

C. N. E. A. E. I. D. E. S. A.	
ARCHIVO PUBLICACIONES	
NO 2	NO 1974

00.74.03

Comisión Nacional
de
Energía Atómica

ANÁLISIS ELECTROENERGÉTICO ARGENTINO

diciembre 1974

Ing. Bela José CSIK
Gerente - Centrales Nucleares

Cap. Nav. Ing. El. Héctor M. MARRERO
Ing. M y E. Hugo SARRAILLET

- INDICE -

	Pag.
1. SINTESIS GENERAL	1
2. ANALISIS ELECTROENERGETICO DEL AÑO 1973	4
2.1 Mercado eléctrico, sistemas interconectados	4
2.2 Demanda	6
2.3 Abastecimiento del mercado	7
2.4 Apreciación de la situación (1973)	8
3. ANALISIS ELECTROENERGETICO A LARGO PLAZO	10
3.1 Objetivos y definición del plazo del análisis	10
3.2 Mercado eléctrico	10
3.3 Proyección de demanda	11
3.4 Recursos energéticos	13
4. ANALISIS ELECTROENERGETICO 1974-1980	20
4.1 Mercado eléctrico	20
4.2 Demanda prevista y criterio de reserva adoptado	20
4.3 Equipamiento previsto	20
4.4 Plazo de realización de centrales	23
4.5 Criterios de equipamiento	25
4.6 Programación del equipamiento	27
4.7 Calidad del abastecimiento eléctrico	28
4.8 Acción recomendada	29
5. ANALISIS ELECTROENERGETICO 1980-1990	30
5.1 Mercado eléctrico	30
5.2 Proyección de la demanda	31
5.3 Criterios de equipamiento	32
5.4 Programa de equipamiento 1980-1990	35
5.5 Composición y análisis del equipamiento programado	36
5.6 Programa de decisiones y de estudios	42
5.7 Acción recomendada	44

	Pag.
6. REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES 1974-1990	46
6.1 Período 1974-1980	47
6.2 Período 1980-1990	47
7. REQUERIMIENTOS ECONOMICOS	48
7.1 Aprovechamientos hidroeléctricos	48
7.2 Centrales Nucleares	49
7.3 Centrales térmicas convencionales	49
7.4 Interconexiones	49
7.5 Resumen del programa de inversiones en generación e interconexiones	49
7.6 Transmisión y distribución	50
7.7 Combustible e industrias complementarias	50
7.8 Resumen de requerimientos de inversión	51

LISTA DE CUADROS Y FIGURAS

<u>Cuadro 1.</u>	Centrales térmicas a vapor (1973)
<u>Cuadro 2.</u>	Turbinas de Gas y Máquinas de C.I. (1973)
<u>Cuadro 3.</u>	Centrales Hidráulicas (1973)
<u>Cuadro 4.</u>	Centrales en construcción y con principio de decisión
<u>Cuadro 5.</u>	Consumo aparente de hidrocarburos y carbón-usinas
<u>Cuadro 6.</u>	Reservas de mineral de uranio
<u>Cuadro 7.</u>	Reservas y recursos uraníferos argentinos
<u>Cuadro 8.</u>	Proyección de la demanda de energía por mercados 1973-1980
<u>Cuadro 9.</u>	Proyección de la demanda de potencia por mercados 1973-1980
<u>Cuadro 10.</u>	Proyección y clasificación de la demanda máxima del Sistema Interconectado
<u>Cuadro 11.</u>	Equipamiento eléctrico, composición y análisis (1973-1980)
<u>Cuadro 12.</u>	Proyección de la demanda de energía por mercados 1981 - 1990 .-
<u>Cuadro 13.</u>	Proyección de la demanda de potencia, por mercados: 1981-1990.-
<u>Cuadro 14.</u>	Proyección y clasificación de la demanda de potencia (1980-1990) para el Sistema Interconectado
<u>Cuadro 15.</u>	Proyectos hidroeléctricos utilizados
<u>Cuadro 16.</u>	Oferta Equipamiento eléctrico (1980-1990)
<u>Cuadro 17.</u>	Equipamiento eléctrico, composición y análisis
<u>Cuadro 18.</u>	Programa de decisiones, equipamiento (1980-1990)
<u>Cuadro 19.</u>	Evolución de la energía producida y consumo de combustibles
<u>Cuadro 20.</u>	Programa de Inversiones en aprovechamientos hidroeléctricos
<u>Cuadro 21.</u>	Programa de Inversiones en Centrales Nucleares
<u>Cuadro 22.</u>	Programa de Inversiones en Centrales térmicas convencionales

- Cuadro 23. Programa de inversiones en interconexiones.
- Cuadro 24. Programa de inversiones en generación e interconexiones.
- Cuadro 25. Inversiones complementarias al programa de Centrales Nucleares a corto plazo.
- Figura 1. Mercados eléctricos.
- Figura 2. Curvas de duración de cargas: años 1973, 1980, 1985 y 1990.
- Figura 3. Plazos de construcción de centrales.-

1. SINTESIS GENERAL

En el presente trabajo, tal como lo indica el título, se analiza la situación electroenergética actual y futura del país. Las partes principales del trabajo abarcan:

- 1 - Síntesis General, que contiene la descripción de los aspectos fundamentales del estudio y el resumen de las principales conclusiones y recomendaciones.
- 2 - Análisis Electroenergético 1973, que constituye el punto de partida del estudio.
- 3 - Análisis Electroenergético a Largo Plazo, que permite establecer un marco de referencia en el que se desarrollará el mercado eléctrico del país.
- 4 - Análisis Electroenergético 1974-1980, que constituye el estudio de la evolución del sector a corto plazo.
- 5 - Análisis Electroenergético 1980-1990, que contiene la planificación del abastecimiento del mercado a mediano plazo.
- 6 - Requerimientos de Combustibles 1974-1990, que analiza el abastecimiento de combustibles del sector electroenergético.
- 7 - Requerimientos Económicos, que plantea las necesidades de inversión del sector hasta 1990.

Los resultados del análisis de la situación actual, no son halagüeños. Existe un considerable déficit energético, agravado por distorsiones del mercado. Estas consisten principalmente en: la distribución desigual del consumo per cápita del país en perjuicio del interior; un deficiente aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos; un parque de generación térmica insuficiente y desequilibrado que no puede abastecer los diferentes tipos de demanda (base, semi-base, semipunta, punta, reserva) con máquinas aptas para cada servicio específico; el mantenimiento en servicio de numerosas máquinas obsoletas que hace años excedieron su vida útil; la falta de un ordenamiento del sector electroenergético del país.

En consecuencia, el desarrollo futuro del sector no sólo lo tendrá que abastecer los crecientes requerimientos del mercado, sino también encarar la difícil tarea de corregir o eliminar gradualmente las distorsiones existentes, a los efectos de asegurar la eficiente prestación de este servicio público esencial.

El análisis electroenergético del país a largo plazo, es el segundo aspecto estudiado. Complementa al análisis de la situación

actual y permite trazar los lineamientos de una política energética adecuada a la defensa de los intereses de la nación.

Los resultados del análisis de la evolución futura de la demanda del mercado y las posibilidades y limitaciones que surgen de la evaluación de las diversas fuentes de energía con que se cuenta, permiten concluir que la complementación adecuada de generación hidroeléctrica y nuclear brinda al mercado un abastecimiento óptimo y a la vez, única solución viable a largo plazo. Centrales de acumulación por bombeo y unidades a combustible fósil constituirán un aporte, en la medida que razones técnicas y económicas o situaciones coyunturales justifiquen su instalación.

Las ventajas inherentes de los recursos hidroeléctricos aconsejan la conveniencia de su desarrollo intensivo. Estos recursos, aún cuando resulten importantes en relación con la demanda actual, no lo son frente a la demanda a largo plazo; además, la mayor parte de los mismos son aprovechamientos de punta y semipunta.

Por tanto, sólo pueden brindar una solución parcial del problema del abastecimiento energético del país.

Se impone la necesidad de una política de sustitución de hidrocarburos y de implementación de un intenso programa de capacitación del país en tecnologías correspondientes a componentes y servicios propios de las centrales hidroeléctricas y las nucleares.

El análisis a corto plazo (1975 - 1980), en la práctica consiste en estudiar la manera en que el equipamiento existente, en construcción y con principio de decisión será capaz de abastecer la demanda del mercado.

Los resultados obtenidos muestran que el mercado estará obligado a soportar restricciones y deficiencias durante los próximos cinco años y en particular en 1977 y 78. La situación recién se mejorará a fines del período considerado. Sólo la adopción de soluciones de emergencia consistente en la instalación inmediata de adicionales turbinas de gas podría mitigar las restricciones previsibles, pero a costa de incrementar la distorsión actual del parque de generación.

Para evitar problemas aún mayores de los previstos, se recomienda continuar todas las obras en construcción y que cuentan con principio de decisión, con máxima celeridad y eficiencia, asegurando que los entes responsables de su ejecución cuenten con todos los medios técnicos, económicos, financieros y administrativos necesarios para cumplir su cometido. Las centrales eléctricas que entrarían en servicio entre 1975 y 1980 significan agregar al sistema unos 3.100 MW

hidráulicos, 600 MW nucleares y 1.300 MW térmicos convencionales, vale decir un total de casi 5.000 MW.

A partir de 1981, ya resulta posible programar un equipamiento eléctrico que satisfaga sin restricciones ni distorsiones la demanda prevista del mercado. Tal programación se realizó previa adopción de ciertos criterios, fundamentados en la intención de prestar un servicio eficiente sin distorsiones y concordante con una política de sustitución de hidrocarburos y correspondiente prioridad de la hidroelectricidad y centrales nucleares.

Durante la década, de acuerdo con lo programado, entraría en servicio un equipamiento compuesto de unos 12.400 MW hidroeléctricos y 5.800 MW nucleares. Realizándose los retiros de equipos obsoletos, el total neto agregado sería del orden de 17.500 MW. La participación hidroeléctrica en la potencia total instalada resulta importante a lo largo de todo el período. De un 45% de participación inicial, pasa a superar el 60% durante los últimos años de la década.

