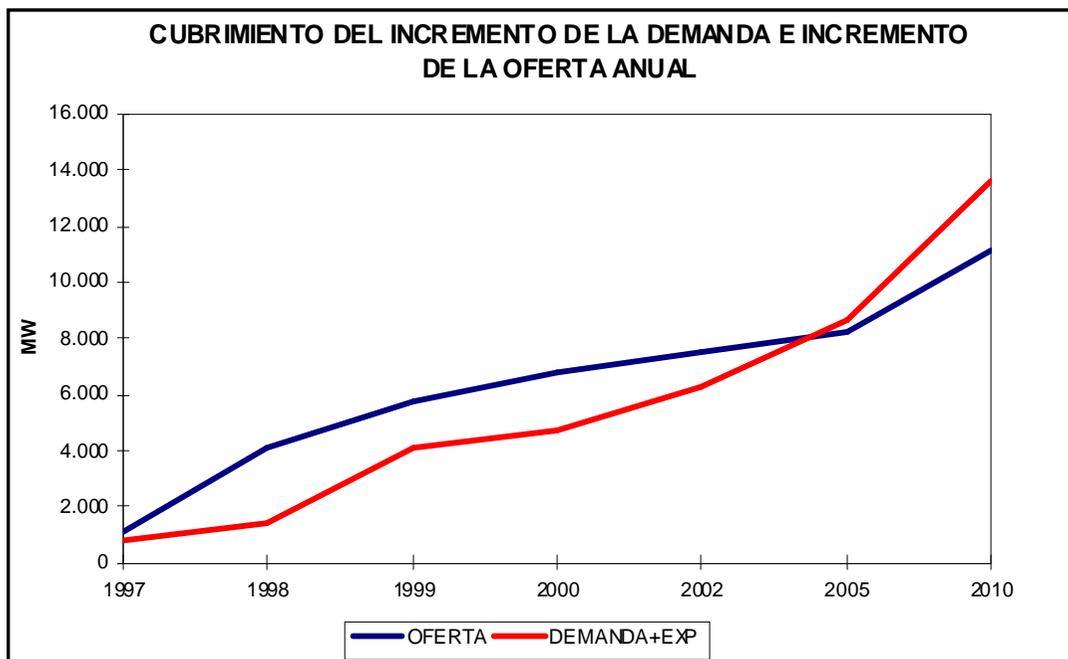
Para el período 1997-1999, el incremento de la demanda de energía será absorbido, principalmente, por el aumento de la oferta de la C.H. Yacyretá. Al completar su equipamiento a mediados de 1998, Yacyretá incrementará su potencia a 680 MW a la cota actual de 76, sumándose en términos medios 300 MW al elevar el nivel del embalse a cota 78, previsto para 1999 según cronograma oficial.

A 1999 se incorporarán nuevos proyectos de generación térmica, entre 2500 y 4000 MW, acompañando el crecimiento de la demanda y reemplazando una parte significativa de la generación del parque turbovapor actual. En el mediano plazo, en estas condiciones, no se observan dificultades en el cubrimiento de la demanda.

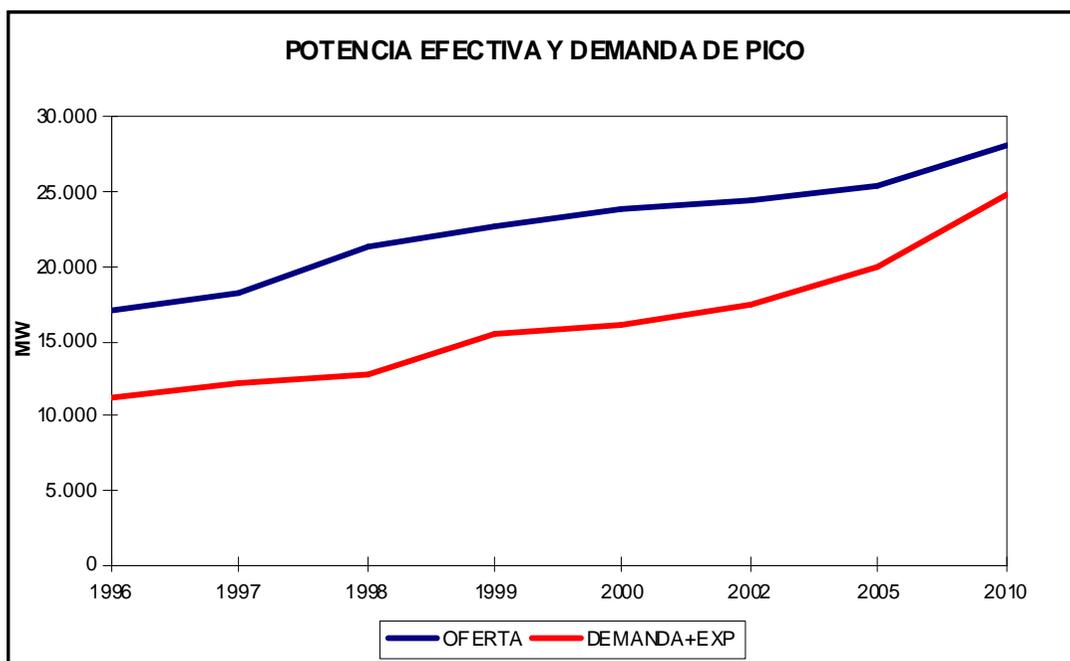
La entrada en servicio de la cuarta terna aumenta en alrededor de 1000 MW la capacidad de empuntamiento de las centrales hidráulicas de Comahue, mejorando sensiblemente la oferta para el pico del sistema y la optimización posible de los embalses del área.

El incremento de la demanda, entre los años 2000 y 2005, se puede estimar en un valor entre 1800 y 3500 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 cota 83, que agregaría 700 MW adicionales y el ingreso en el 2002 de Atucha II, permitirá cubrir las necesidades de generación y exportación con cierta comodidad.

En el siguiente gráfico se presentan los incrementos anuales de demanda y de nueva oferta para el escenario 3:



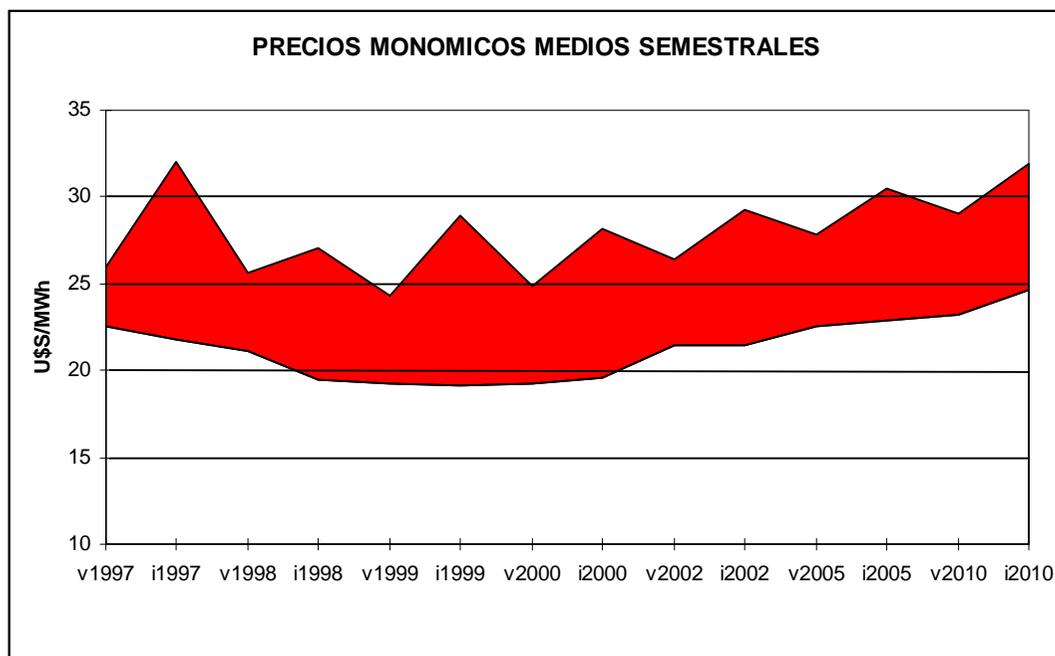
Para los años 2005 y 2010, el crecimiento del pico de demanda del sistema supera el incremento de incorporación de equipamiento. Considerando la exportación y manteniendo el actual parque (no se plantean retiros) se llega al 2010 con un 12% de potencia de reserva. Sin la exportación a Brasil, la reserva es del 19%. Esto implicaría la necesidad de implementar, hacia el largo plazo, acciones de gestión de la demanda que permitan limitar el crecimiento del pico.



Evolución de Precios

La banda sobre la cual se situarían los precios monómicos queda delimitada por las trayectorias de precios correspondientes a los escenarios 3 (hidrología pobre) y 6 (hidrología rica). En los primeros años se observa una caída debido a la incorporación de los grupos restantes de Yacyretá, la elevación de su cota de operación y la incorporación de equipamiento térmico eficiente. Hacia el mediano-largo plazo, los precios adoptarían una tendencia creciente como consecuencia de los supuestos adoptados en los escenarios, precios crecientes de combustibles, crecimiento de la demanda e incorporación de equipamiento térmico exclusivamente.

La exportación de 2000 MW firmes (Escenario 3) a Brasil plantea también oscilaciones en el precio de la energía en el Mercado, según se esté en situación de exportación o no. Los casos simulados son los extremos de los posibles de presentarse, para un porcentaje de utilización de la interconexión del 100% (Escenario 3) y del 0% (Escenario 6).



Calidad de Servicio

Las simulaciones se elaboraron con las restricciones de calidad de servicio actualmente en vigencia. Es decir, en áreas importadoras el riesgo de colapso es mayor debido a la falta de previsión en materia de protección de área. Las distribuidoras de esas áreas, por ejemplo Cuyo, actualmente asumen el riesgo de no abastecer su demanda. Se observa para esta región que en distintos escenarios y para todos los años de corte considerados, la importación excede ampliamente el 30% de la demanda de Cuyo. Si esta decisión se revirtiera en el futuro y se decidiera proteger el área, limitando la importación a un máximo del 30% de la demanda, se debería forzar generación local (lo que elevaría los precios de la región) o incorporar 250 MW adicionales para abastecer la demanda regional. En el marco de este ejercicio, significaría colocar en Cuyo un módulo de 360 MW en lugar de instalarlo en el Mercado.

La siguiente información surge de la prospectiva realizada por CAMMESA. Se utilizaron los siguientes indicadores de calidad de servicio:

Probabilidad de Falla (LOLP: Lost 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.

Índice 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. (por unidad)

Se presentan los valores correspondientes a la Argentina para el período 1996-1999, junto a los indicadores de otros países o conjunto de países:

	LOLP (Días/Año)		IS Programado (P.U.)	IS Total (P.U.)
	Generación	Total		
MEM 1996	1.19	3.79	8.9 E-5	13.3 E-5
MEM 1997-98	0.12	1.48	3.5 E-5	6.9 E-5
MEM 1999	0.08	0.18	1.0 E-5	3.4 E-5
UNIPEDE 1982-84 (*)				1.8 E-5
UNIPEDE 1985-88 (*)				2.2 E-5
UNIPEDE 1989-91 (*)				0.6 E-5
Victorian Power, Australia (**)	0.10			
Hydro Quebec, Canadá (**)	0.10			
Alberta Interconnected System (**)	0.20			

(*) Organización internacional de Empresas de Energía Eléctrica, fundamentalmente europeas.

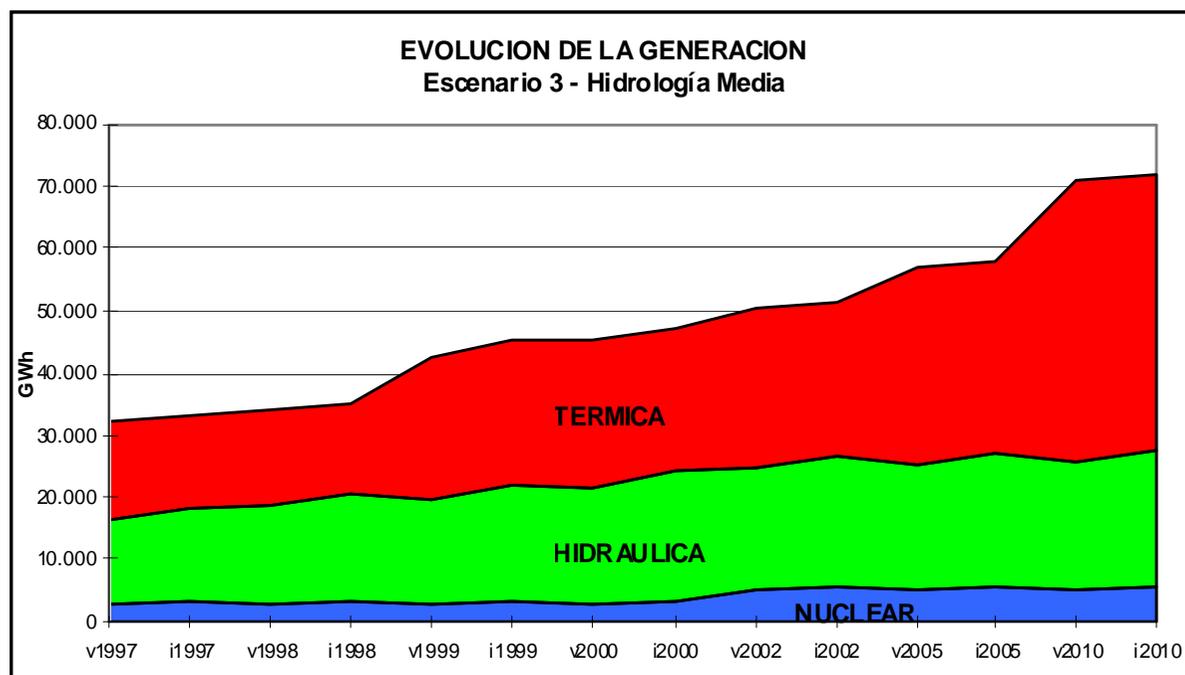
(**) Criterios de confiabilidad en el planeamiento de la expansión de sistemas, corresponde sólo a generación.

Puede observarse que los valores a alcanzarse para el período 1997-1999 de LOLP son del orden de los valores internacionales, y los correspondientes a IS total se consideran muy satisfactorios puesto que se había fijado como meta alcanzar el valor de 10 E-5 al año 1999, y se vislumbran valores del orden de 3.4 E-5

Hacia el largo plazo estos indicadores de calidad de servicio continuarían siendo buenos, puesto que no habría incorporación de nuevas líneas. Sin embargo, aparecen algunos interrogantes en cuanto al cubrimiento del pico en el año 2010, para los que existen varias alternativas a ser estudiadas, entre ellas, la implementación de acciones de gestión de la demanda por parte de las distribuidoras.

Generación

La estructura de la generación se modifica significativamente hacia el 2010, con un crecimiento importante de la participación de la componente térmica. En 1997, para el escenario 3 hidrología media, la estructura de la generación es 47% térmico, 43% hidráulico y 10% nuclear. En el 2010, esta estructura alcanzaría a 63%, 30% y 7% respectivamente.