Condición esencial de la oportuna entrada en servicio del equipamiento programado es el establecimiento y cumplimiento de un correspondiente programa de decisiones y tareas previas a las mismas. Tal programa se plantea observándose que ya en el año 1975 se requiere adoptar decisiones y realizar estudios y gestiones respecto a obras programadas para después de 1980.

Para asegurar el correcto abastecimiento futuro de la demanda del mercado, se recomienda: intensificar los estudios previos de los proyectos hidroeléctricos; analizar y plantear alternativas de equipamiento en previsión de eventuales demoras; ajustar periódicamente el programa de equipamiento; cumplir el programa de decisiones y el de la construcción de las obras; y, procurar el máximo aprovechamiento de los recursos con que cuenta el país, planificando en conjunto con el equipamiento eléctrico la implementación de la participación nacional y los programas de investigación y desarrollos científicos y técnicos.

El análisis del requerimiento de combustible del sector electroenergético demuestra la consistencia entre la programación del equipamiento y una política de uso prioritario de hidroelectricidad y energía nuclear, combinado con la política de sustitución de hidrocarburos.

Efectivamente, la participación de la generación hidroeléctrica crece continuamente partiendo de 17,1% en 1975 hasta 54,8% en 1990; asimismo, la energía nuclear incrementa su participación partiendo de 9,5% en 1975 hasta 38,6% en 1990. Correspondien-

temente, se observa una reducción gradual de la participación porcentual de combustibles convencionales y en particular del fuel-oil, que disminuye de un 70,3% inicial (1975) hasta el 2,3% en 1990. Cuadro 19.

Finalmente, se analizan los requerimientos de inversiones reales brutas del sector electroenergético entre 1975 y 1990, en forma global y aproximada. Los resultados obtenidos indican un requerimiento total de casi 30.000 millones de dólares equivalentes (valor 1973).

El equipamiento programado y las interconexiones requerirán una inversión total del orden de 10.000 millones de dólares equivalentes, monto que se incrementa a 12.400 millones con el agregado de las inversiones a realizar al final del período, en concepto de obras que entren en servicio después de 1990. De este monto, el 60% y el 30% corresponde a centrales hidroeléctricas y nucleares respectivamente. Las inversiones en transmisión y distribución se estiman en el orden de 15.000 millones de dólares equivalentes, mientras que en combustible nuclear se requerirán unos 800 millones.

Del punto de vista económico, la evolución electroenergética del país sobre la base de centrales hidroeléctricas y nucleares implica mayores inversiones en el equipamiento de generación, pero habrá compensación por menores gastos de explotación, disminuyendo además los requerimientos de inversión en el sector de combustibles convencionales, en particular en petróleo.

2. ANALISIS ELECTROENERGETICO DEL AÑO 1973

El estudio del plan de equipamiento eléctrico del país se inicia analizando el punto de partida, que corresponde a la situación vigente en el año 1973, último año para el que se dispone de datos razonablemente aceptables.

2.1 Mercado eléctrico, sistemas interconectados

Para el presente estudio se han tenido en cuenta los mercados eléctricos más importantes, considerados en el Plan Trienal del Poder Ejecutivo Nacional, 1974-1977, de diciembre de 1973.

Los mercados eléctricos considerados son: (Fig. 1)

- 1) Gran Buenos Aires-Litoral (GBA-L), (incluyendo las ventas de energía a DEBA Norte).

- 2) Córdoba.
- 3) Cuyo (Mendoza y San Juan).
- 4) Buenos Aires Sur (comprende el resto del mercado servido por DEBA y el partido General Pueyrredón a cargo de A y E).
- 5) DEBA Norte (sin incluir las compras al GBA-L).
- 6) Comahue: se lo analiza incorporado al sistema interconectado desde 1974, y suponiendo la oferta del complejo El Chocón Cerros Colorados, según un programa preestablecido.
- 7) Patagónico Centro

Para el caso de DEBA NORTE, se lo consideró por separado hasta 1980, y desde este año se lo integró al mercado del GBA-L, a los efectos de poder incorporarle la evolución del factor de carga que se supuso para el GBA-L.

El conjunto de estos mercados representa aproximadamente el 92% del mercado eléctrico total del país. Tal participación se irá incrementando gradualmente en virtud de que son los de mayor ritmo de crecimiento. Antes de finalizar la presente década, de acuerdo con los planes, es previsible que el conjunto de estos mercados se operará en forma interconectada, formando un sistema unificado.

El resto de los mercados existentes son: NOROESTE ARGENTINO (N.O.A.) (Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca y Santiago del Estero); PATAGONICO SUR (Santa Cruz y Tierra del Fuego); NORESTE ARGENTINO (N.E.A.) (Chaco y Corrientes) y cuatro Provincias no interconectadas (Misiones, La Rioja, San Luis y La Pampa). Estos mercados también se irán integrando gradualmente al Sistema Interconectado Nacional, pero esto previsiblemente sucederá recién después de 1980. Sin desmerecer la importancia de la solución del problema energético local de cada uno de estos mercados, dado su volumen relativamente reducido respecto al total del país y el objetivo global y general del presente análisis, los mismos no han sido considerados. Se deja expresa constancia que el problema energético y el equipamiento eléctrico de estos mercados debe ser objeto de un análisis particular, que escapa al alcance del presente estudio.

Durante el año 1973, como también en 1974, los mercados analizados en el estudio no han constituido un sistema único interconectado, pero previendo su futura integración, se utilizó la información de la Secretaría de Energía que los analizó separadamente y se los consideró, por simplificación metodológica, como si se comportaran ya interconectados desde

1973 en adelante, para poder realizar así el estudio del sistema y obtener los parámetros necesarios para la planificación del equipamiento de los mismos.

2.2 Demanda

2.2.1 Curvas de duración de cargas (monótonas) adoptadas

La monótona adoptada para el GBA-L se confeccionó con los datos obtenidos en la Secretaría de Energía para el año 1973. En virtud que el mercado GBA-L, representa un 70% del total del sistema interconectado, se decidió adoptar para este último, la misma forma resultante, ante la no disponibilidad del total de las monótonas de los mercados.

La forma de dicha monótona se mantuvo invariable en las proyecciones hasta 1980 y la caracterización de la misma corresponde a los siguientes valores horarios.

a) Base rectangular, correspondiente a la demanda mínima y 8.760 hs.

b) Base trapecial queda comprendida entre los límites horarios de 8.760 hs y 5.840 hs.

c) Semi Base: es la franja trapecial comprendida entre 5.840 y 4.380 hs.

d) Semi Punta: para la franja comprendida en 4.380 hs y 1.460 hs. Forma con la anterior la zona de seguimiento.

e) Punta: zona ubicada entre los límites de 1.460 hs y 0hs.

La determinación de la energía total y/o parcial se hizo mediante la curva integral de energía.

2.2.2 Demanda de potencia máxima (Dmx)

Se adoptó para el conjunto de los mercados considerados como sistema unificado el valor resultante de la información obtenida en la Secretaría de Energía y Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires, obteniéndose el valor de 3.733 MW para el año 1973.

2.2.3 Demanda de Energía

Para este mismo año 1973, la suma algebraica de los datos obtenidos para los distintos mercados, reporta la cifra de 19.431 GWH, para el sistema interconectado. Este valor y el anterior de la Dmx, determinan un factor de carga de 0,594.

Para este valor se ajusta la monótona correspondiente al GBA-L, resultando entonces la nueva monótona para el sistema interconectado en 1973. (Fig. 2).

2.3 Abastecimiento del mercado

Se procedió al relevamiento y clasificación del parque de generación existente en 1973 empleando para ello:

- a) la información disponible en la oportunidad de la confección del estudio "Análisis electroenergético argentino, de fecha diciembre 1973," y su actualización en diciembre 1974, obtenida de la Secretaría de Energía.
- b) Los datos contenidos en el informe del Modelo Matemático para el equipamiento eléctrico realizado en la Subsecretaría de Energía.
- c) el inventario de los recursos hidroeléctricos de la República Argentina relevado por Agua y Energía en el año 1969;
- d) el Plan Trienal del Poder Ejecutivo Nacional 1974-77;
- e) otras informaciones pertinentes.

2.3.1 Centrales de Servicio Público en operación

El parque térmico del mercado considerado constituido por centrales a vapor, turbinas de gas y máquinas de combustión interna, se ha clasificado como muestran los cuadros 1 y 2.

En cuanto a la potencia de origen hidráulico, se la ha clasificado según su posibilidad de funcionamiento como se detalla en el cuadro 3.

El parque de generación que corresponde a Cooperativas no ha sido incluido en el relevamiento, por considerarlo de poca relevancia a los efectos del análisis del equipamiento futuro del sistema.

2.3.2 Centrales en construcción y con principio de decisión

Las centrales hidráulicas, térmicas convencionales y nucleares que se encuentran en diversas etapas de realización se detallan en el cuadro 4, donde también figuran los respectivos cronogramas previstos de entrada en servicio. Respecto a este último aspecto cabe señalar que se trata de cronogramas que no incluyen la consideración de eventuales demoras tanto en la iniciación de las obras como en la construcción y puesta en marcha de los mismos, a partir de la fecha del presente informe. Se deja constancia que tal criterio resulta optimista en vista de la experiencia

pasada en éstos y similares proyectos.

Se hace notar que en 1974 entraron en servicio centrales con una potencia total de 1.242 MW.

2.3.3 Autoproducción

Los últimos datos disponibles de la producción de electricidad, en valores provisionales, para el año 1973, revelan que el Sector Público generó 21.588 GWH, mientras se estima para la Auto Producción un valor de 5.050 GWH, lo que hace para el total del país una suma de 26.638 GWH.

Se observa que el Sector Público, participa en un 81,94% y la Autoproducción en un 18,96%. Como en 1972, la Autoproducción alcanzaba a 19,3% del total generado, surge que la misma no ha variado sensiblemente su participación.

Como además se estima para 1973 una potencia instalada del orden de 1.840 MW, resulta un factor de utilización de 2.740 hs, lo que muestra un bajo nivel de aprovechamiento de dicha potencia instalada.

En el Plan Trienal del Poder Ejecutivo Nacional 1974-1977 se establece como una de las metas para corregir la relativamente alta participación de la Auto Producción, que este tipo de generación, "disminuya su participación ----- desde un 20% en 1972 a un 12% en 1985".