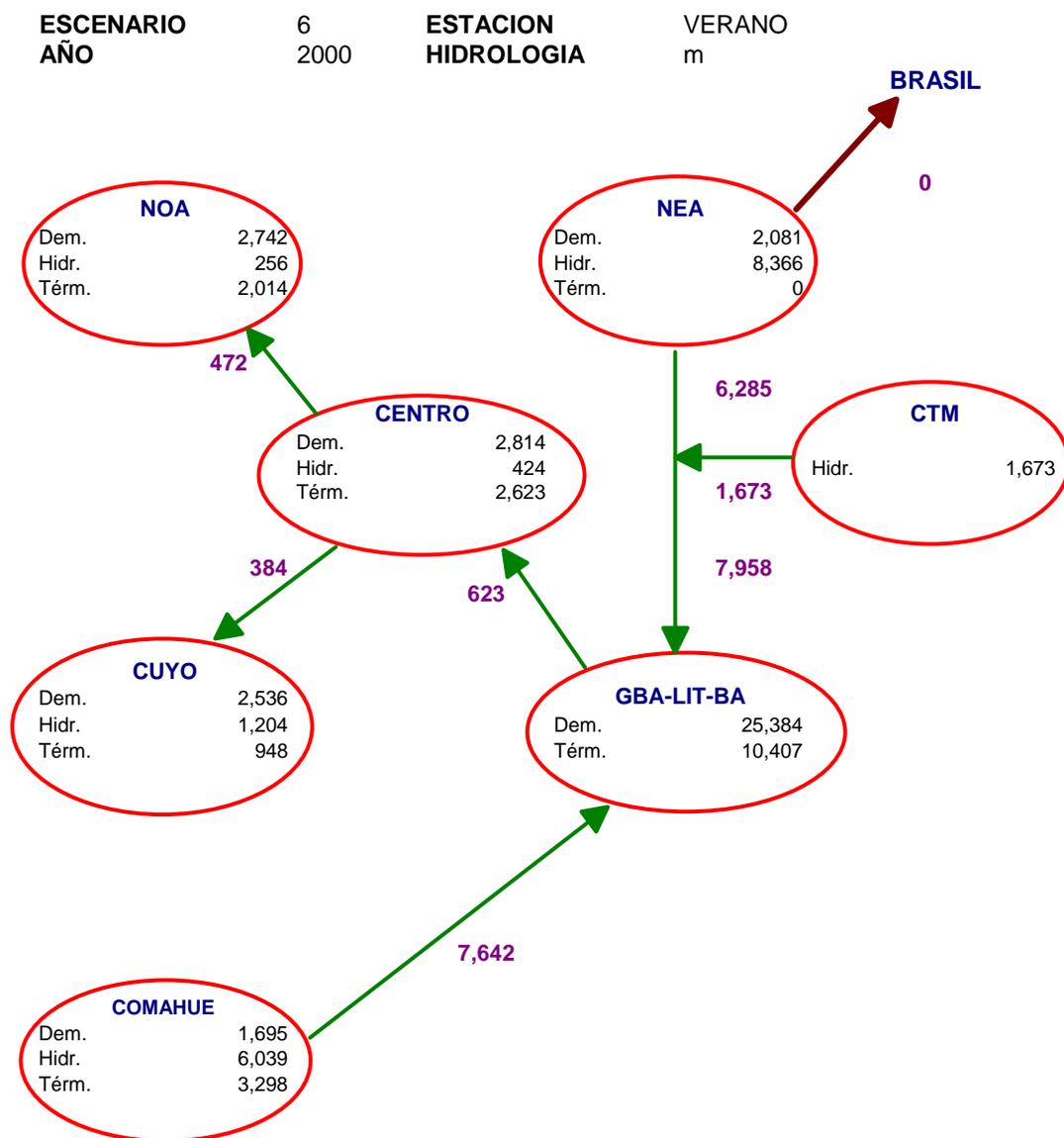
EVOLUCION DE LA GENERACION. Escenario 3 - Hidrología media

GWh	1997	1998	1999	2000	2002	2005	2010
TERMICA	30,772	29,680	46,348	47,593	49,893	62,551	89,479
HIDRAULICA	28,342	33,143	35,563	39,136	40,536	41,369	42,209
NUCLEAR	6,482	6,193	6,167	6,088	11,128	11,128	11,128
TOTAL	65,596	69,016	88,078	92,817	101,557	115,048	142,816

Balances de Energía

En los Cuadros N° 9 y 10 se presentan los balances de energía semestrales, resultantes de las simulaciones, para los escenarios 3 y 6 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 6, año 2000, verano e hidrología media.



UNIDADES: Energía: GWh

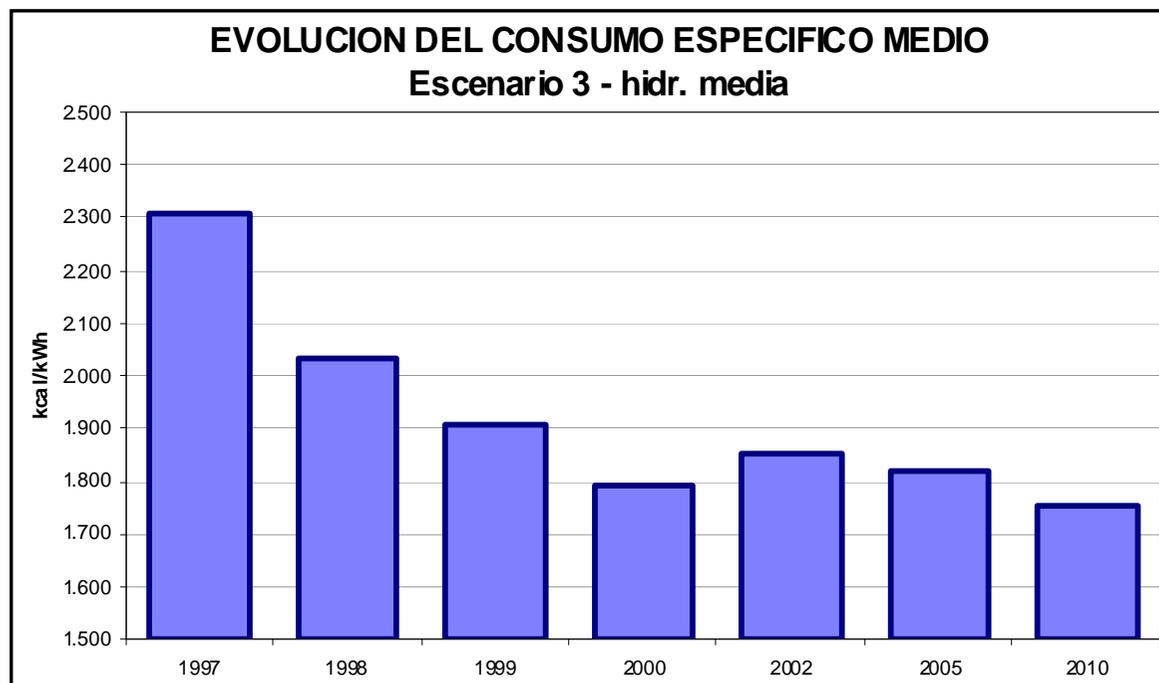
COMAHUE

Dem.	1,695
Hidr.	6,039
Térm.	3,298

UNIDADES: Energía: GWh

Consumo Específico Medio

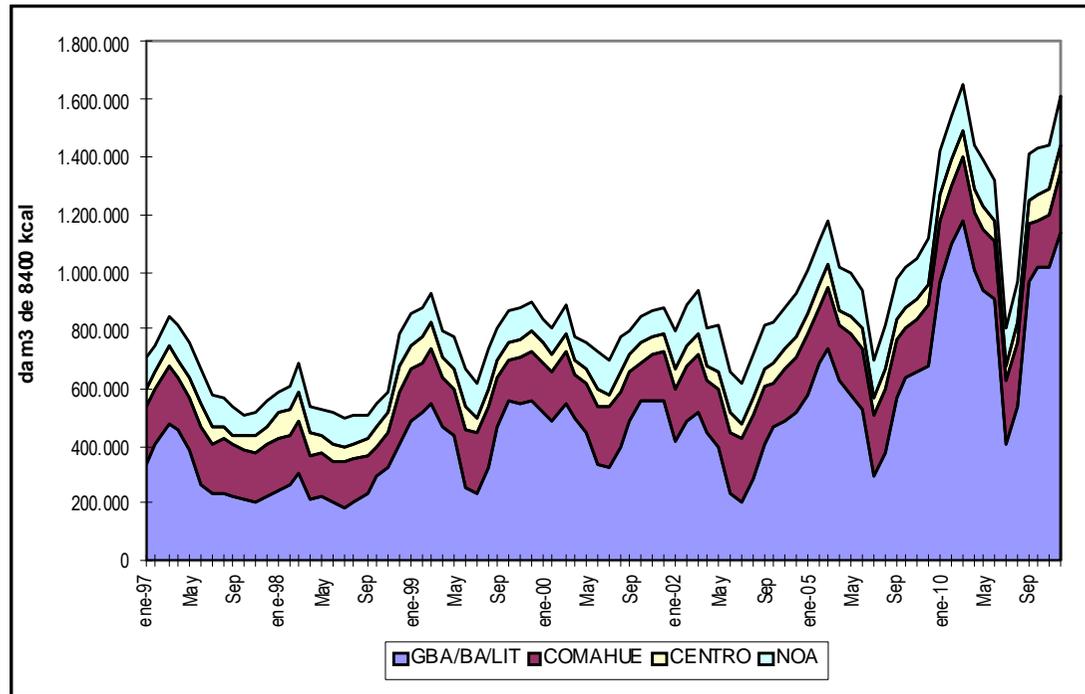
El consumo específico medio del parque térmico despachado decrece hacia 1999 debido a la incorporación de nuevo equipamiento de muy buen rendimiento, y el mayor aporte hidráulico de Yacyretá, que desplaza generación térmica de peor rendimiento. Hacia el 2002 el incremento de demanda absorbe la oferta 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 establezca por debajo de 1800 kcal/kWh.



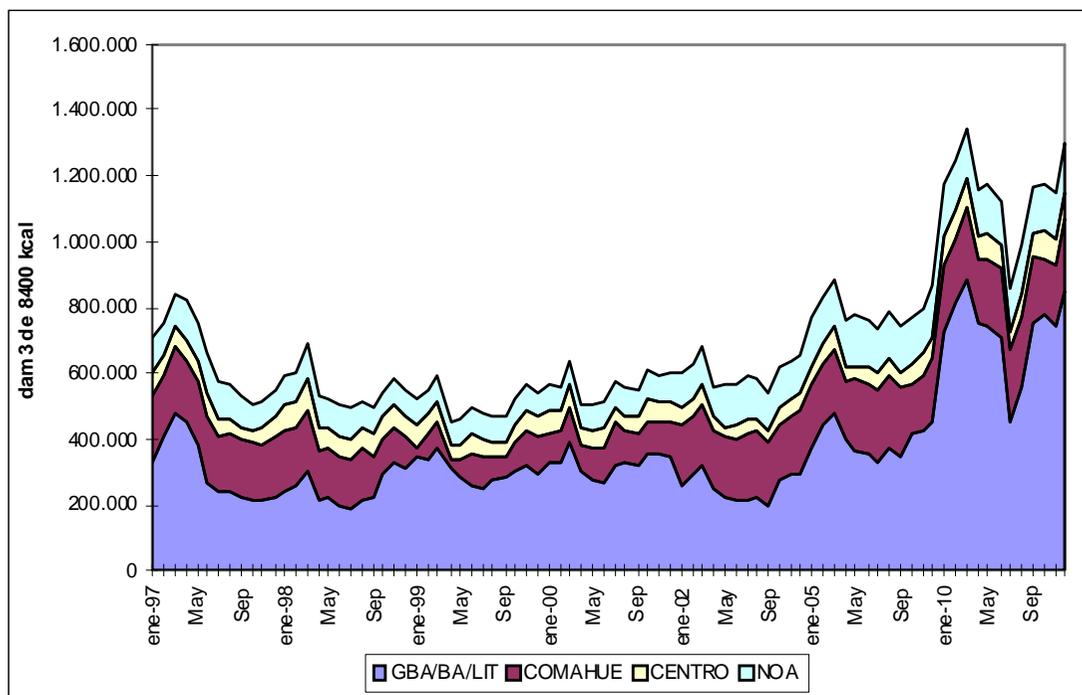
Consumo de Gas Natural para Usinas

Se presentan a continuación los gráficos correspondientes al consumo de gas natural para usinas por regiones del MEM, para los escenarios 3 y 6, en condiciones de hidraulicidad media.

Escenario 3, hidrología media



Escenario 6, hidrología media



CUADRO N° 9

BALANCE DE ENERGIA SEMESTRAL - ESCENARIO 3

Año	Est	Hid	NOA				CUYO				CENTRO				COMAHUE				NEA/YACY.			CTM		MERCADO		Exp. Braz.	
			Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter			
1997	v	m	2128	2268	256	396	2232	361	1204	-667	2470	2596	424	279	1521	3644	4292	6415	1701	57	5477	3833	1673	1673	22304	10104	
1997	i	m	2332	2292	227	187	2206	369	737	-1100	2601	2835	258	-421	1598	3557	5602	7561	1580		5635	4055	2557	2557	22923	9171	
1998	v	m	2525	1944	256	-325	2305	978	1204	-123	2540	3115	424	551	1603	3437	5646	7480	1817		6536	4719	1673	1673	23094	8671	
1998	i	m	2510	2206	227	-77	2319	1030	737	-552	2737	2605	280	-481	1722	2643	7944	8865	1671		5659	3988	2557	2557	24173	9244	
1999	v	m	2634	2479	256	101	2420	1215	1204	-1	2682	2736	425	579	1686	4164	6087	8565	1590		7092	-1778	1673	1673	24287	15248	7280
1999	i	m	2624	2870	227	473	2444	1110	737	-597	2882	2653	231	-122	1853	4897	8790	11834	1475		6284	-3927	2557	2557	25485	15143	8736
2000	v	m	2741	2338	256	-147	2537	999	1204	-334	2810	2630	424	-237	1723	4518	5918	8713	1605		8834	-1507	1673	1673	25409	16767	8736
2000	i	m	2741	2607	227	93	2573	981	737	-855	3032	2606	231	-957	1909	4841	8807	11739	1474		8268	-1942	2557	2557	26791	15394	8736
2002	v	m	3046	3333	256	543	2876	1016	1204	-656	3181	2649	432	-213	1963	5019	6282	9338	1815		9511	-1040	1673	1673	28739	18981	8736
2002	i	m	2984	3436	227	679	2840	1017	737	-1086	3356	2615	231	-917	2101	5190	9158	12247	1610		8268	-2078	2557	2557	29574	17765	8736