Por tanto las tasas adoptadas para la proyección de la demanda de energía en dicho Plan Trienal, y por extensión, en este estudio suponen reemplazo de la generación de Auto Producción dentro de las pautas indicadas.

2.4 Apreciación de la situación (1973)

2.4.1 Calidad del abastecimiento eléctrico

El análisis de la situación del año 1973 muestra serias deficiencias en cuanto al abastecimiento de los requerimientos del mercado, en particular de las diferentes zonas definidas de la curva de duración de carga.

Suponiendo que los mercados considerados en 2.1 se encontrasen interconectados (lo que no es el caso real) beneficiándose mutuamente por un despacho optimizado de cargas y la unificación de la reserva, la utilización del parque de generación sería como sigue: (Cuadro 11).

- a) en la franja de base, de acuerdo a la metodología adoptada, se emplearían 132 MW hidráulicos, 1.468 MW térmicos de buen rendimiento, 477 MW térmicos de rendimiento medio y 356 MW térmicos de rendimiento malo;
- b) la zona de seguimiento se satisfaría con 59 MW hidráulicos, 203 MW térmicos de rendimiento malo, 283 MW térmicos obsoletos;
- c) en la zona de Punta, se usan 198 MW hidráulicos, 856 de TG + CI y 66 MW obsoletos para completar esa demanda;
- d) la reserva sólo dispone de 144 MW de origen hidráulico, 104 MW térmicos de reserva fría, 265 MW térmicos obsoletos, y resulta un déficit de 234 MW.

Se observa que en el caso hipotético de la operación unificada de los sistemas aislados, el abastecimiento sería deficiente. En la realidad, el problema es aún más grave. Prueba de ello: interrupciones de servicio, baja tensión y variación de frecuencia más allá de los límites admisibles, demanda insatisfecha, alto costo de generación, imposibilidad de mantenimiento correcto, operación de máquinas fuera de su zona de utilización adecuada.

2.4.2 Distorsiones

Además de las deficiencias del servicio señaladas anteriormente, el análisis somero de la situación muestra una serie de anomalías y distorsiones, cuya corrección debe constituir uno de los objetivos a encarar al planificar la evolución del mercado abastecedor de energía eléctrica del país. Sin entrar a discutir las causas o motivos que originaron tales anomalías o distorsiones, se señalan a continuación las principales:

- Existe desproporción en el consumo de energía eléctrica per cápita de las diversas regiones que forman el conjunto del país, siendo el mismo, en general, menor en el interior y habiendo varias provincias con consumos unitarios excesivamente reducidos;
- El aprovechamiento del potencial hidráulico es sumamente reducido;
- El parque de generación muestra una fuerte distorsión con un exceso de utilización de derivados de petróleo (fuel-oil y diesel-oil) y gas natural;
- Existe exceso de turbinas de gas, que además son operadas con alto factor de utilización en forma inadecuada, fuera de su zona de aprovechamiento correcta (punta o reserva);
- Se encuentran en servicio activo numerosas unidades obsoletas que hace años excedieron su vida útil;
- Subsisten zonas aisladas cuya interconexión sería perfectamente justificable;
- Existen sistemas interconectados que sin embargo no se operan con un despacho unificado de cargas;
- Falta coordinación en la programación de obras de las empresas prestatarias del servicio público;

- Se mantienen tarifas "políticas" sin compensar con recursos económicos provenientes de otras fuentes, los requerimientos económicos de las empresas de electricidad, dificultándose en consecuencia su expansión necesaria.

3. ANÁLISIS ELECTROENERGETICO A LARGO PLAZO

3.1 Objetivos y definición del plazo del análisis

El objetivo principal del estudio electroenergético a largo plazo, es establecer un marco de referencia en el que se desarrollará el mercado eléctrico del país. La planificación del equipamiento a corto y mediano plazo debe encuadrarse en dicho marco de referencia, ya que las decisiones de hoy afectan la estructura futura del mercado y viceversa, aspectos particulares y problemas que sólo aparecerán más adelante - pero que hoy pueden preverse - inciden en la optimización de la acción inmediata.

La vida útil generalmente aceptada de una central hidroeléctrica es del orden de 50 años; la de una central térmica convencional al igual que la de una central nuclear, es de 30 años; 20 años corresponden a una turbina de gas y unos 25 años a líneas de transmisión. Si se agrega a la vida útil de una instalación el plazo que requiere su estudio previo, gestiones para llegar a la iniciación de la obra y el plazo de construcción y habilitación de la misma, resulta que prácticamente cualquier decisión presente afecta la estructura del mercado eléctrico del país, por lo menos hasta el fin del siglo y en algunos casos, considerablemente más allá. Recursos energéticos complementarios que difieren en magnitud y calidad, requieren para su correcto análisis a largo plazo, que la demanda exceda significativamente a los recursos más limitados y que, por consiguiente, primero se agotarían, a los efectos de facilitar la evaluación de la participación de cada tipo de recurso en el abastecimiento de dicha demanda. También esta condición se cumpliría hacia fines del siglo, en el caso particular de la República Argentina.

Considerando los factores que anteceden y el hecho que las proyecciones y previsiones futuras tienden a perder confiabilidad y exactitud a medida que se prolonguen los plazos, incrementándose consecuentemente la probabilidad de apartarse de la realidad, se adopta como horizonte para el análisis a largo plazo, el año 2.000.

Proyección de la demanda

En el presente estudio se consideraron por separado las proyecciones de la demanda hasta 1980, y entre 1981 y 1990.

Para el período 1973-80, a fin de determinar la evolución de los respectivos mercados, se adoptaron como base las tasas de crecimiento de la energía previstas en el Plan Tienal mencionado en 2.1. En el cuadro figuran las tasas adoptadas y la evolución, alcanzándose para el total de los mercados un crecimiento en la demanda de energía del orden de 11,77% a.a., lo que lleva la producción del año base (19.431 GWH) a 42.102 GWH en 1980.

En el mismo período para la demanda máxima, se adoptaron las mismas tasas usadas para la proyección de energía en cada mercado, obteniéndose como resultado una evolución de 3.733 MW (1973) a 7.930 MW en 1980, lo que acá representa un crecimiento del orden de 11,3% a.a.

La pequeña diferencia que se observa entre el crecimiento de la energía, de la potencia, a pesar de haberse adoptado idénticas tasas de proyección, se debe a la inclusión, a partir de 1976, de la demanda de energía y potencia correspondientes al proyecto de Aluminio en el mercado Patagónico Centro, que agregan valores fijos y no consistentes con las proyecciones. Esto provoca además, el leve mejoramiento del factor de carga resultante, desde 0,594 en 1973 hasta 0,606 en 1980.

Para el período 1980-1985, se continúa proyectando la energía con las mismas tasas del período anterior, obteniéndose para el sistema interconectado una evolución desde 42.102 GWH (1980) hasta 71.600 GWH en 1985, lo que representa un crecimiento del 11,20% a.a.

Para la determinación de la demanda máxima se adoptó el siguiente criterio: a partir de 1980, donde se cuenta con un factor de carga de 0,606 se supuso una evolución del mismo hasta el valor de 0,640 en 1990. Para los años intermedios se supuso una evolución exponencial, lo que da como resultado que en 1985, corresponde un factor de carga de 0,623.

Dichos factores de carga determinan los nuevos valores de las Demandas máximas de los mercados componentes que figuran en el Cuadro 13.

El crecimiento de estas demandas máximas determina una potencia máxima resultante en 1985, para el sistema interconectado de 13.120 MW, lo que significa un crecimiento de 10,58% a.a con respecto a 1980.

El horizonte del Plan Trienal de Gobierno, finaliza en 1985,

y el criterio adoptado para continuar las proyecciones hasta 1990, fue el siguiente: se determinaron las tasas resultantes de crecimiento de la energía entre distintos períodos:

1973-1980 : 11,67%

1980-1985 : 11,20%

1973-1985 : 11,50%

Con espíritu conservativo, se adoptó la menor de ellas, es decir 11,20%. Esta tasa para el sistema interconectado desde 1895 a 1990, determina para su cumplimiento, tasas proporcionalmente menores que las empleadas anteriormente en los mercados componentes. Así se obtiene en 1990 para el sistema interconectado, un valor de 122.000 GWH.

Para la demanda de potencia, en este período de 1985-90 se continuó con el criterio de una evolución exponencial del factor de carga de 0,623 en 1985 hasta 0,640 en 1990.

Con ello se calculan las respectivas demandas máximas de cada mercado, obteniéndose una demanda final del sistema interconectado en 1990 de 21.761 MW, el que comparado con 13.120 MW de 1985, determina un crecimiento de potencia, del orden de 10,63% a.a.

De este modo para las demandas máximas se verifican distintos crecimientos en ambos períodos, como sigue:

1973-1980 : 11,3% a.a

1980-1990 : 10,60% a.a

El resultado final del crecimiento de energía, muestra que con la metodología adoptada, la tasa entre 1973 y 1990, es la siguiente:

tasa de energía 73-90 : 11,4%

mientras que en el Plan Trienal mencionando la tasa de energía entre 1972 y 1985, alcanzará a 11,85%.

Analizando la última década del siglo (1990-2000), parece razonable suponer que puede producirse un amortiguamiento en la velocidad del crecimiento de la demanda, de manera que esta resultare ser del orden del 9,0% a.a.

Con esta hipótesis se llega a una demanda máxima en el año 2000 del orden de 51.600 MW, que requerirá una potencia instalada de 62.000 MW.

Si el crecimiento de la demanda fuese del 10% o bien del 8% a.a. (para asignar a la proyección un margen de error) los resultados obtenidos con el 9%, corresponderán al año 1999 o al año 2001 respectivamente. Tal dispersión, carece de significado práctico en un análisis a largo plazo.

El orden de magnitud de la capacidad de generación a instalar en la década 1991-2000 sería de unos 40.000 MW.

Un requerimiento del orden de 100.000 MW de potencia total instalada aparece hacia el año 2005, o sea dentro de 30 años.