2005	v	m	3481	3552	256	327	3343	1056	1204	-1083	3707	2684	546	-1233	2242	5272	6671	9701	2123	9511	-1348	1673	1673	33396	24603	8736	
2005	i	m	3409	3427	227	245	3312	1016	737	-1559	3911	2630	258	-2337	2365	5285	9461	12381	1905	8268	-2373	2557	2557	34382	24154	8736	
2010	v	m	4501	7188	256	2943	4317	1584	1204	-1529	4777	2714	652	3	2773	5307	7087	9621	2787	9511	-2012	1673	1673	42970	33685	8736	
2010	i	m	4401	7081	227	2907	4261	1300	737	-2224	5035	2664	345	-1343	2898	5303	9692	12097	2544	8268	-3012	2557	2557	44080	33781	8736	
1997	v	r	2128	2042	256	170	2233	342	1204	-687	2471	2586	476	74	1559	3569	5434	7444	1706	57	5469	3820	1779	1779	22343	9226	
1997	i	r	2332	1839	227	-266	2207	192	737	-1278	2603	2787	356	-1004	1640	2372	7805	8537	1608	6188	4580	3221	3221	22966	7632		
1998	v	r	2525	1875	256	-394	2305	900	1204	-201	2541	3077	441	382	1623	2488	6909	7774	1818	6571	4753	1955	1955	23117	8253		
1998	i	r	2510	2028	227	-255	2319	839	737	-743	2739	2605	347	-785	1734	1405	9734	9405	1726	6720	4994	3221	3221	24186	7351		
1999	v	r	2633	2439	256	62	2420	1110	1204	-106	2682	2717	452	443	1709	3423	7314	9028	1592	7288	-1584	1955	1955	24312	14470	7280	
1999	i	r	2622	2507	227	112	2444	1086	737	-621	2882	2635	241	-515	1893	4160	10780	13047	1398	7731	-2403	3221	3221	25527	12177	8736	
2000	v	r	2742	2157	256	-329	2537	999	1204	-334	2812	2627	424	-424	1765	4017	7556	9808	1597	9079	-1254	1972	1972	25453	15351	8736	
2000	i	r	2741	2391	227	-123	2573	982	737	-854	3033	2607	231	-1172	1962	3998	10757	12793	1491	9984	-243	3202	3202	26844	12264	8736	
2002	v	r	3047	3169	256	378	2876	1023	1204	-649	3180	2647	463	-341	1996	4914	7600	10518	1821	9816	-741	1951	1951	28772	17385	8736	
2002	i	r	2984	3327	227	570	2840	889	737	-1214	3356	2615	239	-1146	2155	5039	10783	13667	1623	9984	-375	3202	3202	29628	14280	8736	
2005	v	r	3482	3532	256	306	3343	1040	1204	-1099	3706	2671	588	-1240	2267	5145	7712	10590	2127	9816	-1047	1951	1951	33422	23168	8736	
2005	i	r	3409	3397	227	215	3312	952	737	-1623	3911	2612	308	-2399	2417	5237	11044	13864	1903	9984	-655	3202	3202	34433	20421	8736	
2010	v	r	4501	7148	256	2903	4317	1575	1204	-1538	4777	2712	632	-68	2803	5301	7911	10409	2794	9816	-1714	1951	1951	43001	32423	8736	
2010	i	r	4401	6996	227	2822	4261	1279	737	-2245	5034	2658	380	-1419	2955	5291	11247	13583	2524	9984	-1276	3202	3202	44138	30048	8736	
1997	v	p	2128	2386	256	514	2232	525	1204	-503	2470	2632	424	597	1487	3708	3462	5683	1681	57	5059	3435	1559	1559	22272	10998	
1997	i	p	2334	2490	227	383	2205	588	737	-880	2600	2861	266	30	1557	3762	4532	6737	1547	4985	3438	995	995	22880	11680		
1998	v	p	2525	2284	256	15	2304	1154	1204	54	2540	3117	424	1070	1554	3489	4157	6092	1776	5731	3955	1559	1559	23047	10371		
1998	i	p	2514	2833	227	546	2319	1167	737	-415	2739	2651	247	290	1665	3537	5816	7688	1639	5034	3395	995	995	24118	11750		
1999	v	p	2634	2691	256	313	2420	1395	1204	179	2683	2745	424	978	1623	4283	4440	7100	1611	6249	-2642	1559	1559	24227	17232	7280	
1999	i	p	2626	3141	227	742	2444	1232	737	-475	2884	2682	231	296	1782	5120	6738	10076	1512	5614	-4634	995	995	25415	18682	8736	
2000	v	p	2742	2793	256	307	2537	1050	1204	-283	2813	2684	434	329	1690	4755	4514	7579	1631	7870	-2497	1569	1569	25377	18397	8736	
2000	i	p	2741	3085	227	571	2573	1060	737	-776	3032	2663	231	-343	1849	5134	6659	9944	1538	7351	-2923	977	977	26732	19077	8736	
2002	v	p	3047	3488	256	697	2876	1062	1204	-610	3180	2701	507	115	1915	5107	5348	8540	1850	8433	-2153	1550	1550	28691	20639	8736	
2002	i	p	2984	3502	227	745	2840	1081	737	-1022	3356	2706	246	-681	2019	5269	6813	10063	1674	7351	-3059	977	977	29492	22192	8736	
2005	v	p	3482	3607	256	381	3342	1118	1204	-1020	3705	2711	649	-984	2188	5308	5361	8481	2158	8433	-2461	1550	1550	33341	26755	8736	
2005	i	p	3409	3495	227	313	3312	1110	737	-1465	3909	2705	336	-2020	2276	5314	6873	9911	1957	7351	-3342	977	977	34292	28766	8736	
2010	v	p	4501	7218	256	2973	4317	1593	1204	-1520	4777	2752	710	138	2719	5321	5495	8097	2832	8433	-3135	1550	1550	42915	36265	8736	
2010	i	p	4401	7118	227	2944	4260	1729	737	-1794	5034	2794	526	-564	2797	5314	6934	9451	2588	1	7351	-3972	977	977	43982	38090	8736

CUADRO N° 10

BALANCE DE ENERGIA SEMESTRAL - ESCENARIO 6

Año	Est	Hid	NOA				CUYO				CENTRO				COMAHUE				NEA/YACY.			CTM			MERCADO			Exp. Braz.					
			Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid	Exp	Hid	Exp	Dem	Ter	Hid		Exp	Dem	Ter	Hid	Exp
1997	v	m	2128	2267	256	395	2232	361	1204	-667	2470	2596	424	278	1521	3644	4292	6415	1701	57	5477	3833	1673	1673	22304	10104							
1997	i	m	2332	2292	227	187	2206	369	737	-1100	2601	2835	258	-421	1598	3557	5602	7561	1580		5635	4055	2557	2557	22923	9171							
1998	v	m	2525	1943	256	-326	2305	976	1204	-125	2540	3114	424	547	1603	3436	5645	7478	1801		6536	4735	1673	1673	23094	8661							
1998	i	m	2510	2163	227	-120	2319	1030	737	-552	2737	2600	278	-531	1721	2643	7968	8890	1648		5659	4011	2557	2557	24171	9244							

1999	v	m	2633	2003	256	-374	2420	980	1204	-236	2680	2634	424	-232	1581	2232	5464	6115	1951	7092	5141	1673	1673	24181	11484	
1999	i	m	2621	2078	227	-316	2446	746	737	-963	2884	2599	238	-1326	1742	3173	8678	10109	1899	6284	4385	2557	2557	25378	9653	
2000	v	m	2742	2014	256	-472	2536	948	1204	-384	2814	2623	424	-623	1695	3298	6039	7642	2081	8366	6285	1673	1673	25384	10407	
2000	i	m	2741	2108	227	-406	2573	778	737	-1058	3036	2599	231	-1670	1846	3329	8547	10030	1982	8268	6286	2557	2557	26733	9530	
2002	v	m	3044	2698	256	-90	2876	658	1204	-1014	3181	2623	424	-1238	1941	4848	6252	9159	2288	9066	6778	1673	1673	28717	12345	
2002	i	m	2984	3001	227	244	2842	364	737	-1741	3359	2599	232	-2025	2066	5107	8718	11759	2137	8268	6131	2557	2557	29542	11120	
2005	v	m	3482	3421	256	195	3344	910	1204	-1230	3707	2626	430	-1686	2210	4889	6487	9166	2582	9102	6520	1673	1673	33366	17693	
2005	i	m	3409	3394	227	212	3312	692	737	-1883	3911	2601	242	-2739	2334	5285	9064	12015	2409	8268	5859	2557	2557	34351	16659	
2010	v	m	4500	6605	256	2361	4317	1586	1204	-1527	4775	2635	441	-865	2760	5307	7109	9656	3199	9178	5979	1673	1673	42957	26514	
2010	i	m	4401	6635	227	2461	4261	1281	737	-2243	5035	2607	247	-1963	2879	5303	9228	11652	2974	8268	5294	2557	2557	44062	26522	
1997	v	r	2128	2042	256	170	2233	342	1204	-687	2471	2586	476	74	1559	3567	5435	7443	1706	57	5475	3826	1772	1772	22343	9228
1997	i	r	2332	1839	227	-266	2207	192	737	-1278	2603	2787	356	-1004	1640	2372	7805	8537	1608	6188	4580	3221	3221	22966	7632	
1998	v	r	2525	1877	256	-392	2305	894	1204	-207	2541	3077	441	378	1623	2485	6907	7769	1804	6571	4767	1955	1955	23116	8247	
1998	i	r	2510	2028	227	-255	2319	871	737	-711	2739	2605	347	-753	1734	1376	9736	9378	1705	6720	5015	3220	3220	24186	7326	
1999	v	r	2633	2003	256	-374	2420	858	1204	-358	2681	2628	424	-361	1636	1808	7153	7325	1959	7288	5329	1955	1955	24235	9987	
1999	i	r	2622	1937	227	-458	2448	405	737	-1306	2891	2599	294	-1762	1794	1928	10463	10597	1897	7731	5834	3221	3221	25431	7541	
2000	v	r	2742	1974	256	-512	2538	666	1204	-668	2817	2623	440	-934	1720	2335	7334	7949	2077	8518	6441	1972	1972	25410	9982	
2000	i	r	2741	1971	227	-543	2574	426	737	-1411	3040	2599	335	-2060	1878	2113	10442	10677	1982	9285	7303	3096	3096	26768	7752	
2002	v	r	3044	2660	256	-128	2877	544	1204	-1129	3183	2623	426	-1391	1979	4576	7331	9928	2288	9173	6885	1951	1951	28757	11384	
2002	i	r	2984	2679	227	-78	2843	320	737	-1786	3361	2599	343	-2283	2114	3973	10833	12692	2137	9311	7174	3202	3202	29593	8808	
2005	v	r	3481	3370	256	145	3344	707	1204	-1433	3707	2623	433	-1939	2246	4905	7631	10290	2582	9217	6635	1951	1951	33405	16468	
2005	i	r	3409	3342	227	160	3313	538	737	-2038	3912	2600	258	-2932	2410	5108	10910	13608	2409	9351	6942	3202	3202	34428	13608	
2010	v	r	4500	6414	256	2170	4317	1586	1204	-1527	4775	2637	424	-1071	2790	5300	7887	10397	3199	9312	6113	1951	1951	42988	25598	
2010	i	r	4399	6231	227	2059	4261	1282	737	-2242	5035	2601	248	-2369	2956	5291	11294	13629	2974	9435	6461	3202	3202	44141	23219	
1997	v	p	2128	2386	256	514	2232	525	1204	-503	2470	2632	424	597	1487	3708	3462	5683	1681	57	5059	3435	1559	1559	22272	10998
1997	i	p	2334	2490	227	383	2205	588	737	-880	2600	2861	266	30	1557	3762	4532	6737	1547	4985	3438	995	995	22880	11680	
1998	v	p	2525	2293	256	24	2304	1163	1204	63	2540	3117	424	1088	1554	3489	4156	6091	1761	5731	3970	1559	1559	23047	10339	
1998	i	p	2514	2833	227	546	2319	1182	737	-400	2739	2651	248	306	1665	3532	5827	7694	1617	5034	3417	995	995	24118	11706	
1999	v	p	2633	2137	256	-240	2420	1051	1204	-165	2680	2660	424	-1	1552	2991	4234	5673	1931	6249	4318	1559	1559	24151	12602	
1999	i	p	2621	2293	227	-101	2445	1010	737	-698	2883	2604	231	-847	1697	4572	6050	8925	1877	5614	3737	995	995	25331	12521	
2000	v	p	2742	2014	256	-472	2536	999	1204	-333	2814	2623	424	-572	1639	3419	4397	6177	2073	7575	5502	1569	1569	25328	12652	
2000	i	p	2741	2236	227	-278	2573	948	737	-888	3034	2599	231	-1370	1771	4558	6049	8836	1979	7297	5318	977	977	26656	12895	
2002	v	p	3045	2743	256	-46	2876	767	1204	-905	3180	2623	424	-1084	1881	5089	4602	7810	2288	8140	5852	1550	1550	28658	14530	
2002	i	p	2984	3291	227	534	2841	785	737	-1319	3356	2600	231	-1310	1990	5269	6480	9759	2133	7299	5166	977	977	29464	14872	
2005	v	p	3482	3419	256	193	3344	899	1204	-1241	3708	2626	430	-1700	2150	5226	4815	7891	2582	8162	5580	1550	1550	33306	19985	
2005	i	p	3409	3398	227	216	3312	900	737	-1675	3911	2601	239	-2530	2260	5314	6592	9646	2406	7304	4898	977	977	34275	21284	
2010	v	p	4500	6764	256	2520	4317	1586	1204	-1527	4775	2639	441	-702	2696	5321	5234	7859	3199	8205	5006	1550	1550	42894	29181	
2010	i	p	4401	6862	227	2688	4261	1282	737	-2242	5035	2610	260	-1719	2790	5314	6855	9379	2971	7313	4342	977	977	43972	30993	

ANALISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LA EXPANSION DE LA OFERTA ELECTRICA

Situación del Sector Eléctrico en Materia Ambiental

La producción y utilización de la energía eléctrica comprende un conjunto de actividades que por su diversidad, características e importancia relativa ocasionan diversos impactos ambientales originados tanto en la obtención, procesamiento, transporte y consumo de la misma.

De ahí que se adopta un enfoque para la formulación de políticas en el sector, en el que se tienen en cuenta los costos externos de la energía eléctrica en términos ecológicos y sociales, generando instancias que posibilitan la optimización de los beneficios y la morigeración de los efectos negativos asociados a las distintas alternativas, así como el planteo de las medidas necesarias.

Por lo tanto, existe un esfuerzo sectorial en materia de protección del ambiente, que permite:

- Considerar que todas las fuentes eléctricas generan impactos ambientales negativos de diferente calidad y en diferentes localizaciones geográficas y sectores sociales, ya sea sobre el medio natural como el social y cultural, teniendo en cuenta además que algunos son de difícil evaluación en términos económicos.
- Elaborar las normas para la incorporación de los aspectos ambientales en los distintos segmentos del mercado, para diferentes fuentes de energía eléctrica y en todas las etapas desde su evaluación inicial hasta las etapas de construcción y explotación.
- Fortalecer el rol de contralor del Estado, en el marco de la reconversión y reestructuración del mismo, para garantizar la posibilidad de una adecuada gestión ambiental.
- Incluir los costos de las inversiones para protección ambiental y para la consecución de medidas correctivas en el presupuesto económico - financiero de los proyectos.

Marco Institucional y Normativo

En materia del marco institucional y de normativa ambiental la primera referencia es el Artículo 41 de la Constitución Nacional.

El Decreto N° 634/91 del Poder Ejecutivo Nacional y la Ley N° 24.065 del Marco Regulatorio de Energía Eléctrica, definen las condiciones según las cuales se consideran los aspectos ambientales en el esquema de reconversión del sector eléctrico.

Emisiones Gaseosas en Centrales Termoeléctricas

Están en vigencia los siguientes valores de emisión, de acuerdo al combustible utilizado, en mg/Nm³:

Turbo vapor:	SO₂	MP	NO_x
Fuel oil	1.700	140	600
Gas Natural		6	400

Carbón	1.700	120	900
Turbo gas:	SO2	MP	NOx
Gas natural		6	200
Combustible líquido (Azufre <0,5%)		20	200

Gases de Efecto Invernadero (GEI)

El Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, firmado en Río de Janeiro en junio de 1992 y aprobado en nuestro país por Ley N° 24.295 del 7 de diciembre de 1993, establece que:

- Todos los países deben formular, aplicar y actualizar regularmente programas nacionales que contengan medidas orientadas a mitigar el Cambio Climático, en todos los sectores.
- Los países desarrollados y los países del Este europeo (Anexo I) deben volver individual o conjuntamente a los niveles de emisiones antropógenas de los GEI del año 1990.
- La mayor parte de las emisiones han tenido su origen en los países desarrollados y las emisiones per cápita en los países en desarrollo son todavía relativamente reducidas.
- 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 originada en los mismos, para permitirles satisfacer sus necesidades sociales y de desarrollo.
- Las normas y prioridades ambientales deben reflejar el contexto de desarrollo al que se aplican, ya que las normas aplicadas en algunos países pueden ser inadecuadas y con un costo económico y social injustificado para otros, en particular los países en desarrollo.

Para el cálculo de emisiones de los GEI y de acuerdo a lo establecido por el Panel Intergubernamental de Cambios Climáticos (IPCC), se toma como año base al año 1990.

Teniendo en cuenta la tendencia actual del equipamiento que está entrando en servicio, se asume que el incremento de energía eléctrica (EE) que se generará en los futuros períodos y escenarios, a partir de 1998, estará compuesta mayoritariamente por ciclos combinados y con una fuerte participación del gas natural (superior al 85%).

Los GEI a evaluar, por recomendación del IPCC son: Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄), Monóxido de Carbono (CO) y Oxidos de Nitrógeno (NO_x).

Los factores de emisión utilizados para cada gas, son los recomendados por el IPCC, y se expresan en kg de contaminante/Tj (10¹² joule) de combustible consumido.

En los escenarios planteados se ha asumido que el parque térmico tiende mayoritariamente al uso de unidades de ciclo combinado. Por ello, los factores de emisión se ponderan para ese tipo de equipamiento.

Para el cálculo de la magnitud de la evolución de los GEI, se procesa la información que suministra el ENRE, en base a las mediciones de emisiones realizadas y se evalúan los consumos de combustibles fósiles para generación de EE, en el marco del consumo global de combustibles en el país para todas las actividades.

Respecto del NO_x, cabe aclarar que no se disponen mediciones para el año 1990, por lo que se trabaja con supuestos relacionados a la tecnología utilizada para generación de EE, en ese año.

En los Cuadros N° 11 y 12, se presentan los resultados de los cálculos de emisiones en t y porcentuales de incremento de contaminantes, correspondientes al escenario 3.

Debido a que el crecimiento en la generación eléctrica global va acompañado con el aumento preponderante de la generación correspondiente a la región GBA- Litoral - BAS, que pasa a constituir a partir del año 2000 más del 70% de la generación térmica del período, no se ha considerado necesario diferenciar regionalmente los valores de emisión de los GEI.

Conclusiones respecto a los GEI: El aumento de la energía eléctrica generada en el período 1998-2010, produce un aumento de los GEI totales respecto del año 1990, pero a una tasa de crecimiento muy inferior de la de generación, debido a que se reducen los consumos específicos promedios.

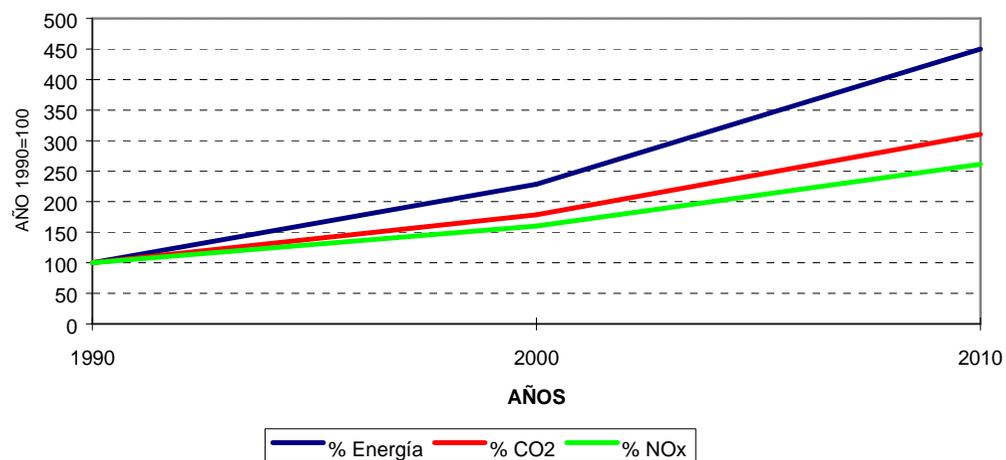
Esto puede apreciarse en los siguientes gráficos:

Gases considerados CO2 y NOx, año base 1990=100

Escenario 3, con hidraulicidad pobre (máxima generación térmica)

Año	Energía	CO2	NOx
1990	100	100	100
2000	228.5	178.7	160.34
2010	450.2	310.2	261.20

ESCENARIO 3 (hidraulicidad pobre)



Respecto del año base, en el año 1995, último año de datos consolidados, los consumos específicos disminuyeron un 22,5% (mejora asociada también a un aumento en el consumo de gas natural)

respecto de combustibles líquidos).

Esta reducción en las unidades nuevas que se irán incorporando al parque de generación térmica se reflejará en una disminución de las emisiones de los GEI por kWh generado, sin variaciones significativas en las distintas condiciones.

En cuanto al NOx, en base a las mediciones realizadas en el año 1995, se obtuvo un valor de emisión de 43.000 t. En el escenario 3, por ejemplo, las proyecciones de dicho gas tienen valores máximos en años de baja hidraulicidad de 153.881 t. en el año 2005 y 195.146 t. en el año 2010, dando un porcentaje de aumento de 106% y 161% respectivamente.

Comparados estos porcentajes con el aumento de 223% y 350% de generación de EE para los mismos años, se advierte una tasa de crecimiento también menor del aporte de NOx, asociada a la mejora en la tecnología, fundamentalmente por la utilización de quemadores de baja emisión.

Se concluye que los escenarios extremos propuestos son compatibles con las condiciones ambientales establecidas en los compromisos antes expuestos, ya que el Convenio reconoce que los países en desarrollo deben aumentar los consumos de energía, y nuestro país lo realiza en un marco de mejoras notables en los consumos específicos de las unidades de generación y de aplicación de medidas de mitigación restrictivas respecto de las emisiones, de acuerdo al estado del arte vigente a nivel tecnológico y a costos económicos y socialmente viables.

En consecuencia, se entiende que en el futuro no existirán limitaciones adicionales al ingreso de ciclos combinados a instalarse en las distintas regiones del país.

Otros Gases

Con relación a las emisiones de anhídrido sulfuroso (SO₂) no se realiza el cálculo de su comportamiento futuro, ya que al tener el parque térmico un consumo de gas superior al 85% en ambos escenarios, su influencia será cada vez menor y sólo dependerá de la calidad del combustible líquido, independientemente de la tecnología utilizada.

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.

Por otro lado, se suma el proceso de fuerte concentración de población en las zonas urbanas, cuya tasa de crecimiento no se prevé que disminuya al año horizonte 2010.

Por lo tanto, las redes de baja, media y alta tensión se expandirán incrementando por un lado la cobertura geográfica y por otro la densidad de carga.

Obras Hidroeléctricas

No se descarta que, a partir del año 2005, puedan incorporarse al sistema nuevos emprendimientos hidroeléctricos, favorecidos por la apertura de nuevos mercados y por mejoras en su competitividad respecto del resto del parque de generación.

Normativa Ambiental Prevista

Para cualquiera de las alternativas de expansión de la oferta eléctrica del período en estudio, se deberá tener en cuenta la siguiente previsión en materia de medidas de protección ambiental a ser incorporadas en el sector eléctrico:

La normativa ambiental en el período considerado seguirá con la tendencia actual de reforzamiento en todos los niveles jurisdiccionales.

En lo que respecta a CO₂, las medidas de mayor peso se dirigirán a la disminución del uso de combustibles fósiles en la generación termoeléctrica, al uso racional de la energía y al uso de fuentes renovables económicamente viables, ya que este gas es inherente a la oxidación del carbono en dichos combustibles.

Sin embargo, dado que la generación termoeléctrica sólo aporta entre un 15% y 16% de la emisión global del país, se prevé que se centrará la política de reducción de las emisiones de los GEI en otros sectores de la actividad económica, que hasta el presente no han tomado medidas de control de sus emisiones.

En cuanto a los demás contaminantes gaseosos, debido al aumento que se irá produciendo en los valores de fondo de calidad de aire actuales por el crecimiento económico, se tenderá a ajustar sus valores de emisión con criterios más restrictivos, de acuerdo a la tecnología vigente a nivel internacional y a la viabilidad económica y social de los mismos.

Por el aumento de la generación eléctrica mediante unidades de ciclo combinado, se tenderá a que los nuevos operadores profundicen los estudios hidrogeológicos y obtengan, para su entrada al MEM, las autorizaciones jurisdiccionales correspondientes para la captación de agua, en razón de los altos consumos de agua subterránea que estas plantas demandan.

Se acentuará además la necesidad de presentación de un análisis detallado de las calidades, cantidades y destino de los efluentes líquidos.

En lo que respecta a ruidos y a residuos peligrosos, se seguirá solicitando el cumplimiento de los requisitos vigentes a nivel nacional.

A fin de mejorar la compatibilidad de los electroductos con el ambiente, en el proceso de expansión previsto, se tenderá a profundizar la relación entre la obra y los sistemas natural y social, incorporando al proyecto pautas de minimización de impacto visual y de afectación del espacio, elaborándose normas diferenciadas por tensiones, desde tensiones de 13,2 kV.

Respecto de los aprovechamientos hidroeléctricos se tenderá a la actualización de los programas ambientales a exigir en las evaluaciones y planes de gestión de acuerdo al estado del arte en la materia, acentuando el monitoreo continuo de las principales variables de afectación.

Por otra parte, la gestión privada se deberá adaptar progresivamente a las pautas que surjan de las Normas ISO 9.000 (Calidad) e ISO 14.000 (Sistemas de Gestión, Gerenciamiento y Calidad Ambiental) para que sus actividades sean competitivas a nivel nacional, regional y mundial.

CUADRO N° 11

CASO 3. CALCULO DE EMISIONES GEI. EN TONELADAS

Hidraulicidad	Año	Condición	Generación GWh	Plus energía eléctrica GWh	Plus combustible Tj	Plus CO ₂ t	Plus CO	Plus CH ₄	Plus NO _x
r	1998	Mínima	26.531	4.883	45.274	2.527.157	1.449	276	8.466
p	1998	Máxima	38.073	16.425	152.287	8.500.558	4.873	929	28.478

m	1998	Media	31.423	9.775	90.630	5.058.943	2.900	553	16.948
r	1999	Mínima	40.841	19.193	168.847	9.424.958	5.403	1.030	31.574
p	1999	Máxima	53.434	31.786	279.631	15.608.888	8.948	1.706	52.291
m	1999	Media	46.960	25.312	222.678	12.429.760	7.126	1.358	41.641
r	2000	Mínima	36.433	14.785	128.157	7.153.651	4.101	782	23.965
p	2000	Máxima	49.461	27.813	241.084	13.457.163	7.715	1.471	45.083
m	2000	Media	42.418	20.770	180.035	10.049.454	5.761	1.098	33.667
r	2005	Mínima	57.178	35.530	311.801	17.404.581	9.978	1.902	58.307
p	2005	Máxima	69.891	48.243	423.367	23.632.110	13.548	2.583	79.170
m	2005	Media	62.509	40.861	358.584	20.015.999	11.475	2.187	67.055
r	2010	Mínima	84.549	62.901	534.370	29.828.245	17.100	3.260	99.927
p	2010	Máxima	97.458	75.810	644.037	35.949.808	20.609	3.929	120.435
m	2010	Media	89.673	68.025	577.900	32.258.091	18.493	3.525	108.067

Base 1990 = 21.648 GWh (de origen térmico)

Fuente Balance Energético 1990.

CUADRO N° 12

CASO 3. PORCENTUALES DE INCREMENTO DE GEI

Hidrolicidad	Período	Condición	Generación	Plus energía eléctrica	Plus combustible	CO2	CO	CH4	NOx	% Energía eléctrica	5 % anual acumulado
			GWh	GWh	Tj			% aumento con respecto a 1990			
r	1998	Mínima	26.531	4.883	45.274	14,8%	4,1%	15,6%	11,3%	22,6%	147,7%
p	1998	Máxima	38.073	16.425	152.287	49,7%	13,8%	52,6%	38,1%	75,9%	147,7%
m	1998	Media	31.423	9.775	90.630	29,6%	8,2%	31,3%	22,7%	45,2%	147,7%
r	1999	Mínima	40.841	19.193	168.847	55,1%	15,3%	58,3%	42,3%	88,7%	155,1%
p	1999	Máxima	53.434	31.786	279.631	91,3%	25,3%	96,6%	70,0%	146,8%	155,1%
m	1999	Media	46.960	25.312	222.678	72,7%	20,2%	76,9%	55,7%	116,9%	155,1%
r	2000	Mínima	36.433	14.785	128.157	41,8%	11,6%	44,3%	32,1%	68,3%	162,9%
p	2000	Máxima	49.461	27.813	241.084	78,7%	21,8%	83,3%	60,3%	128,5%	162,9%
m	2000	Media	42.418	20.770	180.035	58,8%	16,3%	62,2%	45,1%	95,9%	162,9%
r	2005	Mínima	57.178	35.530	311.801	101,8%	28,2%	107,7%	78,0%	164,1%	207,9%
p	2005	Máxima	69.891	48.243	423.367	138,2%	38,4%	146,2%	106,0%	222,9%	207,9%
m	2005	Media	62.509	40.861	358.584	117,0%	32,5%	123,8%	89,8%	188,8%	207,9%
r	2010	Mínima	84.549	62.901	534.370	174,4%	48,4%	184,5%	133,8%	290,6%	265,3%
p	2010	Máxima	97.458	75.810	644.037	210,2%	58,3%	222,4%	161,2%	350,2%	265,3%
m	2010	Media	89.673	68.025	577.900	188,6%	52,4%	199,6%	144,6%	314,2%	265,3%

Base 1990 = 21.648 GWh (de origen térmico).

Fuente Balance Energético 1990.

ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y USO RACIONAL DE LA ENERGIA

Los numerosos ejemplos a nivel mundial testimonian que el uso eficiente de la energía eléctrica puede colaborar *simultáneamente* a mitigar tres problemas importantes como son la disponibilidad de recursos energéticos, las inversiones de capital necesarias para poner la energía en el mercado y el impacto ambiental del uso de los recursos energéticos.

En el presente ejercicio de prospectiva se presentan ahorros potenciales de energía eléctrica a partir de cifras reales, y aproximaciones realizadas en base a datos de otros países. Además, se efectúa una estimación de ahorro a partir de la implementación de diversos programas de uso racional de energía en el sector residencial.

Potencial de Ahorro de Energía por Sector y Usos

Debido al grado de participación en los consumos relativos de energía eléctrica, los sectores sobre los cuales se justifica trabajar en eficiencia energética en el área eléctrica son el industrial, residencial, comercial y oficial y alumbrado público.

Para los sectores residencial, comercial y oficial se presenta una tabla donde se muestra la participación porcentual de los principales usos finales de la energía eléctrica y el potencial de ahorro, con un rango que indica una baja / alta intensidad de medidas de URE a ser aplicadas, mientras que para los sectores industrial y alumbrado público se plantean dos escenarios en cada uno de ellos.

Los potenciales de ahorro en ningún caso contemplan una disminución del servicio brindado por la electricidad; no implican sacrificio alguno y se basan en tecnologías actualmente disponibles en el mercado (no necesariamente en el nacional) y sólo en aplicaciones económicamente rentables.

La penetración del potencial de ahorro en los sectores considerados depende de la vida útil de los artefactos en uso y la factibilidad de su reemplazo antes de tiempo. Para estas proyecciones se asume una renovación del stock de artefactos en un plazo de 10 años para todos los usos finales, excepto los motores eléctricos cuyo reemplazo se estima en un plazo de 20 años, debido a su mayor vida útil.

Residencial, Comercial y Oficial

En los siguientes cuadros se presenta la estructura del consumo y los potenciales de ahorro.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR SECTORES. AÑO 1995

SECTORES	CONSUMO (GWh)	PARTICIPACION %
Industrial y Otros	21.707	42.25
Residencial	17.088	33.26
Comercial y Oficial	9.689	18.86
Agropecuario	456	0.89
Transporte	302	0.59
Alumbrado Público	2.140	4.16

SECTOR RESIDENCIAL

Uso Final de la Energía	PARTICIPACION %	POTENCIAL DE AHORRO %
Conservación de Alimentos	44.1	40-60
Iluminación	16.3	80
Electrodomésticos	29.3	10-50
Refrigeración y Ventilación	5.3	26-48
Calefacción de Interiores	2.1	26-48
Motores y Bombeo de Agua	0.8	
Calentamiento de Agua	1.9	10-20
Cocción	0.1	10-20

SECTOR COMERCIAL Y OFICIAL

Uso Final de la Energía	PARTICIPACION %	POTENCIAL DE AHORRO %
Iluminación	55	21-44
Aire Acondicionado	16.5	26-48
Calefacción	5.6	26-48
Fuerza Motriz	22.9	27-42

Si se considera el sector residencial en particular, el ahorro potencial por iluminación representa el 13% del consumo residencial en el año 1995. De tener en cuenta el uso conservación de alimentos, dicho ahorro se situaría en el 21,7% del consumo residencial.

Alumbrado Público

En cuanto al sector alumbrado público, como se ha mencionado, se plantean dos escenarios de acciones de uso eficiente de la energía:

a) de bajo URE

En este caso, aún una política poco activa de uso eficiente de energía en el sector llevaría a ahorros del orden del 10% del consumo de energía eléctrica del sector.

Esto es así debido al hecho de existir un elevado grado de atraso en la actualización tecnológica de los sistemas de iluminación pública en la gran mayoría de los municipios del país.