3.3

Recursos Energéticos

La estructura del abastecimiento energético argentino, (expresado como consumo aparente), en cifras provisorias suministradas por la Secretaría de Energía, fue la siguiente para 1973:

Derivados del petróleo:	68,1%
Gas Natural:	21,1%
Combustibles sólidos:	2,2%
Uranio:	-----
Combustibles vegetales:	6,0%
Hidroelectricidad:	2,6%
	<hr/>
	100,0%

En cuanto a la tendencia que señalan los datos correspondientes a la evolución del sector durante la década pasada, se observa que la participación porcentual de los derivados del petróleo se mantuvo prácticamente constante; la participación del gas natural se incrementó triplicándose mientras que la del carbón y la de los combustibles vegetales se redujo a la mitad; en la hidroelectricidad apenas se nota una mejora (1,6% en 1960 a 2,5% en 1973).

Como se observa en el cuadro 5 de los derivados de petróleo, que ocupan un lugar preponderante, los combustibles destinados al "consumo de usinas" representaron en 1972 alrededor del 20% del consumo total, lo que en cifras absolutas significó alrededor de 4,6 millones de toneladas equivalente petróleo (tep); a ello se agrega el consumo de gas natural en usinas, que aproximadamente era de 1,1 millones tep y el carbón

nacional (220.000 tep), lo que suma un equivalente de casi 6 millones de tep, o sea del orden del 20% del consumo total de hidrocarburos y carbón vapor del país.

Es de notar que en 1972 el país importó del orden de 3 millones tep (60% petróleo y 40% gas); en 1973 las importaciones fueron del orden de 4,5 millones tep.

Observando las estructuras del abastecimiento energético y electroenergético del país y en particular la incidencia de los hidrocarburos, se requiere analizar los recursos a los efectos de poder plantear una política de combustibles a largo plazo, como parte integrante de la política electroenergética.

3.3.1

Recursos hidroeléctricos

Los recursos hidroeléctricos del país han sido relevados en varias oportunidades.

En el año 1963, el Ing. Carlos A. VOLPI en su trabajo "La potencia hidroeléctrica en la República Argentina" llega a la cifra de 10.237,8 MW como la potencia hidroeléctrica instalable del país, en condiciones económicas competitivas. En el trabajo "Los recursos hidráulicos en la Argentina" realizado en 1963 por CEPAL-CFI, se estima como potencial técnico y económicamente aprovechable 22.785 MW con una capacidad de generación de 91.644 GWH.

En 1969, la empresa A y E en su "Inventario de los Recursos Hidroeléctricos de la República Argentina" llega a un potencial de 31.535 MW capaz de generar anualmente 151.748 GWH. Este relevamiento se refiere al potencial bruto y no tiene en cuenta el factor de competitividad económica ni factibilidad técnica en algunos casos.

En 1973, el Comité Argentino de la Conferencia Mundial de la Energía, en el trabajo "Desarrollo Energético Argentino" cita como recursos hidroeléctricos una potencia total de 44.949 MW con una capacidad de generación de 172.526 GWH. Tampoco este relevamiento aplica el concepto de "económicamente aprovechable" y/o técnicamente realizable.

Por supuesto, el incremento de los recursos hidroeléctricos del país, que surge del análisis de los estudios realizados que anteceden, es sólo aparente. Los criterios empleados para definir el límite de competitividad económica varían o bien, como en los últimos dos estudios de relevamiento citados, no se aplican. Por otra parte, estudios más profundos pueden lograr una mejor optimización de las distintas cuencas, tanto en la capacidad de generación de energía, como en la potencia instalable.

Analizando los recursos hidroeléctricos del país desde el punto de vista de su aprovechamiento en un programa a largo plazo con una correspondiente expansión del mercado, se acepta que prácticamente todos entran en la categoría de "económicamente aprovechable".

Tal criterio se adopta en vista de los costos de combustible constantemente crecientes y considerando los beneficios adicionales que los aprovechamientos hidráulicos son capaces de brindar, tales como abastecimiento de agua potable y para usos industriales, riego, regulación de crecidas, transporte, etc.

Se acepta en consecuencia, que los recursos hidroeléctricos del país son capaces de generar del orden de 150-170.000 GWH anualmente. La potencia instalable es más difícil de definir, dado que existe la posibilidad de "empuntar" o sobredimensionar una central hidráulica, con un consiguiente aumento en su potencia instalada, pero con un incremento de potencia del orden de 42%, acompañado con un incremento de energía de sólo el 14%. Considerando que la posibilidad de "empuntar" o sobredimensionar también tiene su límite, parece razonable aceptar por ahora las cifras que surgen de los relevamientos realizados.

Esto significa una utilización anual promedio del orden de las 3.500 horas por año.

Sólo una parte - del orden de 10 - 12.000 MW - de los recursos hidroeléctricos relevados del país corresponden a aprovechamientos para generar energía de base; el resto, por sus características técnicas es apto para generar energía de punta, semipunta y algo de semibase, siendo su utilización promedio del orden de 2.000 a 2.500 hs por año.

Los aprovechamientos de acumulación por bombeo, no se consideran en la categoría de "Recursos hidroeléctricos", dado su característica de transformar energía eléctrica de base en energía eléctrica de punta y no de generar energía.

3.3.2

Recursos de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo del país, de acuerdo con los últimos datos de YPF, son del orden de 390 millones de metros Cúbicos. Siendo el consumo actualmente de unos 25 millones de metros cúbicos por año, las reservas equivaldrían a 15 años de consumo sin considerar el incremento anual del mismo.

Suponiendo que el 20% del consumo de petróleo se emplearía para la producción de energía eléctrica y dedicando por ende el 20% de las reservas a esta finalidad, esto equivaldría a abastecer durante 30 años unos 2.000 MW funcionando en la base del diagrama de cargas.

El incremento de las reservas, además de depender de las características propias del país, es función del ritmo de exploración, lo que a su vez implica las correspondientes inversiones de capital no siempre redituables, dado el cada vez mayor riesgo minero involucrado.

En el análisis de los recursos petrolíferos, debe tenerse en cuenta además de la situación propia del país, también la situación mundial. Esta fuente energética difiere fundamentalmente de los recursos hidroeléctricos anteriormente considerados, las que o bien se aprovechan en el país o se dejan de utilizar. El petróleo que el país produce podría ser exportado si hubiese excedentes, mientras que resulta necesario recurrir a la importación, si la producción propia no alcanza a cubrir la demanda, tal como sucede en la situación actual.

El problema energético y en particular el del petróleo, que el mundo enfrenta actualmente es bien conocido y no requiere mayores comentarios. Incremento de precios y escasez caracterizan la situación. La conclusión general válida para cualquier país, es implementar en lo posible una política de sustitución de petróleo y sus derivados.

Tal política ya ha sido adoptada en nuestro país, reconociendo que es necesario y prudente restringir al máximo el uso de los hidrocarburos como combustibles en la generación de energía eléctrica, reservándolos para otros usos más nobles como ser petroquímica y otros destinos.

En cuanto al gas natural, las últimas estimaciones dan para las reservas comprobadas, un valor del orden de 190.000 millones de metros cúbicos (1.000 m³ gas equivalen a 1 m³ petróleo).

La producción de gas natural del país en 1973 era de 8.000 millones de metros cúbicos. En 1973 se importaron 1.600 millones de metros cúbicos de gas natural más 308.000 toneladas de gas licuado.

En cuanto al eventual empleo de gas para ser quemado en centrales, a éstas les queda reservado el papel que han ejercido hasta el momento: "de pulmón" en los casos circunstanciales de excesos de la oferta de gas. En las turbinas de gas se seguirá usando Diesel-oil, salvo que una política protectora del sector petróleo disponga lo contrario.

3.3.3

Recursos de carbón

Las reservas de carbón mineral están prácticamente en su totalidad concentradas en los Yacimientos de Río Turbio, ubicados en la provincia de Santa Cruz.

De acuerdo con la información disponible de YCF, las reservas correspondientes a las distintas categorías de mineral medido, indicado e inferido, serían de 374, 48 y 33 millones de toneladas de carbón bruto respectivamente, lo que sumado llega a un total de 455 millones de toneladas.

La producción bruta y comerciable en 1973 fue de 880.000 toneladas y de 451.000 toneladas respectivamente. El poder calorífico superior es del orden de 6.000 kcal/kg.

El carbón de Río Turbio se utiliza principalmente en Siderurgia (mezclado con carbón importado) y como combustible de centrales eléctricas.

Las reservas conocidas, de utilizarse íntegramente en centrales eléctricas, equivalen al abastecimiento de unos 4.000 MW durante 30 años operando en la base del diagrama.

Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF), además del esfuerzo que está realizando en laboreo minero, transporte, purificación y facilidades de embarque marítimo, ha efectuado diversos estudios para determinar el punto de equilibrio económico de la producción y provisión de carbón como sustituto del fuel-oil en centrales eléctricas.

Hasta hace poco, dicho punto de equilibrio económico se ubicaba alrededor de una producción anual superior a 1,5 millones de toneladas.

Posteriores estudios contratados ubicarían dicho punto de equilibrio a metas superiores de producción (2 a 2,5 millones de toneladas anuales).

Tales estudios, sin embargo, son previos a la reciente crisis de petróleo, uno de cuyos efectos consiste en un incremento sustancial de los precios internacionales de los hidrocarburos. En estas nuevas condiciones y aceptando la hipótesis de que no se trata de una crisis momentánea cuyos efectos desaparecerán en corto plazo volviéndose a los precios anteriores, los puntos de equilibrio económico citados pierden vigencia.

Aún sin recurrir a argumentos derivados de la escasez actual y previsible de petróleo, por razones de economía, se acepta la conveniencia de emplear carbón nacional en donde eso resulte factible, como sustituto de hidrocarburos quemados en centrales eléctricas.

Como la producción comerciable de YCF ha alcanzado hasta el momento, valores que no sobrepasan 700.000 toneladas anuales, se infiere que deberían realizarse ingentes esfuerzos en inversiones de capital y dejar pasar un apreciable lapso antes de poder alcanzar las metas de producción propuestas, a los efectos de posibilitar la satisfacción de la demanda del mercado tanto en siderurgia, como en centrales eléctricas a carbón.