Si tenemos en cuenta que existen en el país alrededor de 1.500 municipios de distintas magnitudes, es dable suponer que aún con una hipótesis de bajo URE, es decir, sin medidas de promoción específicas, el potencial de ahorro de energía y mejora en la calidad lumínica es muy significativo.

Asumiendo un consumo global a valores de 1995 de 2.140 GWh en los sistemas de Alumbrado Público, el potencial de ahorro con bajo URE sería de unos 200 GWh/año.

b) de alto URE

Presupone llevar adelante una política activa de difusión de medidas de eficiencia posibles, de promoción e incentivo mediante mecanismos *ad hoc* aplicables a la situación económica y tecnológica imperante en cada municipio.

En este caso el potencial de ahorro de *piso* es del 30% del consumo, asumiendo al igual que en el caso anterior que existe un bajo nivel tecnológico (desactualización por falta de inversión y mantenimiento) en la mayor parte de los municipios del país. En este caso el ahorro potencial sería 640 GWh/año.

Industria

El consumo industrial de energía eléctrica en Argentina está caracterizado por un elevado grado de concentración. Esto es así dado que una decena de grupos o conglomerados industriales detentan casi el 70% del consumo sectorial, porcentaje que asciende al 85% si se consideran veinte sectores de actividad.

Por otro lado, más de 50 grupos industriales apenas alcanzan a explicar un 8% de la demanda industrial de energía eléctrica.

El consumo industrial de energía eléctrica se encuentra en valores cercanos a los 21.500 GWh (año 1995).

La participación de las principales actividades industriales en el consumo de energía eléctrica del sector, es la siguiente:

Química-Petroquímica:	18 %
Metalurgia:	17 %
Papel:	13 %
Alimentación:	7 %
Refinerías:	6 %

El resto se reparte en otras actividades industriales.

La distribución aproximada del consumo de energía eléctrica en el sector es;

Accionamientos: 75%, distribuido según el tipo de consumos en:

Bombas:	25 %
Compresores:	15 %
Ventiladores:	12 %
Accionamientos de corriente continua:	9 %
Máquinas herramientas:	6 %
Varios:	8 %

El 25% restante se divide en:

Iluminación
Calefacción
Aire acondicionado
Electrólisis

Hornos eléctricos

En la industria también pueden plantearse escenarios según dos alternativas de bajo ó alto URE:

a) bajo URE: una política poco activa en la industria respecto al ahorro de energía eléctrica tendrá un bajo impacto en los niveles de consumo. Esto es así debido al hecho que el sector industrial es, comparado con los demás de la actividad socioeconómica del país, el que más acciones de eficiencia ha encarado en las diferentes etapas de su existencia.

Casi todas las industrias han encarado en algún momento programas o proyectos vinculados a una mejora en el uso de la energía y/o en la gestión energética, adaptando sus actividades a los diferentes cuadros tarifarios vigentes en su correspondiente zona de influencia. Esto ha sido evidente, por ejemplo, en la continua mejora en el factor de potencia y en la búsqueda de disminuir los picos de demanda.

Se considera que un bajo nivel de acciones de eficiencia energética en el sector llevaría a lograr ahorros del orden del 5% respecto a los niveles de consumo actual (1.075 GWh/año).

b) alto URE: Por el contrario, si se introdujeran incentivos claros y explícitos, aplicables en cada caso, el potencial de ahorro duplicaría al del caso anterior (2.150 GWh/año).

Aplicación de Programas de Uso Racional de Energía

Hasta ahora se han presentado valores referidos a ahorros potenciales en los diversos usos, los cuales son imposibles de alcanzar, pues se supondría que todos los artefactos sean reemplazados por otros más eficientes. Por lo tanto, se considera la aplicación de programas dirigidos a determinados usos, en la que se supone un cierto grado de penetración de tecnologías y equipos más eficientes.

En el presente ejercicio de prospectiva se ha trabajado con el sector residencial. Es en él donde existe mayor disponibilidad de información de resultados sobre programas de uso racional de energía provenientes de diferentes experiencias internacionales. Además, este sector presenta una menor complejidad a la hora de la implementación de estos programas.

Hipótesis

En el sector residencial, dos de los usos más importantes desde el punto de vista de su peso sobre la demanda de electricidad son: la conservación de alimentos (heladeras y freezers) e iluminación. Ambos usos representan alrededor del 60% de la demanda del sector residencial.

En relación al uso conservación de alimentos se consideran hipótesis acerca de:

- Implementación de programas de etiquetado y penetración de artefactos eficientes. En este tipo de programas los fabricantes de heladeras y freezers suministran información a los consumidores referida a las características de los productos, en cuanto a sus rendimientos energéticos, mediante la inclusión de etiquetas o sellos de calidad.
- Instauración de normas de eficiencia mínima a partir del año 2000.

En cuanto a iluminación, el potencial de ahorro energético radica en el hecho que la gran mayoría de lámparas en uso son incandescentes cuyo rendimiento lumínico es cuatro o cinco veces menor que el de lámparas fluorescentes compactas. En el presente ejercicio se han formulado hipótesis sobre la penetración esperada de programas de publicidad y de reemplazo de lámparas por aquellas de mayor eficiencia.

Se asume que estos programas se han de desarrollar en un contexto particular, en presencia de incentivos claros y explícitos.

Resultados

Los resultados obtenidos a partir del ejercicio propuesto en el que se presentan diversos programas de uso racional de la energía son los siguientes:

	2000	2002	2005	2010
Iluminación				
Publicidad	130	150	200	310
Reintegros sobre Facturas	750	850	1.020	1.380
Subtotal	880	1.000	1.220	1.690
Conservación de Alimentos				
Programa de Etiquetado	80	130	220	380
Programa de Eficiencia Mínima a partir del año 2000	1.100	1.330	1.620	1.910
Subtotal	1.180	1.460	1.840	2.290
Total	2.060	2.460	3.060	3.970

Teniendo en cuenta, de acuerdo al Caso B, que la energía facturada se ubica en 37.890 GWh para el año 2010, el ahorro de electricidad obtenido por estos programas se situaría alrededor del 10% del total.

Es preciso señalar que estos resultados representan solamente una parte del posible ahorro, pues se ha considerado exclusivamente el sector residencial y dos usos en particular.

Por lo tanto, la magnitud del potencial de ahorro en Argentina justifica la profundización de los estudios y la elaboración de una política de uso racional de la energía que permita concretar este potencial en el actual contexto del sector eléctrico.

MERCADOS DISPERSOS Y ENERGIAS RENOVABLES

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 6000 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 privatizaciones de las empresas de servicios eléctricos provinciales, que no contemplaba adecuadamente la situación de abastecimiento eléctrico en las áreas rurales de baja densidad, la Secretaría de Energía y Puertos ha puesto en marcha a partir de fines de 1995 un Programa Especial 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 6000 servicios públicos que los atienden. El Programa propone la concesión de estas 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 actualmente para estos menesteres. En este sentido, 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 una gran cantidad de casos los costos de estos servicios están por encima de las posibilidades económicas de los usuarios a los que 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.

El Programa tiene una duración de 5 (cinco) años, con inversiones previstas de 314 millones de pesos ó dólares. 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 y Puertos de la Nación. Los subsidios, tanto provinciales cuanto nacionales, serán aplicados a facilitar el acceso al servicio de los usuarios con las más bajas demandas.

Los escenarios de la demanda y oferta prevista se presentan en los siguientes cuadros:

ESCENARIOS DE DEMANDA (CANTIDAD DE USUARIOS) AL 2001

	A	B	C
Usuarios Residenciales	450.000	310.000	155.000
Usuarios Servicios Públicos	9.275	6.183	3.092
TOTAL	459.275	316.183	158.092

La potencia prevista a instalar en el escenario medio es de 17.000 kW.

	ESCENARIOS DE OFERTA GENERACION ANUAL DE ENERGIA EN MWh		
	A	B	C
Para Usuarios Residenciales	55.500	37.000	18.500
Para Usuarios Serv. Públicos	2.400	1.600	800
TOTAL	57.900	38.600	19.300

Los distintos escenarios que se plantean 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 B sería el más probable dentro del conocimiento que se dispone actualmente. El C correspondería a un desarrollo del programa con una respuesta menor a la esperada durante el desarrollo en los aspectos listados más arriba y el A al caso de una marcada adhesión.

De alcanzarse los resultados previstos, se generarán alrededor de 1000 puestos de trabajo permanentes para atender a las tareas de promoción, instalación, mantenimiento y gestión empresarial vinculados al Programa. Por otra parte habría un impulso significativo al desarrollo de la utilización de las energías renovables en Argentina.

Micro, Mini y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos

Argentina cuenta con 56 MW instalados de micro, mini y pequeños aprovechamientos hidráulicos, de los cuales entre 10 y 15 MW están fuera de servicio quedando actualmente 40 MW de capacidad de generación efectiva en funcionamiento.

Este tipo de aprovechamientos 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). Estos aprovechamientos tienen en otros casos 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 y Puertos, en cooperación con varias provincias, 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, 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 el financiamiento de estos estudios, la Secretaría de Energía y Puertos cuenta con la colaboración de la Unidad de Preinversión (UNPRE) dependiente de la Secretaría de Inversión Pública del Ministerio de Economía. Si bien a la fecha de la redacción de este informe se ha decidido comenzar estudios en la Provincia de Neuquén solamente, varias provincias han formalizado ya su interés en realizar estudios similares.

Para favorecer los estudios de preinversión mencionados, la Secretaría de Energía y Puertos está realizando un inventario actualizado de Micro, Mini y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos, así como

de nuevos proyectos, cuyo detalle puede consultarse en los cuadros que siguen.

Se estima que dentro de los primeros tres años, a partir del lanzamiento de un programa específico, podría incorporarse, entre reparaciones y nuevos ingresos, el 50% del equipo actualmente fuera de servicio, que representa 8 MW en total, o sea una tasa de incorporación de 2,7 MW/año. A partir del 4to año se estima una incorporación de 5 MW/año.

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

MICRO, MINI Y PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS EXISTENTES

PROVINCIA	POTENCIA (kW) (1)	ENERGIA (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	50.000		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.

Generadores Eólicos para Sistemas Aislados de Generación

Existen en Argentina numerosas localidades aisladas que reciben servicio eléctrico a través de generadores diesel y de redes locales de distribución que tienen altísimos costos de suministro (entre 0,5 a 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 y Puertos, 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 esta tecnología es de promisoriosa aplicación en muchas localidades del sur de nuestro país.

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 al sistema interconectado con máquinas de entre 100 y 450 kW, que totalizan a la fecha 3,4 MW. La capacidad anual de generación es de entre 6,5 y 7 GWh, aunque debido a que algunas máquinas se encuentran fuera de servicio, la generación en 1995 fue de 5,2 GWh. Las granjas instaladas alcanzan altos factores de utilización, de hasta el 42%, lo que en comparación con la media internacional del 20% es una buena indicación de la calidad del recurso eólico disponible.

El potencial eólico del país es uno de los mayores del mundo, concentrándose en la Patagonia Argentina una disponibilidad prácticamente ilimitada de recursos de alta calidad, con velocidades medias anuales superiores a los 8 metros/segundo. La mayoría de los emprendimientos realizados hasta la fecha han sido proyectos de demostración tendientes a explorar en términos prácticos la factibilidad del negocio.

De acuerdo a los datos disponibles sobre proyectos en cartera, durante 1997 a 1999, se incorporarían 3 MW anuales de capacidad de generación, lo que significa en 3 años la incorporación de 9,5 MW que generarían anualmente 18.000 MWh suplementarios.

Existen varios proyectos privados de gran envergadura (hasta con potencias de 50 MW), detallados a continuación, que serán viables en la medida que los mismos estén asociados a condiciones especiales de financiamiento.

El escenario de incorporación de equipamiento eólico se ha definido sobre la base de los siguientes supuestos:

- En los primeros tres años se incorporan las extensiones de los proyectos que ya se encuentran funcionando.
- En el 4to y 5to año se prevé la incorporación de proyectos nuevos a 5 MW/año.
- En el 6to y 7mo año se prevé una incorporación de 10 MW anuales adicionales.
- A partir del 8vo y 9no año se prevé una incorporación de 20 MW anuales.

	Emprendimiento	Potencia MW	Energía MWh
Año 1	Co. Arenales (Chubut)	2,25	4.300
Año 2	Cutralcó	3,6	7.000
Año 3	Rada Tilly	3,6	7.000
Año 4	Estimado Global	5,0	9.500
Año 5	Estimado Global	5,0	9.500
Año 6 y7	Estimado Global	10,0	18.000
Año 8 y 9	Estimado Global	20,0	36.000

NUEVOS PROYECTOS DE ENERGIA EOLICA PARA SISTEMAS INTERCONECTADOS

EMPRESARIADO	TIPO	POTENCIA A INSTALAR MW	ENERGIA Fc=0,25 MWh	INVERSION Mu\$s
BARILOCHE (R.Negro)	Hibr.RED BT	8,000	20.000	S/I
COM. RIVADAVIA I	Intercon MT	50,000	100.000	15
COM. RIVADAVIA II	Intercon MT	50,000	100.000	15
Coop. BURATOVICH	Hibrido RED BT	0,800	2.800	1,12
	TOTAL Programado	8,800	22.800	
	TOTAL	108,800	222.800	

En la medida que se produzca una caída de los precios de los equipos de generación eólica y que se 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 estas condiciones.

Bioelectricidad

Este tipo de tecnología es utilizada mayoritariamente por los ingenios azucareros. Está asociada a la necesidad de reciclar desechos y obtener vapor como vector energético y electricidad (cogeneración); la producción es estacional y 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.

Se ha considerado que el escenario C (20 MW en 5 años) sería el más factible, ya que los costos de la energía eléctrica y del gas natural por ahora no impulsarían escenarios más optimistas. Se tuvo en cuenta que el factor de carga bajo, teniendo en cuenta la estacionalidad, tendría un valor de $F_c = 0,15$.

Generación Solar, Fotovoltaica y Térmica

En la Argentina se han instalado durante la última década, numerosos sistemas de generación eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos, totalizando alrededor de 2 MW de potencia instalada con una generación anual estimada en 1,8 GWh. Esto ha sido simulado por la existencia de un recurso solar abundante en el territorio argentino, especialmente al norte del Río Colorado y de este modo regionalmente complementario al recurso eólico.

El hecho de que las áreas con excelente recurso solar coinciden en gran medida con la localización de la mayor parte de la población rural dispersa, hace que la puesta en marcha del PAEPRA haga previsible un gran incremento en la instalación de este tipo de sistema, que además por sus características modulares, se adapta naturalmente a la prestación de un servicio eléctrico para usuarios individuales dispersos.

La participación estimada para la tecnología Solar Fotovoltaica dentro del PAEPRA es del 75%, lo cual implica la incorporación de más de 12 MW al finalizar los cinco años de desarrollo previstos para el programa.

En años recientes, en algunos países, las distribuidoras eléctricas han incorporado los sistemas parabólicos de generación eléctrica solar térmica. Sólo en el sur de California, hay un total de 9 plantas de este tipo con una capacidad de 354 MW, que aportan a la red en los horarios de máxima demanda, dentro de los que la energía tiene un precio más elevado. Esto coincide con los de máxima generación a partir de esta tecnología renovable, tornándola competitiva. En la Argentina, sin embargo, con la actual estructura de precios en el MEM, no aparece por el momento como una alternativa competitiva.

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 esta SSE 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, ya 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.

SOLAR FV	10.000/12.000	Incluye almacenamiento en baterías e instalación
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

Cronograma de Incorporaciones

Tomando los valores del escenario B para el PAEPRA y las hipótesis de combinaciones de escenarios descripta para las turbinas eólicas y pequeños emprendimientos hidráulicos, se indican a continuación las incorporaciones de potencia y energía esperadas en los próximos cinco años, donde se ha previsto una incorporación gradual de equipamiento.

AÑO BASE (ESTIMADO)

TECNOLOGIA TIPO	1995/96	
	POTENCIA (kW)	ENERGIA (MWh)
SOLAR FOTOVOLTAICA	2,000	1,800
MIICROHIDRAULICO	40,000	125,000
EOLICO	7,000	13,500
BIOELECTRICIDAD	307,000	400,000
GEOTERMIA	700	1,500
TOTAL	356,700	541,800

CRONOGRAMA DE NUEVAS INCORPORACIONES (5 PRIMEROS AÑOS)

	PAEPRA	PROGRAMA			TOTAL
		HIDRAULICA	EOLICO	BIOMASA	
1997 POTENCIA	546	1,000	2,250	2,000	5,796
ENERGIA	1,125	3,500	4,000	2,600	11,225
1998 POTENCIA	3,177	3,000	3,600	3,000	12,777
ENERGIA	7,079	10,500	7,000	4,000	28,579
1999 POTENCIA	5,670	4,000	3,600	4,000	17,270
ENERGIA	12,858	14,000	7,000	5,500	39,358
2000 POTENCIA	5,105	5,000	5,000	5,000	20,105
ENERGIA	11,745	17,500	9,500	6,500	45,245

2001	POTENCIA	2,454	5,000	5,000	6,000	18,454
	ENERGIA	5,713	17,500	9,500	7,800	40,513

NOTA: Se estima que el programa PAEPRA tendrá una estructura de tecnologías 75% Solar FV, 9% Eólica, 8% Hidráulica y 8% Diesel.

Los valores de Potencia están expresados en kW y los de Energía en MWh.

SECTOR GAS NATURAL Y SU INFLUENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO

OFERTA DE GAS NATURAL

Reservas

Para el desarrollo de esta sección se han tomado en cuenta y analizado los siguientes aspectos, en lo que respecta a la situación actual y posiblemente futura de las reservas de gas y petróleo en Argentina:

- Comportamiento observado en cuanto a la evolución de las reservas comprobadas remanentes desde 1980 hasta 1995 inclusive, y la posibilidad de incorporación anual de las reservas probables, declaradas al 31/12/95.
- Situación actual y posiblemente futura de la producción de petróleo y gas, incorporaciones y variación de las reservas anuales (según la evolución de la actividad y resultados supuestos a obtener del Plan Houston Reconvertidos, Plan Argentina, Concesiones y Asociaciones).
- Políticas implementadas, a implementar y objetivos fijados por el Ministerio de Economía para los próximos años (*Argentina en crecimiento, 1995-1999* y estimaciones al 2010) en los temas de deregulación, privatización, reordenamiento impositivo, inversiones, descentralización y sistematización de las tareas de control y fiscalización y crecimiento anual proyectado del PBI.
- Situación futura, consecuentemente probable según lo expresado en los párrafos anteriores, mediante la utilización de indicadores característicos de la actividad petrolera en lo que respecta a la Exploración y Explotación, de acuerdo a la diversificación de la oferta de gas natural y petróleo.

Hasta el presente se han detectado 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.

Se ha considerado cada cuenca en forma particular, lo que ha permitido estimar los futuros descubrimientos de yacimientos y los volúmenes probables que se incorporarían en los próximos quince años. Ello, en base a la superficie ya explorada, a la cantidad y tipo de los descubrimientos realizados hasta la fecha, a su producción acumulada y reservas remanentes, en función de las características de la superficie que aún queda por explorar y el resultado de los últimos pozos exploratorios perforados.

El valor total de reservas de gas que se estima se incorporarían de las cuencas actualmente productivas en los próximos 15 años es de **750.000 millones de m3**.

A continuación se consignan otros aspectos que han sido considerados para fundamentar la futura incorporación de reservas:

- Las incorporaciones y/o disminuciones anuales que por revisiones y estudio se efectúa de cada yacimiento (actualmente en explotación) para el cálculo de sus reservas, en función de los resultados obtenidos por la actividad anual llevada a cabo en los mismos.
- Debido a un mejor management, habrá un incremento paulatino en los porcentajes de recuperación final de hidrocarburos, aumentando en consecuencia los valores de reservas a movilizar de los yacimientos, por el empleo de nuevas tecnologías y mejor aprovechamiento de la energía, estimándose que se llegará a valores globales cercanos al 30 % en los próximos 15 años.

- La incorporación de reservas correspondientes a yacimientos de mediana extensión y posibilidades, ya que no se incluye el hallazgo de ningún gran yacimiento, del tipo Loma de la Lata, por considerarlo un hecho fuera de lo normal y no válido para una prospectiva.
- La incorporación de reservas dentro de las áreas de Interés Secundario, ya que se estima un aumento importante de las inversiones en ese rubro para los próximos 15 años, en función de su situación actual, la ubicación que las mismas tienen en las cuencas (muchas de ellas con mejores perspectivas que varias de las áreas exploratorias de los diferentes planes), y la superficie exploratoria que integran esas concesiones.

Proyección de Reservas y Producción de Petróleo y Gas hasta el año 2010

Para efectuar las proyecciones se ha considerado la evolución de las cifras oficiales documentadas desde el año 1980 hasta 1995 inclusive, las tasas anuales de crecimiento del consumo interno, la evolución de la producción de petróleo y gas (incluyendo en ella los compromisos ya asumidos de exportación), la evolución de las reservas y los aspectos ya desarrollados.

Las proyecciones de producción de gas consideran las demandas de gas para usinas que surgen de las simulaciones del despacho del MEM para los escenarios 3 y 6 que incluyen, para el primero, la hipótesis de exportación firme de 2.000 MW a Brasil, equivalentes a aproximadamente 9 MM m³/día de gas y sin esta exportación para el escenario 6.

Dada la cantidad de variables que inciden en un análisis prospectivo, y tomando en cuenta que una modificación en cualquiera de ellas produciría cambios importantes en el resultado final, se han considerado dos posibilidades para determinar un entorno, dentro del cual, se estima probable que se desarrolle la situación futura en nuestro país, en cuanto a producción, incorporación y reservas de petróleo y gas: escenarios A y B, para acotar los valores resultantes y permitir la observación y seguimiento dentro de un entorno que aparece actualmente como más probable, pero que deberá ajustarse en forma constante con los nuevos valores indicativos que con el tiempo se obtengan y los cambios futuros de demanda, de fuentes de energía y en los costos de transporte.

Para ambos casos se han utilizado valores iguales en las incorporaciones anuales tanto de petróleo como de gas, ya que se entiende que la influencia sería la misma para los dos si existiera alguna modificación significativa en esta variable, y porque además, como ya se ha expresado, no se ha incluido en el cálculo la posibilidad de descubrimiento de algún gran yacimiento.

Resulta importante aclarar que los valores adoptados para las proyecciones como posibles de incorporar anualmente, tanto para el petróleo como para el gas, responden a la realidad que hoy muestran en cifras y en potencialidad los yacimientos descubiertos hasta el presente, más los que se encuentran en evaluación aún sin desarrollar.

Dados los cambios y modificaciones que pueden sufrir alguno (o todos) los parámetros supuestos, sumado a la aparición de variables no incluidas en el presente trabajo, se estima conveniente realizar un monitoreo de los datos empleados en el análisis en forma periódica, por ejemplo con actualizaciones anuales, que permita ratificar o rectificar las conclusiones a las que se ha arribado.

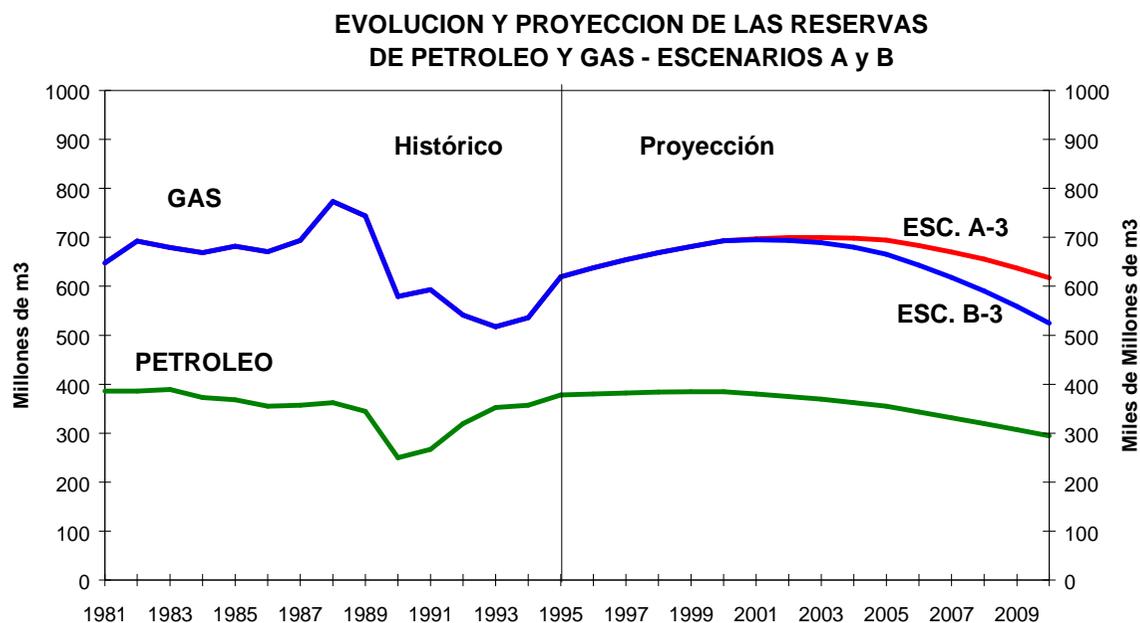
En los *Cuadros N° 13, 14, 15 y 16* se presentan las proyecciones de producción e incorporación de reservas de gas y petróleo para los cuatro escenarios que surgen de combinar A y B de gas, y 3 y 6 de energía eléctrica.

Tomando en cuenta la estimación de la evolución de los precios mundiales hasta el 2010, los valores de producción anual alcanzados en nuestro país en la actualidad, la situación productiva de los yacimientos y la capacidad de ductos existentes, la demanda actual y las perspectivas futuras en cuanto a una mayor participación del gas en el mercado de consumo, se ha estimado un aumento de la producción de petróleo (a razón de un 1.2% a.a.) estabilizándose en 47 millones de m³ a partir del 2005 y hasta el 2010, para ambos escenarios.

Las estimaciones de crecimiento de la producción de gas toman en cuenta las proyecciones de demanda para los distintos sectores, desarrolladas en el punto 3.5, y las exportaciones previstas a los países de la región. La producción se incrementará a un ritmo entre 4,4% a.a. y 6,3% a.a. para el período 1996-2010.

Se supone que la actual importación de gas desde Bolivia (5-6 MM m³/día) será interrumpida a partir del año 2000.

A partir de estos supuestos se observa una declinación, hacia el 2010, de las reservas de hidrocarburos. Para el caso del gas natural, tanto para el escenario de baja exportación (A), como el de alta exportación (B), las reservas declinan. Se estima que las reservas de gas natural al año 2010, bajo los supuestos realizados, no resultarían inferiores a los 10 años.



Es preciso señalar que este ejercicio intenta evaluar desde el sector eléctrico el suministro de su principal combustible para generación térmica. La evaluación realizada se corresponde con un análisis clásico de equilibrio oferta - demanda, en el que no se consideraron los comportamientos individuales de los distintos actores presentes en una situación de competencia. La finalidad de este análisis es al sólo efecto de considerar las relaciones entre los sectores eléctrico y del gas natural.

En los Cuadros N° 17, 18, 19 y 20 se presentan los balances de gas natural, expresados en millones de m³ de 9300 kcal, correspondientes a la combinación de los escenarios A y B de gas natural y 3 y 6 de energía eléctrica.

DEMANDA DE GAS NATURAL

Demanda Interna de Gas Natural

Para realizar las proyecciones de demanda interna de gas natural se han reunido los sectores de consumo en seis grupos: Residencial, Comercial y Público, Industrial, Centrales Eléctricas, GNC y Subdistribuidoras (SDB).

En este análisis se tuvieron en cuenta los cambios en las reglas de juego del funcionamiento del sistema económico en general y del sector energético en particular, a partir de la entrada en vigencia de las reformas introducidas desde 1989. Esto último fue determinante en la elección del período de análisis (1980-1995), ya que el cambio en la dinámica económica del sector en los primeros años de los noventa tiene una ponderación relativamente importante en la totalidad del período.

Se ha supuesto que la estructura por usos y fuentes energéticas del consumo de energía en los sectores Residencial, Servicios e Industrial se mantiene constante en todo el período de análisis.

Se presentan a continuación los resultados de las proyecciones de demanda de gas natural, expresadas en millones de m³ de 9300 kcal, y las respectivas tasas medias anuales de crecimiento.

DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES Y PROYECCION 1995-2010 (En millones de m³ de 9300 kcal)

Sector	1995	2000	Proyectado 2005	2010
Residencial	5.760	7.051	8.414	9.874
Comercial y Público	1.265	1.515	1.710	1.902
Industrial	7.930	10.120	11.875	13.724
Usinas (1)	7.248	6.819	9.369	13.380
GNC	1.007	1.326	1.647	2.013
SDB	262	329	388	451
Total	23.471	27.160	33.393	41.344

(1) La proyección corresponde a las demandas de gas del escenario 6, hidrología media. Se incluye una estimación de la demanda de gas para usinas del MEMSP y Patagónico Sur.

Fuente: Elaboración en base a datos del ENARGAS.

DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES PROYECCION 1995-2010

(Tasas medias anuales de crecimiento - En %)

Sector	1995/2000	Proyectado		
		2000/2005	2005/2010	1995/2010
Residencial	4.1	3.6	3.3	3.7
Comercial y Público	3.7	2.5	2.2	2.8

Industrial	5.0	3.3	2.9	3.7
Usinas	-1.2	6.5	7.4	4.2
GNC	5.7	4.4	4.1	4.7
SDB	4.6	3.4	3.1	3.7
Total	3.0	4.2	4.4	3.8

Fuente: Elaboración en base a datos del ENARGAS.

**DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES
PROYECCION 1995-2010
(Participación sectorial en la demanda total - En %)
Proyectado**

Sector	1995	2000	2005	2010
Residencial	24.5	26.0	25.2	23.9
Comercial y Público	5.4	5.6	5.1	4.6
Industrial	33.8	37.3	35.6	33.2
Usinas	30.9	25.1	28.0	32.4
GNC	4.3	4.9	4.9	4.9
SDB	1.1	1.2	1.2	1.1
Total	100	100	100	100

Fuente: Elaboración en base a datos del ENARGAS.

La proyección de la demanda de gas para usinas corresponde a los resultados obtenidos de las simulaciones del despacho del MEM para el caso B de demanda de energía eléctrica, bajo los supuestos del escenario 6, donde no se considera exportación de energía eléctrica a Brasil. Se ha incluido una estimación de las demandas futuras de gas para usinas del MEMSP y Patagónico Sur (Tierra del Fuego y sur de Santa Cruz), de acuerdo al siguiente detalle: para el 2000, 780 MM m³; 2005, 880 MM m³ y 2010, 950 MM m³.

Se prevé, en el período 1995-2000, una disminución de la participación del gas natural consumido por centrales eléctricas, debido fundamentalmente al ingreso de Yacretá y la progresiva elevación del nivel de su embalse hasta alcanzar la cota de proyecto en el 2000. Se destaca el crecimiento del consumo de gas en usinas, entre el 2005 y el 2010, como consecuencia de la expansión prevista de la oferta eléctrica en base a equipamiento exclusivamente térmico.

Se estima, de acuerdo a los valores obtenidos en este trabajo, que el crecimiento anual medio acumulado de la demanda total de gas natural entre 1995 y el 2010 se ubicaría en un 3,8%.

Exportaciones de Gas Natural

Con referencia a la exportación de gas a países vecinos, se han considerado en el presente análisis aquellos proyectos en realización y aquellos previstos, que ya cuentan con la autorización de la Autoridad de Aplicación o bien se encuentran en trámite. Estos últimos se incluyen en el escenario B (de máxima) donde se considera la posible exportación a Brasil.

A continuación se detallan, en forma resumida para los dos escenarios, los proyectos involucrados, los caudales anuales y los volúmenes totales resultantes, de acuerdo a la cantidad de años comprometidos.