Teniendo en cuenta las centrales en servicio aptas para quemar carbón y las disposiciones adoptadas para convertir las instalaciones actuales que consumen fuel-oil en las centrales de Necochea de DEBA, grupos 7 y 8 de SEGBA y el nuevo grupo de San Nicolás, las necesidades de carbón serían del orden de 2 millones de toneladas anuales, lo que representa un severo compromiso, aún sin considerar la demanda de la siderurgia.

3.4.4 Recursos de Combustibles Nucleares

Con respecto a los recursos argentinos de uranio y de acuerdo con la composición geológica del país y los conceptos que actualmente rigen sobre la génesis de los depósitos uraníferos, puede establecerse que de los 2.800.000 km² que cubren el territorio continental argentino, cerca de la mitad presenta posibilidades favorables para la existencia de tales yacimientos.

Dentro del área así señalada, se estima que ciertas regiones que en conjunto abarcan unos 400.000 km² ofrecen perspectivas de mayor interés en tal sentido. Hasta la fecha, ya se reconocieron 200.000 km² de las mismas, de los cuales 150.000 km² lo fueron mediante prospección aérea semi-regular (expeditiva).

En los cuadros 6 y 7 se resumen las reservas de mineral de uranio y las reservas y los recursos uraníferos argentinos tabulados por costos y categorías respectivamente.

Debe destacarse que los valores tabulados para las categorías "recursos razonablemente asegurados" y "recursos adicionales posibles" hasta US\$ 15/lb de U₃O₈ son muy conservativos, pues se prefiere mantener a los mismos con alto grado de seguridad.

El proceso de elaboración del uranio a ser usado como combustible en las centrales nucleares comprende una serie de etapas, cuya realización requiere un tiempo relativamente largo.

Estas etapas son: prospección, estudio de las manifestaciones, desarrollo del yacimiento, explotación minera, elaboración química del concentrado, purificación y transformación a dióxido o bien a hexafluoruro de uranio, enriquecimiento y reconversión (cuando corresponda) y por último, la fabricación de los elementos combustibles.

La secuencia necesaria de estas etapas da como resultado que deban transcurrir por lo menos 12 a 14 años desde el descubrimiento de una manifestación y el uso del uranio.

Este lapso, en sí grande, significa la necesidad de determinar una política de prospección, extracción y elaboración anticipada y coherente con la política de instalaciones de generación planificada a mediano y largo plazo. De no hacerse así, no se podrán satisfacer los requerimientos de uranio con provisión nacional.

La capacidad actual de elaboración de concentrado de uranio en el país está concentrada en las plantas Malargüe, cuya capacidad de elaboración es de 100 t de mineral por día, con una producción del orden de 25 t de U_3O_8 por año; la planta de Córdoba y la estación de lixiviación Don Otto que en conjunto pueden elaborar minerales a razón de 2000 t por mes con una producción de 15 t anuales de U_3O_8 , previsiblemente hasta el año 1978 inclusive. La planta de Córdoba, actualmente en proceso de adecuación para la construcción de las instalaciones de pu rificación nuclear, dispone de una capacidad de refinación de hasta 2 t de uranio por mes trabajando en dos turnos o de 3 t de uranio por mes con tres turnos. Esta capacidad adicional podría ser saturada mediante la refinación de concentrados provenientes de estos yacimientos.

A los efectos de poder abastecer de uranio al país, resulta necesario iniciar de inmediato la instalación y explotación de un complejo minero-fabril de tamaño industrial conveniente, con una capacidad de producción inicialmente de 600 t por año (zona San Rafael, Mza.).

Para evaluar el significado de los recursos uraníferos del país, es necesario tener en cuenta ante todo, que el único uso pacífico de este material es servir de combustible de los reactores.

Las 15.500 t de uranio calificadas como reservas a un costo de extracción inferior a 30 dólares (equivalentes) por libra de U_3O_8 (cuadro 6) permiten generar 820.000 GWh, o sea alimentar 4000 MW durante 30 años, funcionando en la base del diagrama. Las reservas y recursos (cuadro 7) alcanzarían para alimentar unos 16.000 MW en las mismas condiciones.

Lo que antecede no es suficiente para expresar el contenido energético del uranio, porque al quemarse este combustible en un reactor se produce plutonio, que a su vez es combustible nuclear (a expensas del isótopo U^{238} que se transmuta). El plutonio producido puede "reciclarse" tanto en los reactores del tipo actualmente empleado, como en los reactores reproductores rápidos en desarrollo y cuyo ingreso en el mercado se espera hacia fines de la década del ochenta. Reciclando el plutonio en reactores actuales (similares a Atucha o Córdoba) la equivalencia energética del uranio se multiplica por un factor del orden de 3; con reactores reproductores rápidos, el factor de multiplicación podría llegar a 50 ó más.

El reactor de la Central Nuclear Atucha (320 MW), requiere anualmente del orden de 50 t de uranio.

4 ANALISIS ELECTROENERGETICO 1974-1980

4.1 Mercado eléctrico

Para este período se ha considerado el mercado eléctrico conformado por los sistemas indicados en el párrafo 2.1.

El Gran Buenos Aires-Litoral, sistema más importante del mercado, ya se encuentra interconectado con el Comahue y con DEBA Norte. Asimismo está siendo conectado con Buenos Aires Sur, por intermedio del rebaje en Henderson de la línea El Chocón-Buenos Aires. La interconexión con Córdoba está programada para 1975/76 y con Cuyo, que se conectaría con Córdoba, en 1977/78. Patagonia Centro a su vez se ligaría previsiblemente con el Comahue hacia 1977.

Coincidentemente con la entrada de la primera etapa de las centrales hidráulicas Alicurá y Collón Curá en los años 1980 y 1981 respectivamente, se acepta la operación de una línea de transmisión de 500 kv entre Comahue-Bahía Blanca y eventualmente la interconexión Bahía Blanca-Gran Buenos Aires, con capacidad de transmitir la energía generada por dichos aprovechamientos-.

Se hace notar, que algunas conexiones entre sistemas, en particular las que unen Buenos Aires Sur con el GBA-L y Patagonia Centro con el Comahue, inicialmente son débiles, sin permitir la operación unificada de los mismos.

4.2 Demanda prevista y criterio de reserva adoptado

Para el período 1974-1980, se adoptó el crecimiento de la demanda máxima del sistema considerado, tal como fue descrito en el punto 3.3. La tasa de crecimiento anual acumulativa (a.ac.) resultante es del 11,3%.

Para estimar la reserva necesaria del sistema, se adoptó el criterio de tomar el 20% de la demanda máxima, y los valores correspondientes figuran en el Cuadro 10.

4.3 Equipamiento previsto

El cuadro 4 contiene la lista de centrales que en 1973 se encuentran en construcción o con principio de decisión y que previsiblemente entren en servicio entre 1974 y 1980.

En cuanto a la fecha de la entrada en servicio de una central, se considera el año en el que tal puesta en operación se produce antes del pico de invierno.

4.3.1 Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas incluidas en el Cuadro 4 son las siguientes:

a) Obras en construcción

Complejo El Chocón - Cerros Colorados, ubicado sobre el río Limay (Neuquén). De acuerdo a un programa preestablecido hasta el año 1980, se ha reservado cierta cantidad de potencia de base y de punta para el mercado local, de modo que el excedente queda disponible para el mercado GBA-L.

Futaleufú, cuya producción de energía se destina a satisfacer la demanda de la fábrica de aluminio de Puerto Madryn. Esta oferta se ha considerado como equivalente de 8.400 hs. al año, representando un total de 290 MW, que se supone se incorporan durante los años 1976 y 1977 en partes iguales.

Puente Ullún, que es una pequeña central sobre el río San Juan de 42 MW efectivos y 157 GWh de generación de energía anual, ubicado en la zona de semipunta de la monótona. Se incorporaría en el año 1976.

Agua del Toro, ubicada sobre el río Diamante en Mendoza, de 124 MW y 244 GWh efectivos. Opera en la zona de semipunta y se incorporaría en el año 1976.

Piedras Moras, pequeño aprovechamiento sobre el río 30 (Córdoba), de 12 MW y 46 GWh efectivos, que entraría a operar también en el año 1976.

Los Reyunos, sobre el río Diamante (Mendoza) central compensadora de la central Agua del Toro ya mencionada, dispone de 207 MW y 302 GWh efectivos, lo que la hace apta para operar en punta. Entraría en operación en el año 1978. Es una central combinada, empleando parcialmente acumulación por bombeo.

Salto Grande, ubicada sobre el río Uruguay, aprovechamiento internacional y proyecto largamente postergado, de 1.620 MW instalados, de los cuales son disponibles para la República Argentina 996 MW garantizados en el centro de carga (5.000 GWh), de acuerdo con lo convenido, hasta el año 1984 inclusive. A partir de 1985 se irá cediendo un grupo cada dos años a la República del Uruguay hasta el año 1991, en que se dispondrá la mitad para cada país (810 MW inst.). Este aprovechamiento que ingresaría en el año 1979 al mercado, operaría en 1980 hasta 398 MW (4 grupos), de base de 8.400 hs. equivalentes y 404 MW (4 grupos) en semi-base de 4.000 hs. equivalentes.

b) Obras con principio de decisión:

Alicurá, ubicada sobre el río Limay (Neuquén-Río Negro), de 934 MW efectivos y que opera en la zona de semipunta.

Se incorporaría al sistema en dos etapas iguales de 467 MW cada una, en los años 1980 y 1981 respectivamente.

Con Collón Curá y Piedra del Aguila forma parte del complejo Alicopá.

Los Blancos, sobre el río Tunuyán (Mendoza), de 239 MW y 830 GWh efectivos y que operaría en semibase. Ingresaría al mercado en el año 1980.

4.3.2

Centrales Nucleares

Se produjo la entrada en servicio de la Central Atucha de 319 MW en 1974, la que servirá directamente al mercado GBA - L y por sucesivas interconexiones, al sistema interconectado en consideración. Se supone que podrá alcanzar factores de utilización del 75 y 80%, lo que la colocaría en la base de la curva de duración de cargas.

La decisión sobre el contrato de construcción de la Central Nuclear Córdoba de 600 MW de potencia, determina que en el año 1980 pueda disponerse de esta potencia en la Provincia de Córdoba y en el sistema interconectado. Se la considera actuando durante el primer año en la semibase, con un factor de utilización de 65/70%. A partir del año siguiente (1981), se acepta que podrá operar en la base rectangular.