ESCENARIO A DE EXPORTACIONES DE GAS

PROYECTO	2000	2005	2010	AÑOS	TOTAL
	MM m3/día				MM de m3
1. San Sebastián-Bandurrias	2	2	2	21	15.000
2. Gas Andes	2.5	5	8	25	57.000
3. Uruguay	2	2	2	20	9.000
4. Uruguayana	2.5	3	3	20	18.000
TOTAL	9	12	15		99.000

ESCENARIO B DE EXPORTACIONES DE GAS

PROYECTO	2000	2005	2010	AÑOS	TOTAL
	MM m3/día				MM de m3
1. San Sebastián-Bandurrias	2	4	4	21	27.700
2. Gas Andes	2.5	5	12	25	71.700
3. Uruguay	2	2	4	20	16.300
4. Uruguayana	2.5	5	7	20	36.000
5. Brasil	0	20	20	20	146.000
TOTAL	9	36	47		297.700

ESCENARIO DE PRECIOS DE GAS NATURAL

Las proyecciones del precio del gas en boca de pozo se realizaron teniendo en cuenta dos bandas: una de mínima y otra de máxima. La primera de las bandas indica el costo de producción del gas natural por m3 en base a la evolución probable de la producción de gas por cuencas para el período 1997-2010, la evolución de las reservas y los programas tentativos de extracción que [informes de la industria petrolera nacional e internacional pronostican para los próximos años.](#)

Esta banda mínima representa el precio de oferta o de costo que se presentaría probablemente para los próximos años del período considerado. La banda máxima que se ha establecido es el *net back value* que resulta de la diferencia entre la disposición a pagar de un generador eléctrico o un cliente industrial que podría adquirir el sustituto (fuel oil) menos los costos de transporte de este servicio al *city gate* de Buenos Aires, en el caso de gas proveniente de la Cuenca Neuquina. Para el caso de la Cuenca Noroeste se han considerado como base los precios que existirían en la hipótesis que se exportara el gas natural al mercado de San Pablo.

El incremento en el precio del gas en boca de pozo, que se va produciendo a lo largo del tiempo, obedece a los esfuerzos de inversión necesarios para incrementar las reservas y los niveles de producción de gas. Por otro lado, este incremento en el precio del gas de las cuencas es justificable debido a que se supone un escenario de aumento del precio del petróleo en los mercados internacionales, en el cual se basa el valor de los sustitutos del gas natural en dichos mercados.

También las proyecciones del precio de gas natural en boca de pozo contemplan la estacionalidad en el precio de este agente energético. De acuerdo a los contratos típicos que se firman entre las principales empresas distribuidoras y los productores de gas natural, se incorpora en forma explícita un mayor valor para la época invernal, reflejando el hecho de que las empresas productoras tienen que invertir para abastecer el mercado en la punta (invierno), siendo por ello el costo y el precio más elevado.

Para obtener un precio de referencia del gas natural en las principales regiones del país, se adicionó al precio de gas en boca de pozo la tarifa oficial de transporte interrumpible (IT) determinada por ENARGAS y se consideraron los precios promedios negociados por los generadores.

En el *Cuadro N° 21* se pueden apreciar los precios del gas natural en u\$s por millón de Btu y en u\$s por decámetro cúbico, para los distintos mercados de gas. Por una cuestión de costo de transporte, los precios del gas natural más elevados se observan en la región Metropolitana, Buenos Aires Norte, Litoral y Pampeana, en ese orden. El menor precio para las regiones Cuyana y Sur está influenciado por su proximidad a los yacimientos de gas natural.

En el *Cuadro N° 22* se presentan los supuestos adoptados para los precios del fuel oil y gas oil. En general, se asume que los precios de estos combustibles variarán en función de las variaciones del crudo de referencia (WTI), en tanto los precios relativos se mantendrán constantes. El precio de gas es creciente, alcanzando en el 2010 el 81% del valor del fuel oil.

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

En cuanto a la expansión de la capacidad nominal de transporte, el total de las ampliaciones, al año 2002, previstas por las transportistas resulta en 25,9 MM m3/día, en términos absolutos respecto a 1995, y el ritmo de crecimiento para el período 1995-2002 es de 3,8% a.a.

Los incrementos de capacidad del sistema de los gasoductos troncales necesarios para abastecer la demanda no interrumpible en el mediano plazo se alcanzarán mediante la optimización de los gasoductos existentes y la incorporación de ampliaciones relativamente menores, de forma similar a lo sucedido en los últimos años, con crecimientos que acompañan el aumento de la demanda pico anual.

	AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE					
	1998	1999	2000	2001	2002	Acum.
	(MM m3/día)					
TGS	1.8	4.0	2.5	2.5	3.5	14.2
Gto. Neuba I y II	0.4	1.0	1.0	1.0	1.0	4.4

Gto. San Martín	1.4	3.0	1.5	1.5	2.5	9.8
TGN (1)		11.7				11.7
Gto. Norte		2.3				
Gto. Centro-Oeste		9.4				
NEA (2)		2.0				2.0
Pampeana (3)	1.6					1.6
TOTAL	3.4	17.7	2.5	2.5	3.5	29.5

(1) Total de ampliaciones previstas para el período 1996-1999

(2) Licitado por la Pcia. de Entre Ríos

(3) Gasoducto Costero de la Pcia. de Buenos Aires

Fuente: ENARGAS

CAPACIDAD NOMINAL PREVISTA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

	(MM m3/día) 1995	2000	2002	Tasa de Crecim. 2002/1995
TGS	56.9	65.2	71.2	3.2%
Gto. Neuba I y II	35.0	37.4	39.4	
Gto. San Martín	16.9	22.8	26.8	
Regionales	5.0	5.0	5.0	
TGN	30.3	42.0	42.0	4.8%
Gto. Norte	14.6	16.9	16.9	
Gto. Centro-Oeste	15.7	25.1	25.1	
TOTAL	87.2	107.1	113.1	3.8%

Fuente: ENARGAS

Las ampliaciones planteadas hasta el 2002 se consideran como las mínimas necesarias para cubrir la demanda no interrumpible invernal.

Se asume el supuesto considerado que, para el período 2002-2010, el sistema de transporte se expandirá de modo de acompañar los crecimientos del pico de invierno de la demanda de gas (3,5% a.a. entre 1995 y el 2010).

UTILIZACION PREVISTA DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE TOTAL EN EL PICO DE INVIERNO (MM m3/día)

	1995	2000	2002	2005	2010
CAPACIDAD NOMINAL	87.2	107.1	113.1	125.0	147.8
DEMANDA PICO (1)	83.7	95.9	105.6	119.3	140.9
UTILIZACION	96%	90%	93%	95%	95%

(1) Demanda máxima firme de invierno. Se supone que crece a un ritmo de 3,5% a.a. en el período 1995-2010.

En los años 2000 y 2002 se podría presentar una menor utilización de gasoductos respecto a la registrada en 1995, esta capacidad remanente podría ser utilizada, eventualmente, por las usinas. Para el 2005 y el 2010 se supone una utilización máxima del 95%, lo que requiere de las correspondientes expansiones.

Sin embargo, frente a un escenario de fuertes exportaciones de gas a los países vecinos, crecimiento de la demanda interna y exportación de energía eléctrica al Brasil y perspectivas de expansión de la oferta eléctrica en base a equipamiento térmico (ciclos combinados de alto rendimiento), se anticipa la necesidad de una expansión de gasoductos, antes del 2005, a fin de abastecer el mercado.

CUADRO N° 13

**EVOLUCION Y PROYECCION DE LA PRODUCCION, LAS INCORPORACIONES
Y LAS RESERVAS DE PETROLEO Y GAS (1)**

ESCENARIO "A-3"

AÑO	PETROLEO		GAS		RESERVAS	
	PRODUC. Miles de m3	INCORP. Miles de m3	PRODUC. Millones de m3	INCORP Millones de m3	PETROLEO Millones de m3	GAS Miles Mil.m3
1981	28.852	22.800	13.629	20.900	386	648
1982	28.470	28.800	15.523	58.600	386	692
1983	28.474	31.800	17.181	4.500	389	679
1984	27.838	11.700	18.764	8.800	373	669
1985	26.675	21.600	19.113	32.300	368	682
1986	25.178	11.900	19.246	8.500	355	671
1987	24.857	26.900	19.168	41.700	357	694
1988	26.122	31.400	22.734	102.300	362	773
1989	26.734	9.300	24.207	-4.900	345	744
1990	28.004	-67.000	23.018	-141.900	250	579
1991	28.620	46.000	24.643	38.500	267	593
1992	32.227	85.000	25.043	-27.000	320	541

1993	34.447	66.000	26.664	2.200	352	517
1994	38.732	44.000	27.697	46.500	357	536
1995	41.700	62.700	30.467	114.000	378	620
1996	42.500	45.000	32.162	50.000	380	637
1997	43.000	45.000	33.952	50.000	382	653
1998	43.500	45.000	35.842	50.000	384	668
1999	44.000	45.000	37.836	50.000	385	680
2000	44.500	45.000	39.942	50.000	385	690
2001	45.000	40.000	41.498	45.000	380	693
2002	45.500	40.000	43.116	45.000	375	695
2003	46.000	40.000	44.796	45.000	369	695
2004	46.500	40.000	46.542	45.000	362	694
2005	47.000	40.000	48.356	45.000	355	690
2006	47.000	35.000	50.388	40.000	343	680
2007	47.000	35.000	52.505	40.000	331	668
2008	47.000	35.000	54.710	40.000	319	653
2009	47.000	35.000	57.009	40.000	307	636
2010	47.000	35.000	59.404	40.000	295	616

(1) Demanda de centrales eléctricas correspondiente a Escenario 3.

Incluye hipótesis de exportación de 2.000 MW a Brasil, equivalente a 9 MM m3/día

CUADRO N° 14

**EVOLUCION Y PROYECCION DE LA PRODUCCION, LAS INCORPORACIONES
Y LAS RESERVAS DE PETROLEO Y GAS (1)**

ESCENARIO "B-3"

AÑO	PETROLEO		GAS		RESERVAS	
	PRODUC. Miles de m3	INCORP. Miles de m3	PRODUC. Millones de m3	INCORP Millones de m3	PETROLEO Millones de m3	GAS Miles Mil.m3
1981	28.852	22.800	13.629	20.900	386	648
1982	28.470	28.800	15.523	58.600	386	692
1983	28.474	31.800	17.181	4.500	389	679
1984	27.838	11.700	18.764	8.800	373	669
1985	26.675	21.600	19.113	32.300	368	682
1986	25.178	11.900	19.246	8.500	355	671

1987	24.857	26.900	19.168	41.700	357	694
1988	26.122	31.400	22.734	102.300	362	773
1989	26.734	9.300	24.207	-4.900	345	744
1990	28.004	-67.000	23.018	-141.900	250	579
1991	28.620	46.000	24.643	38.500	267	593
1992	32.227	85.000	25.043	-27.000	320	541
1993	34.447	66.000	26.664	2.200	352	517
1994	38.732	44.000	27.697	46.500	357	536
1995	41.700	62.700	30.467	114.000	378	620
1996	42.500	45.000	32.162	50.000	380	637
1997	43.000	45.000	33.952	50.000	382	653
1998	43.500	45.000	35.842	50.000	384	668
1999	44.000	45.000	37.836	50.000	385	680
2000	44.500	45.000	39.942	50.000	385	690
2001	45.000	40.000	43.174	45.000	380	692
2002	45.500	40.000	46.668	45.000	375	690
2003	46.000	40.000	50.445	45.000	369	685
2004	46.500	40.000	54.527	45.000	362	675
2005	47.000	40.000	58.939	45.000	355	661
2006	47.000	35.000	61.603	40.000	343	639
2007	47.000	35.000	64.386	40.000	331	615
2008	47.000	35.000	67.296	40.000	319	588
2009	47.000	35.000	70.337	40.000	307	557
2010	47.000	35.000	73.515	40.000	295	524

(1) Demanda de centrales eléctricas correspondiente a Escenario 3.
Incluye hipótesis de exportación de 2.000 MW a Brasil, equivalente a 9 MM m3/día

CUADRO N° 15

**EVOLUCION Y PROYECCION DE LA PRODUCCION, LAS INCORPORACIONES
Y LAS RESERVAS DE PETROLEO Y GAS (1)**

ESCENARIO "A-6"

AÑO	PETROLEO		GAS		RESERVAS	
	PRODUC. Miles de m3	INCORP. Miles de m3	PRODUC. Millones de m3	INCORP Millones de m3	PETROLEO Millones de m3	GAS Miles Mil.m3

1981	28.852	22.800	13.629	20.900	386	648
1982	28.470	28.800	15.523	58.600	386	692
1983	28.474	31.800	17.181	4.500	389	679
1984	27.838	11.700	18.764	8.800	373	669
1985	26.675	21.600	19.113	32.300	368	682
1986	25.178	11.900	19.246	8.500	355	671
1987	24.857	26.900	19.168	41.700	357	694
1988	26.122	31.400	22.734	102.300	362	773
1989	26.734	9.300	24.207	-4.900	345	744
1990	28.004	-67.000	23.018	-141.900	250	579
1991	28.620	46.000	24.643	38.500	267	593
1992	32.227	85.000	25.043	-27.000	320	541
1993	34.447	66.000	26.664	2.200	352	517
1994	38.732	44.000	27.697	46.500	357	536
1995	41.700	62.700	30.467	114.000	378	620
1996	42.500	45.000	31.641	50.000	380	638
1997	43.000	45.000	32.860	50.000	382	655
1998	43.500	45.000	34.126	50.000	384	671
1999	44.000	45.000	35.440	50.000	385	685
2000	44.500	45.000	36.806	50.000	385	699
2001	45.000	40.000	38.430	45.000	380	705
2002	45.500	40.000	40.127	45.000	375	710
2003	46.000	40.000	41.899	45.000	369	713
2004	46.500	40.000	43.748	45.000	362	714
2005	47.000	40.000	45.680	45.000	355	714
2006	47.000	35.000	47.682	40.000	343	706
2007	47.000	35.000	49.773	40.000	331	696
2008	47.000	35.000	51.955	40.000	319	684
2009	47.000	35.000	54.232	40.000	307	670
2010	47.000	35.000	56.610	40.000	295	654

(1) Demanda de centrales eléctricas correspondiente a Escenario 6.
No se considera exportación de energía eléctrica a Brasil.

CUADRO N° 16

**EVOLUCION Y PROYECCION DE LA PRODUCCION, LAS INCORPORACIONES
Y LAS RESERVAS DE PETROLEO Y GAS (1)**

ESCENARIO "B-6"

AÑO	PETROLEO		GAS		RESERVAS	
	PRODUC. Miles de m3	INCORP. Miles de m3	PRODUC. Millones de m3	INCORP Millones de m3	PETROLEO Millones de m3	GAS Miles Mil.m3
1981	28.852	22.800	13.629	20.900	386	648
1982	28.470	28.800	15.523	58.600	386	692
1983	28.474	31.800	17.181	4.500	389	679
1984	27.838	11.700	18.764	8.800	373	669
1985	26.675	21.600	19.113	32.300	368	682
1986	25.178	11.900	19.246	8.500	355	671
1987	24.857	26.900	19.168	41.700	357	694
1988	26.122	31.400	22.734	102.300	362	773
1989	26.734	9.300	24.207	-4.900	345	744
1990	28.004	-67.000	23.018	-141.900	250	579
1991	28.620	46.000	24.643	38.500	267	593
1992	32.227	85.000	25.043	-27.000	320	541
1993	34.447	66.000	26.664	2.200	352	517
1994	38.732	44.000	27.697	46.500	357	536
1995	41.700	62.700	30.467	114.000	378	620
1996	42.500	45.000	31.641	50.000	380	638
1997	43.000	45.000	32.860	50.000	382	655
1998	43.500	45.000	34.126	50.000	384	671
1999	44.000	45.000	35.440	50.000	385	685
2000	44.500	45.000	36.806	50.000	385	699
2001	45.000	40.000	40.066	45.000	380	704
2002	45.500	40.000	43.615	45.000	375	705
2003	46.000	40.000	47.479	45.000	369	703
2004	46.500	40.000	51.685	45.000	362	696
2005	47.000	40.000	56.263	45.000	355	685
2006	47.000	35.000	58.897	40.000	343	666
2007	47.000	35.000	61.653	40.000	331	644
2008	47.000	35.000	64.539	40.000	319	619
2009	47.000	35.000	67.559	40.000	307	592
2010	47.000	35.000	70.721	40.000	295	561

(1) Demanda de centrales eléctricas correspondiente a Escenario 6.
No se considera exportación de energía eléctrica a Brasil.