4.3.3

Centrales Térmicas Convencionales a Vapor

a) En construcción:

Ampliación de Pilar! Se encuentra en ejecución por EPEC en Córdoba; consiste de dos grupos de vapor de 72 MW efectivos cada uno, que deberían ingresar al mercado en los años 1975 y 1976 respectivamente.

Se trata de dos unidades de rendimiento medio ($\eta = 2.500$ kcal/kwh), que habrán de reforzar el equipamiento térmico de la Provincia para satisfacer la demanda regional hasta el advenimiento de la Central Nuclear Córdoba.

Ampliación de Costanera. En Buenos Aires se está constituyendo la ampliación de la Central Térmica Costanera de SEGBA, que consiste en la instalación de un grupo monoblock de 334 MW efectivos, cuyo rendimiento estará entre los mejores obtenidos para este tipo de

máquina ($\eta = 1990$ kcal/kWh). Esta unidad podrá consumir fuel-oil o gas natural, según sea la disponibilidad de ambos en plaza. Se espera su habilitación en el año 1975.

Sorrento B, se trata de la instalación de una máquina monoblock de 152 MW efectivos de buen rendimiento, del tipo de arranque rápido. Estará habilitada en el año 1976 y por sus características actuará en la zona de base.

b) Con principio de decisión:

San Nicolás No 7, es ampliación de la central de San Nicolás con la instalación de una unidad monoblock de buen rendimiento de 334 MW efectivos, consumiendo carbón proveniente de los yacimientos de Río Turbio. Ingresaría en el mercado en el año 1979, trabajando en la base de la monótona.

Luján de Cuyo, será ampliada una unidad monoblock de 334 MW efectivos de buen rendimiento y que ingresaría en el mercado en el año 1979. Este equipo estará preparado para consumir combustible pesado del tipo de residuos asfálticos provenientes de la destilería ubicada en la misma zona. En previsión de que la producción de que la producción de dicho combustible no alcanzare, también podrá consumir fuel-oil paraffínico. Estará ubicado en la zona de base de la monótona.

Comodoro Rivadavia Km 5, es una máquina de 28 MW efectivos, que será instalada en la antigua central de vapor de Y.P.F., la que pasará a depender de la empresa A. y E. Su rendimiento es medio y se espera habilitarlo en el año 1977. Constituirá una oferta regional de base.

4.3.4

Turbinas de gas

El plan de instalación de las turbinas de gas comprometidas anteriormente agrega una cantidad de diez unidades y por un total de 169 MW. Dichas máquinas consumirán diesel-oil y/o gas natural, según la oferta circunstancial.

4.4

Plazo de realización de centrales

A los efectos de poder planificar correctamente el equipamiento eléctrico del mercado, es esencial considerar los reales plazos de ejecución de las obras. Cada central eléctrica, cualesquiera que sea su tipo o potencia, pasa necesariamente por una serie de etapas desde su concepción inicial, hasta su puesta en operación comercial.

Estas etapas son similares en cuanto a las tareas que se realizan en cada una, variando los plazos para cada proyecto particular. A los efectos del presente análisis, se definen las siguientes tres etapas principales:

a) Etapa 1 - Estudios previos

Consiste en la realización de todos los estudios, análisis, investigaciones y gestiones necesarios para poder llegar a la decisión de realizar la obra, que es el acto final de esta etapa y simultáneamente inicial de la siguiente. Estudios de prefactibilidad o de factibilidad técnico-económico-financiero, anteproyecto o proyecto de la obra, gestiones de programación, negociaciones internacionales, etc., son tareas típicas de la etapa.

El plazo, en el caso de centrales hidroeléctricas, puede variar entre límites muy amplios; cuando la obra es de envergadura es por lo menos de unos dos años y puede insumir varios más, en función de la complejidad del aprovechamiento y de su integración dentro de la cuenca regional.

En el caso de proyectos internacionales -de acuerdo con la experiencia en la materia-, resulta imposible prever plazos con un razonable grado de seguridad.

Para centrales térmicas nucleares o convencionales, alrededor de un año es generalmente el plazo adecuado para completar todos los estudios previos, salvo alguna complicación extraordinaria en cuanto a la ubicación de la central o bien la realización del proyecto de obra sin previa experiencia. En estos últimos casos, puede requerir hasta 2 años. Turbinas de gas no requieren más que unos meses de estudios y gestiones previas.

b) Etapa 2. Una vez decidida la realización de la central, se preparan los documentos de la licitación, se realiza el llamado y se preparan y reciben las ofertas que luego se evalúan adjudicándose la obra. Se negocian los contratos de obra y de financiación y la etapa terminada con la firma y entrada en vigencia del contrato, que a su vez marca la iniciación de la construcción.

Un año a un año y medio es normalmente el plazo necesario para cumplir con todas las tareas y gestiones correspondientes a esta etapa para cualquier tipo de central, salvo algún problema especial, como por ejemplo dificultad de obtener la financiación adecuada, impugnación de alguna gestión, problemas de índole política, etc. En tales casos, los plazos pueden llegar a prolongarse considerablemente.

- c) Etapa 3. Superadas exitosamente las etapas anteriores, la construcción de la central de acuerdo con el programa de la obra respectiva, requiere del orden de 6 años para una central nuclear, 4 años para una central térmica convencional o 2 años para una turbina de gas. Para una central hidráulica de envergadura, el plazo de construcción varía según el proyecto entre unos 5 a 8 años, entrando la central en funcionamiento generalmente por etapas.

Además del plazo programado de construcción, es necesario tener en cuenta situaciones y problemas imprevistos, casos de fuerza mayor que retrasen la construcción, ajustes en la puesta a punto del equipo de generación, transformación, transmisión, maniobra, etc. La incidencia de lo anterior en cuanto a demoras previsibles es difícil estimar, ya que puede variar entre límites amplios. A los efectos del presente planeamiento se adopta un plazo de 6 meses indistintamente del tipo de central, para prevenir atrasos en la real disponibilidad del servicio.

Con el objeto de ilustrar los conceptos arriba expresados, en la Fig. 3 se grafican varios cronogramas de realización para distintos tipos de obras consideradas.

4.5 Criterios de equipamiento

4.5.1 Máxima utilización de centrales hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas han sido calificadas por sus características de funcionamiento en forma de establecer más precisamente su mejor aprovechamiento tanto en potencia como en generación de energía, lo que permitió seleccionarlas para cubrir los requerimientos de la demanda donde mejor se adapten.

La diferencia entre la potencia instalada y la garantizada de la central, se ha computado (cuando fue posible) como reserva hidráulica del sistema.

La potencia y la energía de procedencia hidráulica se consideró como puesta en los respectivos centros de consumo, vale decir se descontaron las eventuales pérdidas por transmisión.

4.5.2 Disponibilidad y factores de utilización.

a) Centrales hidroeléctricas:

En cuanto a la disponibilidad de las mismas, se consideró que en todo momento se cuenta con las potencias garantizadas de cada aprovechamiento hidráulico.

Los factores de utilización surgen de la relación entre la energía y la potencia garantizada, en términos de energía media sin considerar ningún grado de hidraulicidad conjunta.

Las potencias de base de las centrales hidroeléctricas se han ajustado para una utilización de 8.400 horas por año.

b) Centrales térmicas:

Los factores de disponibilidad y de utilización se adoptaron sobre la base de experiencia conocida sobre este tipo de centrales, en cuanto a la operación y requerimientos de mantenimiento se refiere. Para todas las centrales térmicas, tanto convencionales como nucleares, se adoptó un factor de disponibilidad máxima del 85% y un factor de utilización promedio de 7.000 horas por año operando en la base del diagrama.

Para las dos primeras centrales nucleares, se previó para el primer año de entrada en servicio un factor de utilización menor, en virtud de la posible disminución inicial de su disponibilidad.

4.5.3

Despacho de cargas

Se efectuó con el criterio de ubicar sobre la curva de variación de la demanda las centrales de modo tal de obtener el óptimo empleo de cada una de ellas. La metodología simplificada empleada consistió en principio en establecer y analizar por separado las siguientes zonas determinadas según el tipo de demanda: base (rectangular y trapecial), seguimiento (semibase y semipunta), punta y reserva. Se estableció asimismo un orden de prioridad en el empleo de las centrales en cada zona.

A las centrales hidroeléctricas se les asignó la primera prioridad en todas las zonas, luego siguen las centrales nucleares y las térmicas convencionales en función de sus rendimientos respectivos. En la zona de punta, se asignó a las turbinas de gas prioridad respecto a máquinas de vapor obsoletas o de mal rendimiento.

Se consideró la demanda rectangular de base como equivalente a una demanda de 8.400 hs. A esta demanda se le descontó la oferta hidroeléctrica equivalente, obteniéndose así la demanda térmica, que a su vez, se convirtió en demanda de base rectangular de 7.000 hs. La demanda de base trapecial de 7.300 hs. se convirtió a la equivalente de 7.000 hs. Sumadas estas dos, integran la demanda total térmica de 7.000 hs. Este requerimiento se satisface en primer término con oferta nuclear si la hubiera y luego con centrales térmicas convencionales de vapor en función del rendimiento de las unidades.

La demanda del sector semi-base, se cubre con la oferta hidroeléctrica de semi-base si la hubiera, constituyendo el saldo la primer parte de la demanda térmica de seguimiento. Para la demanda de semi-punta se procede de igual forma, ubicándose primeramente la oferta hidroeléctrica. Los dos saldos se cubren con el parque térmico a vapor restante. Si aún así, dicho parque no alcanzara se incorporan equipos de punta como solución de emergencia.

Para la demanda de punta se procedió como en los casos anteriores, pero si el equipamiento térmico de punta (TG y CI) no fuera suficiente, se recurre al equipamiento sobrante de rendimiento muy malo y en su defecto a la reserva térmica.

El requerimiento de la reserva se cubre primeramente con la reserva hidráulica y el resto con las térmicas de que se disponga al efecto.

4.5.4

Criterio de retiros

El criterio de retiros seguido fue, en principio, retirar del parque de reserva las máquinas de peor rendimiento o más antiguas, siempre y cuando no aparezca la existencia de déficit de reserva.

En el año 1974, se produce un aparente superavit de reserva, que permitiría efectuar algún retiro, sobre todo de equipos obsoletos.

Sin embargo, observando los años siguientes (Cuadro), se ve que ese superavit se va agotando hacia 1977-78, lo cual impide se efectuen retiros, por lo que hasta 1980 no resulta conveniente hacerlos anticipadamente.

4.6

Programación del equipamiento

El cuadro 11 muestra la programación del equipamiento realizado sobre la base de las premisas señaladas anteriormente. Se tuvo en cuenta la entrada en servicio de las centrales en construcción y con principio de decisión, según la lista del cuadro 4. Otras unidades eventuales no han sido consideradas, debido a los plazos de realización correspondientes, según lo expresado en el punto 4.4, de acuerdo con los cuales, no se llegaría a tiempo para resolver los problemas emergentes. La instalación de turbinas de gas como solución de emergencia, no ha sido considerada.

En el mismo Cuadro 11 se observa:

a) Base

El equipamiento de base de origen hidráulico se ve incrementado de 132 MW en 1973 a 1.175 MW en el año 1980. Es de notar el importante mejoramiento del aporte de este tipo de aprovechamiento. Con respecto al equipamiento térmico utilizado en base a este mismo lapso, se observa un incremento de la participación de las centrales de buen rendimiento desde 1.468 MW hasta 2.622 MW, sin embargo, es de notar que siguen operando equipos de rendimiento medio y malo. El aporte de potencia nuclear llegará a 919 MW en 1980.

b) Seguimiento (Semi-base y semi-punta)

Es de notar que el aporte hidroeléctrico llega a ser considerable; 1.347 MW en el año 1980, respecto a sólo 59 MW en 1973. En lo que al equipamiento térmico se refiere, es de notar que partiendo del orden de 486 MW requeridos en 1973 se llega a prescindir en 1980 de todo el parque térmico.

c) Punta

También en este caso el aporte hidroeléctrico se ha incrementado notablemente, pasando de unos 200 MW en 1973 a 1.549 MW en 1980. Correspondientemente el equipamiento térmico operando en punta, se reduce de 356 MW en 1973 hasta anularse en 1980.

d) Reserva

Los déficits de reserva se verifican solamente en 1978, lo que impide efectuar retiros en años anteriores. Los superávits de 1979 y 1980 permitirán aconsejar retiros si en el período siguiente se continúa con excedentes de reserva.

4.7

Calidad del abastecimiento eléctrico

Los aparentes excedentes de reserva que se presentan a lo largo del período considerado, tal como se señaló precedentemente, son acompañados por déficits de cubrimientos de reserva en distintas zonas, y además están compuestos por equipamiento obsoleto que es necesario reservar en servicio para evitar déficits en exceso a lo señalado. Las consecuencias para la calidad de servicio a prestar son previsibles. El mercado eléctrico tendrá alto costo de generación, imposibilidad de mantenimiento correcto, operación de máquinas fuera de su zona de utilización adecuada.

En 1974, la situación global mejora respecto a 1973. El déficit de reserva desaparece pero el excedente es totalmente de equipo obsoleto. El equipo térmico que cubriría la reserva de base es de rendimiento malo y obsoleto. La reserva de punta queda bien satisfecha.

En 1975, el excedente de reserva también es equipo obsoleto. La reserva de base es equipo de rendimiento malo, y la reserva de punta está bien cubierta.

En el año 1976, se repite lo dicho para 1975 : excedente constituido como equipo obsoleto; reserva de base insuficiente y reserva de punta más que suficiente.

En el año 1977, ya no hay excedentes de reserva y la reserva de base es mala (441 MW de equipo obsoleto). La reserva de punta es suficiente.

En 1978, los excedentes desaparecen, y se verifica, un déficit de casi 400 MW. La reserva de base desaparece, mientras que la reserva de punta es buena, y deberá atender otras franjas de reserva.

En 1979, el excedente es pequeño y compuesto de equipo obsoleto. La reserva de base es débil y la de punta es suficiente.

En 1980, un excedente del orden de 800 MW indica que podrían empezar los retiros de equipo obsoleto, aunque la reserva de base está constituida de equipo de rendimiento malo. En cambio la reserva de punta es más que suficiente. El parque entero de turbinas de gas pasa a reserva.

En la realidad, la situación del mercado eléctrico en cuanto a la calidad del servicio se presentará peor de lo arriba descrito, en razón de producirse las interconexiones con sus efectos beneficiosos sólo gradualmente. Regiones autoabastecidas se verán menos afectadas mientras que en las demás sucede lo inverso.

4.8

Acción recomendada

El análisis realizado del abastecimiento eléctrico hasta el año 1980, muestra que el mercado estará obligado a soportar deficiencias durante los próximos años y en particular en 1977 y 1978. La adopción de soluciones de emergencia consistente en la adquisición e instalación inmediata de turbinas de gas, podría mitigar las restricciones previsibles, pero incrementaría la distorsión actual del parque de generación. Para evitar problemas aún mayores de los aquí previstos, la acción recomendada será la siguiente:

a) Obras en construcción :

Continuar todas las obras en marcha con máxima urgencia y eficiencia, asegurando que los entes responsables de su ejecución cuenten con todos los medios técnicos, económicos, financieros y administrativos necesarios para cumplir su cometido.

b) Obras con principio de decisión:

Realizar sin demora las gestiones previas a la iniciación de las obras dentro de los plazos previstos; adoptar las decisiones finales sin dilaciones y realizarlas estableciéndose las condiciones según lo arriba expresado para las obras en construcción.

c) Nuevas obras:

En previsión de los requerimientos del abastecimiento del mercado después del año 1980, realizar los estudios y gestiones correspondientes a las nuevas obras necesarias e iniciar su construcción en las fechas previstas de acuerdo con los cronogramas respectivos.

Es esencial adoptar plazos realistas, incluyendo prevenciones para eventuales demoras causadas por problemas técnicos, imprevistos, fuerza mayor, etc.

d) Participación nacional:

Procurar la máxima intervención de los recursos con que cuenta el país tanto en los estudios previos como en las gestiones de licitación, adjudicación y contratación de las obras, su ingeniería, ejecución, construcción, componentes, equipos, control, etc. La implementación de la capacitación técnica del país merece particular énfasis.

e) Investigación y desarrollo:

Para posibilitar una real independencia tecnológica del país y asegurar la máxima participación nacional en las obras, se requiere realizar esfuerzos de investigación y de desarrollo científicos y técnicos, en particular en hidroelectricidad y centrales nucleares.

A estos efectos se requiere elaborar planes y programas concretos, asignar las correspondientes responsabilidades y medios necesarios.

5 ANÁLISIS ELECTROENERGÉTICO 1980-19905.1 Mercado eléctrico

El mercado eléctrico unificado que se considera

para esta década, está compuesto por los mismos mercados componentes analizados para la década anterior.

Para esta época, ya se estima completada la interconexión de los mercados del Gran Buenos Aires - Litoral, Córdoba, Cuyo, el Comahue, Buenos Aires Norte y Sur (Bahía Blanca) y Patagónico Centro. Se espera además, el refuerzo de la línea de transmisión del complejo Chocón - Cerros Colorados al GBA - L por otro circuito de 500 kV y eventualmente la conexión entre Comahue y Cuyo.

Por otra parte, es probable que el mercado así descrito también se interconecte parcial o totalmente, durante el período analizado, con los sistemas Noroeste y Noreste Argentino, por gravitación de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos. Sin embargo, a los efectos del presente estudio, se supone que dichos mercados podrán equiparse y abastecerse regionalmente, por lo que no se los incluye en la demanda y equipamiento programado e inversiones previstas, las que deberán incrementar convenientemente.

5.2

Proyección de la demanda

En el punto 3.3, se describieron los criterios y metodologías para efectuar la proyección de la demanda de potencia, llegándose a que la tasa resultante entre 1980 y 1990, fue:

1980 - 1990 : 10,60%,

mientras que la demanda final de energía resultó

en 11,4% entre 1973 y 1990.

En las figuras 2 C, D, E se indican las monótonas correspondientes a los años 1980 a 1990, donde también se consignan las correspondientes curvas integrales de energía.

En dichas monótonas, se verifica una distribución porcentual de las ordenadas, que responde al siguiente ordenamiento, si se consideran 24 intervalos de tiempo, y donde se observa el incremento pertinente entre ordenadas correspondientes:

Monótonas	Año 1980	Año 1985	Año 1990
0	1,000	1,000	1,000
1	0,846	0,869	0,893
2	0,788	0,810	0,832
3	0,749	0,770	0,791
4	0,714	0,735	0,755
5	0,694	0,713	0,732
6	0,681	0,700	0,719
7	0,671	0,689	0,708
8	0,665	0,683	0,702
9	0,657	0,675	0,693
10	0,652	0,670	0,688
11	0,641	0,659	0,677
12	0,631	0,649	0,667
13	0,619	0,636	0,653
14	0,602	0,619	0,636
15	0,578	0,594	0,610
16	0,552	0,567	0,582
17	0,515	0,530	0,544
18	0,476	0,492	0,505
19	0,446	0,458	0,470
20	0,425	0,437	0,449
21	0,412	0,424	0,435
22	0,405	0,416	0,427
23	0,397	0,408	0,419
24	0,394	0,405	0,416

5.3 Criterios de equipamiento

Se adoptaron los mismos criterios considerados para el período 1973-1980 y que figuran en el punto 4.5 (máxima utilización de centrales hidroeléctricas, disponibilidad y factores de utilización, despacho de cargas, criterio de retiro, etc.).

Además estos criterios se complementaron con los que se mencionan en los puntos siguientes, a efectos de superar los déficit de reservas y las distorsiones y lograr una mejor calidad y mayor seguridad del servicio. Estos últimos no fue posible aplicarlos en el período 1974-1980, porque las limitaciones derivadas del plazo de realización de los proyectos, impedían resolver los problemas de déficit de reservas y otras distorsiones.

5.3.1 Abastecimiento de la demanda, calidad de servicio

Se proyecta realizar el abastecimiento de la demanda imponiendo exigencias de calidad y seguridad del servicio, de modo que no se produzcan déficit de potencia ni las distor-

siones observadas en el período anterior ya analizado.