BALANCE DE GAS NATURAL - ESCENARIO "A-3"
(En millones de m3 de 9300 kcal)

Concepto	Histórico		Proyectado					Tasas de Crecimiento				
	1980	1990	1994	1995	2000	2005	2010	1995-1990	2000-1995	2005-2000	2010-2005	2010-1995
Producción Neta de Reinyectado	14.417	23.644	29.127	31.422	41.885	50.708	62.294	5,9%	5,9%	3,9%	4,2%	4,7%
Venteados	3.854	2.800	3.614	3.431	2.225	47	47	4,1%	-8,3%	-53,8%	0,0%	-24,9%
Importaciones	2.271	2.193	2.257	2.053	2.200	0	0	-1,3%	1,4%	-	-	-
Oferta	12.834	23.037	27.770	30.044	41.860	50.661	62.247	5,5%	6,9%	3,9%	4,2%	5,0%
Consumo	9.283	17.572	21.971	23.470	29.756	35.608	43.657	6,0%	4,9%	3,7%	4,2%	4,2%
Consumo Propio	1.833	3.100	3.147	3.645	4.956	5.998	7.370	3,3%	6,3%	3,9%	4,2%	4,8%
Líquidos	604	1.761	2.025	2.463	3.304	3.999	4.913	6,9%	6,1%	3,9%	4,2%	4,7%
Exportaciones	0	0	0	0	3.285	4.380	5.475			5,9%	4,6%	-
Demanda	11.720	22.433	27.143	29.578	41.301	49.985	61.415	5,7%	6,9%	3,9%	4,2%	5,0%
Pérdidas	1.114	604	627	466	559	676	832	-5,1%	3,7%	3,9%	4,2%	3,9%

Fuente: Ex-Gas del Estado, Enargas y Subsecretaría de Combustibles.

Escenario A, baja exportación de gas

Escenario 3, hidrología media y exportación de energía eléctrica firme de 2000 MW a Brasil.

CUADRO N° 18

BALANCE DE GAS NATURAL - ESCENARIO "B-3"
(En millones de m3 de 9300 kcal)

Concepto	Histórico		Proyectado					Tasas de Crecimiento				
	1980	1990	1994	1995	2000	2005	2010	1995-1990	2000-1995	2005-2000	2010-2005	2010-1995
Producción Neta de Reinyectado	14.417	23.644	29.127	31.422	41.885	61.807	77.092	5,9%	5,9%	8,1%	4,5%	6,2%
Venteados	3.854	2.800	3.614	3.431	2.225	47	47	4,1%	-8,3%	-53,8%	0,0%	-24,9%
Importaciones	2.271	2.193	2.257	2.053	2.200	0	0	-1,3%	1,4%	-	-	-
Oferta	12.834	23.037	27.770	30.044	41.860	61.760	77.045	5,5%	6,9%	8,1%	4,5%	6,5%
Consumo Final	9.283	17.572	21.971	23.470	29.756	35.608	43.657	6,0%	4,9%	3,7%	4,2%	4,2%
Consumo Propio	1.833	3.100	3.147	3.645	4.956	7.312	9.122	3,3%	6,3%	8,1%	4,5%	6,3%

Concepto	1980	1990	1994	1995	2000	2005	Crecimiento					
							2010	1995-1990	2000-1995	2005-2000	2010-2005	2010-1995
Producción Neta de Reinyectado	14.417	23.644	29.127	31.422	38.597	59.001	74.161	5,9%	3,1%	9,9%	4,8%	5,9%
Venteados	3.854	2.800	3.614	3.431	2.225	47	47	4,1%	-8,3%	-53,8%	0,0%	-24,9%
Importaciones	2.271	2.193	2.257	2.053	2.200	0	0	-1,3%	1,4%	-	-	-
Oferta	12.834	23.037	27.770	30.044	38.572	58.954	74.114	5,5%	4,0%	9,9%	4,8%	6,2%
Consumo Final	9.283	17.572	21.971	23.470	27.160	33.393	41.344	6,0%	1,7%	5,4%	4,6%	3,9%
Consumo Propio	1.833	3.100	3.147	3.645	4.567	6.980	8.775	3,3%	3,5%	9,9%	4,8%	6,0%
Líquidos	604	1.761	2.025	2.463	3.045	4.653	5.850	6,9%	3,2%	9,9%	4,8%	6,0%
Exportaciones	0	0	0	0	3.285	13.140	17.155			32,0%	5,5%	-
Demanda	11.720	22.433	27.143	29.578	38.057	58.166	73.124	5,7%	4,1%	9,9%	4,8%	6,2%
Pérdidas	1.114	604	627	466	515	788	990	-5,1%	1,0%	9,9%	4,8%	5,2%

Fuente: Ex-Gas del Estado, Enargas y Subsecretaría de Combustibles.

Escenario B, alta exportación de gas

Escenario 6, hidrología media y sin exportación de energía eléctrica a Brasil.

CUADRO N° 21

PROYECCIONES DE PRECIOS DEL GAS NATURAL PARA USINAS. En u\$s/10⁶ Btu

REGION	1997		2000		2005		2010	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
Metropolitana	1,7342	1,7884	1,9648	2,0262	2,1587	2,2262	2,2632	2,3340
Bs. As. Norte	1,7342	1,7884	1,9564	2,0175	2,1441	2,2112	2,2424	2,3125
Pampeana	1,7342	1,7884	1,9904	2,0526	2,1868	2,2551	2,2757	2,3468
Litoral	1,6123	1,6665	1,8162	1,8772	1,9905	2,0574	2,0663	2,1357
Cuyana	1,3684	1,4768	1,5481	1,6708	1,6967	1,8311	1,7613	1,9008
Neuquina	0,9619	1,1516	0,9999	1,1971	1,1480	1,3744	1,2066	1,4445
Noroeste	1,3819	1,4361	1,4515	1,5084	1,6745	1,7402	1,7730	1,8426

Fuente: Secretaría de Energía

Factor de conversión 27,0968 10⁶ Btu/m³

PROYECCIONES DE PRECIOS DEL GAS NATURAL PARA USINAS. En u\$s/dam³

REGION	1997		2000		2005		2010	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
Metropolitana	64,0	66,0	72,5	74,8	79,7	82,2	83,5	86,1
Bs. As. Norte	64,0	66,0	72,2	74,5	79,1	81,6	82,8	85,3
Pampeana	64,0	66,0	73,5	75,8	80,7	83,2	84,0	86,6
Litoral	59,5	61,5	67,0	69,3	73,5	75,9	76,3	78,8
Cuyana	50,5	54,5	57,1	61,7	62,6	67,6	65,0	70,2
Neuquina	35,5	42,5	36,9	44,2	42,4	50,7	44,5	53,3
Noroeste	51,0	53,0	53,6	55,7	61,8	64,2	65,4	68,0

TASAS DE CRECIMIENTO

REGION	2000/1997	2005/2000	2010/2005	2010/1997	Var.% 1997/2005	Var.% 1997/2010
Metropolitana	4,3%	1,9%	1,0%	2,1%	24,5%	30,5%
Bs.As.Norte	4,1%	1,9%	0,9%	2,0%	23,6%	29,3%
Pampeana	4,7%	1,9%	0,8%	2,1%	26,1%	31,2%
Litoral	4,1%	1,9%	0,8%	1,9%	23,5%	28,2%
Cuyana	4,2%	1,9%	0,8%	2,0%	24,0%	28,7%
Neuquina	1,3%	2,8%	1,0%	1,8%	19,3%	25,4%
Noroeste	1,7%	2,9%	1,2%	1,9%	21,2%	28,3%

CUADRO N° 22

PRONOSTICO DE CAMBIOS EN PRECIOS RELATIVOS DEL GAS RESPECTO DE SUSTITUTOS

	1997-1999	2000-2004	2005-2009	2010-2015
WTI u\$/bbl (1)	21.3	22.0	23.0	23.0
WTI u\$/m3	134.0	138.4	144.7	144.7
FO/WTI (2)	0.71	0.71	0.71	0.71
GO/WTI (2)	1.45	1.45	1.45	1.45
FO u\$/m3 (3)	94.50	97.61	102.04	102.04
FO u\$/t	100.00	103.29	107.98	107.98
GO u\$/m3 (3)	194.00	200.38	209.48	209.48
IT (En invierno) u\$/10 ⁶ BTU en Región Metropolitana	1.7884	1.9886	2.1634	2.2626

Gas/FO	0.70	0.75	0.78	0.81
Gas/GO	0.31	0.34	0.35	0.37
FO/GO (en volumen)	0.49	0.49	0.49	0.49
FO/GO (en energía)	0.45	0.45	0.45	0.45

(1) Para 1997, promedio ene-oct/96.

(2) La relación se calcula con los precios FO y GO y el precio promedio ene-oct/96 del WTI. Se suponen constantes las relaciones en todo el período.

(3) Para 1997, se considera una estimación de los precios negociados por las centrales.

ANEXO

INCORPORACION DE EQUIPAMIENTO - FICHAS TECNICAS

CENTRAL BINACIONAL YACYRETA

Ubicación: Río Paraná, Corrientes
Entrada al SADI: ET EZEIZA, 500 kV

Turbinas hidráulicas: *Tipo:* Kaplan
Potencia unitaria: 155 MW (a cota 83)
Cantidad de grupos previstos: 20

Fecha de entrada en servicio comercial de los grupos incorporados:

1° 23/09/94	5° 16/06/95	9° 11/04/96
2° 12/11/94	6° 27/08/95	10° 14/05/96
3° 23/01/95	7° 07/11/95	11° 01/08/96
4° 05/04/95	8° 18/01/96	12° 23/10/96

Propietario: E.B.Y. (Entidad Binacional Yacyretá)

Fecha estimada de incremento a cota 83

mediados 1998:	Se completa la incorporación de los 8 grupos faltantes
inicio 1999:	Incremento a cota 78
inicio 2000:	Incremento a cota 83

INGRESOS APROBADOS POR LA SECRETARIA DE ENERGIA

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. 2.395 - ciclo comb. 1.560
Combustible: GN

Propietario: PEREZ COMPANC S.A.

Autorización: RES SE 23 del 23/01/95: Autoriza 750 MW antes del 31/12/96
DISP SSEE 54 del 3/09/96: Autoriza 674 MW antes del 1/11/97

Fecha de ingreso autorizada (límite): 1/11/97
Fecha de ingreso estimada: 1° TG feb/97, 2° TG mar /97
TV oct/97

C.T. PLUSPETROL (Generador)

Ubicación: El Bracho, TUCUMAN
Entrada al SADI: ET El Bracho, 132 kV

Ciclo Combinado: **450 MW** (2 TG 150 MW + 1 TV 150).
Marca / Modelo: SIEMENS V94.2
C.E.M. (kcal / kWh): ciclo ab. 2.552 - ciclo comb.
Combustible: GN

Propietario: PLUSPETROL ENERGY S.A.

Autorización: RES SE 62 del 15/03/95: Autoriza a partir de 1/12/94
RES ENRE 178/95 del 12/09/95: Autoriza a conectarse a barras de 132 kV de la ET El Bracho 500/132 kV, para un ciclo comb. de 225 MW.

Fecha de ingreso autorizada (límite): (La TG01 ingresó al sistema en oct/96)
Fecha de ingreso estimada: Ago/98 (Completo)

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): 2.462
Combustible: GN

Propietario: HIE-ARGENER SA (Houston Industries Energy Inc.)

Autorización: RES SE 282 del 30/06/95:
RES ENRE 166/95 del 30/08/95: Autoriza acceso a la capac. de transporte

Fecha de ingreso autorizada (límite): 1/07/97
Fecha de ingreso estimada: 1/11/97

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):
Combustible: GN

Propietario: CMS Ensenada S.A. y EDEVA S.A.

Autorización: DISP SSE 1 del 11/01/96: Autoriza la ubicación de la CT en la Refinería La Plata, propiedad de YPF SA
RES. ENRE 372 del 18/07/96: Autoriza acceso a la capac. de transp. en la nueva ET Destilería YPF, en 132 kV (Ensenada)

Fecha de ingreso autorizada (límite): 1/10/97
Fecha de ingreso estimada: 1998

CEBAN (Generador)

Ubicación: Gral. Rodríguez, BUENOS AIRES
Entrada al SADI: ET Rodríguez, 500 kV

Ciclo Combinado **730 MW (2 TG 240 MW + 2 TV 132)**
Marca / Modelo: ABB
C.E.M. (kcal / kWh): 1.563
Combustible: GN

Propietario: Central Buenos Aires Norte S.A.
Autorización: Disp. SSEE 52 DEL 2/9/96: autoriza el ingreso de 730 MW antes del 1/11/98
Fecha de ingreso autorizada (límite): 1/11/98
Fecha de ingreso estimada: 1/11/98

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

Ciclo Combinado **Aprobado**
685 MW (2 TG 150 MW + 1 TV 150)
Marca / Modelo:
C.E.M. (kcal / kWh): 1.563
Combustible: GN

Propietario: AES PARANA SA.
Autorización: Disp. SSEE N° 49/96 del 14/08/96: Autoriza el ingreso de 685 MW antes del 1/05/98
Fecha de ingreso autorizada (límite): 1/05/98
Fecha de ingreso estimada: 1999

INGRESOS APROBADOS POR EL ENRE (Ampliaciones)

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.

Combustible: GN
Propietario: C.T. MENDOZA S.A.
Fecha de ingreso estimada: Inicio 1998

C.T. PUERTO (Generador)

Ubicación: Capital Federal
Entrada al SADI:
Ciclo Combinado: **360 MW** (2 TG nueva 120 MW + 1 TV 120 MW)
Marca / Modelo: G.E.
C.E.M. (kcal / kWh):
Combustible: GN/GO
Propietario: C.T. PUERTO S.A.
Fecha de ingreso estimada: Mediados 1998

C.T. COSTANERA (Generador)

Ubicación: Capital Federal
Entrada al SADI: Subest. Costanera. TG en 132 kV, TV en 220 kV
Ciclo Combinado: **820 MW** (2TG * 256 MW + 1TV * 308 MW)
Marca / Modelo: MITSUBISHI
C.E.M. (kcal / kWh): 1.510 (carga 100%)
Combustible: GN/GO
Propietario: C.T. COSTANERA S.A.
Fecha de ingreso estimada: Fin 1998

C.T. DOCK SUD (Generador)

Ubicación: Capital Federal
Entrada al SADI:

Ciclo Combinado: **350 MW** (Previstos otros 350MW)
Marca / Modelo:
C.E.M. (kcal / kWh): 1.530
Combustible: GN/GO

Propietario: C.T. DOCK SUD S.A.
Fecha de ingreso estimada: Inicio 1999

CENTRALES EN CONSTRUCCION

C.H. PICHU PICUN LEUFU (Generador)

Ubicación: Río Limay, Neuquén
Entrada al SADI:

Turbinas hidráulicas: **240 MW** (3 grupos de 87 MW)
Marca / Modelo: Kaplan
Presa de Tierra: altura 36.7 m / vol. de materiales 220.000 m3
Embalse: superficie 18 km2 / volumen 197 hm3

Propietario: HIDROELECTRICA PICHU PICUN LEUFU S.A.
Fecha de ingreso según cronograma oficial: 1999

C.N. ATUCHA II (Generador)

Ubicación: Lima, Pcia. de Buenos Aires (Adjunto a Atucha I)
Entrada al SADI: Secc. línea Rosario Oeste-Rodríguez, 500 kV

Central Nuclear: **740 MW**
Potencia neta: 692 MW
Rendimiento neto: 32 %

Reactor: De uranio natural, moderado y refrigerado por agua pesada. PHWR
Combustible: Pastillas de dióxido de uranio natural, sinterizado.
Propietario: NUCLEOELECTRICA ARGENTINA S.A.
Fecha de ingreso según cronograma oficial: 2002