Se tiende a obtener una composición equilibrada del equipamiento, que sea apta para abastecer los diferentes tipos de demanda del mercado (base; semibase; semipunta; punta; reserva) con máquinas adecuadas para cada zona, sin exceso ni déficits.

Se realizan los retiros de los equipos obsoletos, incluidas las turbinas de gas de mayor utilización.

5.3.2 Prioridades según el tipo de generación

Se impuso una política de sustitución de petróleo para la generación eléctrica, por lo que no se considera la entrada de nuevas centrales convencionales alimentadas a fuel oil.

Se recurrió prioritariamente a los recursos hidroeléctricos y a centrales nucleares para abastecer los nuevos requerimientos del mercado.

No se programaron centrales alimentadas a carbón, pues subsiste por el momento la incertidumbre de lograr la producción de la cantidad comprometida para las centrales ya previstas en el período anterior.

En la eventualidad de que el sector del carbón nacional alcanzara una producción en cantidad suficiente y de lograrse condiciones técnicas económicas competitivas con la oferta de centrales nucleares equivalentes, algunas de éstas podrán ceder su instalación a las convencionales a carbón.

5.3.3 Prioridades en generación hidroeléctrica

Un primer examen del catálogo de recursos hidroeléctricos mostró su riqueza en la parte de oferta de semipunta y punta, y que dichos aprovechamientos eran totalmente nacionales.

Parte importante de la oferta de base hidroeléctrica corresponde a recursos presumiblemente aprovechables y actualmente en estudio, sobre el alto Paraná y el alto Uruguay, pero con la complicación de su internacionalidad.

La larga historia de los proyectos más avanzados de este tipo, Salto Grande y Yaciretá, demuestra que no es posible prever plazos de realización con un razonable grado de seguridad.

Por tanto, hasta que no se cuente con la certidumbre de la posibilidad de su realización, esto es, que se hayan celebrado los acuerdos internacionales que dispongan su ejecución, y estén satisfechas de algún modo las exigencias financieras superiores que estas obras representan, se ha preferido no incluir su consideración. En cambio, y a fin de no descartar ningún tipo de oferta hidráulica de base, se planteó la posibilidad de que aprovechamientos del tipo Paraná medio, pudieran instalarse en la década 1980/90. La forma de que esta suposición pueda desarrollarse, depende de la realización inmediata de los estudios respectivos, hasta llegar lo más pronto posible al proyecto definitivo, que permita conocer sus requerimientos de inversión y la factibilidad técnica de su construcción.

El análisis de la evolución de la demanda durante la década en estudio, permitió determinar la potencia total a agregar para abastecer los requerimientos de semibase, semipunta y punta. De acuerdo con el criterio de asignar prioridad absoluta a la generación hidroeléctrica para este tipo de generación, se calculó la potencia total a instalar en centrales hidráulicas adecuadas.

El cuadro 15 contiene la lista de los proyectos hidroeléctricos utilizados en la programación del equipamiento, con los que se abastece prácticamente en su totalidad la demanda de seguimiento y de punta. Estos proyectos fueron seleccionados entre los contenidos en el catálogo de proyectos en virtud de contarse para los mismos con ciertos estudios primarios o avanzados y presentar condiciones adecuadas al tipo de demanda.

Se deja constancia que existen otros proyectos hidroeléctricos aquí no incluidos, que eventualmente podrían presentar condiciones más favorables que los mencionados y por lo tanto, reemplazarlos en cuanto a la prioridad de realización. Sin embargo, al no contarse con estudios previos confiables, en particular en lo que se refiere a costos, por ahora no resulta posible aplicar criterios de prioridad o selección económica.

5.4

Programa de equipamiento 1981 - 1990

La programación del equipamiento se realizó sobre la base de la proyección y clasificación de la demanda según el cuadro 14 y los criterios anteriormente descriptos. Los resultados obtenidos se presentan en el cuadro 17.

5.4.1

Oferta hidroeléctrica

Obviamente siguen existiendo como oferta todos los aprovechamientos hidroeléctricos empleados en el período anterior, operando misma manera, salvo algunas modificaciones que se comentan a continuación.

Salto Grande. En este caso, los 190 MW que se habían considerado como reserva hasta el año 1980, son absorbidos por la punta a partir del año 1981. En mérito a la demanda prevista en la República del Uruguay, se procede a descontar un grupo de 99 MW de semipunta en el año 1985 y otro en el año 1987. En el año 1989 se descuenta otro grupo de 99 MW que operaba en base, quedando por descontar otro grupo similar para 1991.

Las centrales hidráulicas programadas para entrar en servicio en el plazo del análisis son:

Collón Curá aporta en el año 1981 la primera etapa (280 MW) de su potencia en semibase y la segunda en 1982.

Central de Bombeo Río Grande (Córdoba) incorpora en 1982 una primera etapa de 450 MW y en 1983 los otros 300 MW restantes.

Yaciretá. Se prevé su habilitación en el año 1983 con 10 grupos, que aportan 1.130 MW en base equivalentes a 8.400 hs. En el año siguiente, 1984, se agrega el aporte de 10 grupos, con 226 MW de base, 452 MW en semibase y 452 MW e/Spunta. En el año 1985, en virtud de estar en servicio ya 20 grupos, queda una potencia remanente con respecto a la garantizada en la central de 192 MW, que se computa como reserva hidráulica. En 1986 se habilitan los últimos 10 grupos (de un total de 30) que adicionan 1.131 MW en semipunta, quedando remanente otros 200 MW para la reserva hidráulica.

Central de Bombeo Potrerillos (Mendoza), en 1985 aporta 227 MW en punta.

Paraná Medio I, aporta 600 MW de base (equivalente de 8.400 hs.) en el año 1985; en 1986 aporta otros 600 MW también de base equivalente de 8.400 hs. y en 1987 otros 600 MW de base equivalente a 7.000 hs. Lo mismo ocurre con el aprovechamiento similar

Paraná Medio II, que aportaría en 1988, 600 MW y en 1989 otros 600 MW de base (de 8.400 hs. equivalentes) y en el año 1990 unos 600 MW más de base equivalente a 7.000 hs. Ambos aprovechamientos aportan una reserva hidráulica de 200 MW cada uno en 1987 y 1990 respectivamente.

Cordón del Plata, sobre el Río Mendoza, en 1986 aportaría 120 MW en base de 8.400 hs. equivalentes y 500 MW depunta. En 1987 aportaría otros 520 MW en punta.

Piedra del Aguila, sobre el río Limay (Comahue) aportaría en 1988, 210 MW en base de 8.400 hs. equivalentes y 864 MW en semipunta. En 1989 aportaría otros 900 MW también en semipunta.

5.4.2 Centrales Nucleares

En 1982 se necesita una Central Nuclear de 600 MW. En 1984 y 1985 se requiere una Central Nuclear de 600 MW respectivamente. También en 1987 y 1988 se requiere una Central Nuclear de 600 MW cada año.

En 1989 son necesarias dos Centrales Nucleares de 600 MW cada año.

En 1990 se requieren 1.600 MW, distribuidos en dos centrales, una de 1.000 MW y otra de 600MW. En el período 1981-1990, el aporte nuclear asciende a 5.800 MW.

5.4.3 Centrales Térmicas Convencionales

Se mantiene el parque térmico existente en el año 1980, efectúandose durante el período sólo los retiros programados. No se prevén instalaciones nuevas.

5.5 Composición y análisis del equipamiento programado

Año 1981

Base. Operan 1.175 MW hidroeléctricos y 920 MW nucleares. La oferta térmica contribuye con todo el parque de buen rendimiento y parte del equipo de rendimiento malo.

Semibase y semipunta (seguimiento) es totalmente cubierta por generación hidroeléctrica.

Punta, se cubre casi totalmente con oferta hidráulica, quedando un pequeño remanente (460 MW) a cubrir con equipo térmico de punta.

Reserva, queda constituida con el equipamiento restante de rendimiento, malo, de punta y el equipo obsoleto.

Retiros, alcanzan unos 104 MW de reserva fría.

El balance disponible por un total de 11.350 MW se distribuye de la siguiente forma:

Hidráulica:	43,7%
Nuclear:	8,1%
Térmica:	48,2%

Año 1982

Base. Operan 1.175 MW hidroeléctricos, mientras que la potencia nuclear se incrementaría en 600 MW. La demanda térmica se cubre con la oferta de equipos de buen y medio rendimiento y parte de rendimiento malo.

Seguimiento (semibase y semipunta), se cubre con la oferta hidroeléctrica.

La punta se cubre con equipamiento hidroeléctrico y la primera etapa de bombeo (Río Grande) y un mínimo aporte del equipamiento térmico de punta (165 MW).

Reserva. Se cubre con los excedentes térmicos de rendimiento malo y de punta, como así también el equipamiento obsoleto.

Balance:

Hidráulica:	45%
Nuclear:	12%
Térmica:	43%

Siendo el total de 12.680 MW.

Año 1983

Base. Se cubren 2.305 MW con centrales de origen hidráulico. La demanda térmica se cubre con la totalidad del equipamiento de buen rendimiento y de rendimiento malo (420 MW).

Seguimiento. Es totalmente cubierto por oferta hidroeléctrica.

Punta. Se cubre con 2.300 MW de origen hidroeléctrico que incluye la siguiente etapa de bombeo (300 MW), no siendo necesario ningún aporte térmico.

Reserva. La hidráulica permanece invariable. La térmica se compone con equipamiento de rendimiento medio, malo, obsoleto y de punta.

Balance:

Hidráulica:	50,0%
Nuclear:	11,0%
Térmica:	39,0%

Siendo el total instalado de 14.110 MW.

Año 1984

Base. Se cubre con 2.530 MW de origen hidráulico. La demanda térmica se abastece con equipamiento de buen rendimiento y algo de rendimiento medio. Se incorpora una central nuclear de 600 MW.

Seguimiento. Se cubre totalmente con hidroelectricidad.

Punta. Se cubre con equipamiento hidráulico de punta y de bombeo.

Reserva. El aporte hidroeléctrico se mantiene en 144 MW. El equipamiento térmico se compone de equipos de rendimiento medio, malo y el excedente del equipamiento de punta. Se verifica un excedente de 636 MW lo que permite efectuar el retiro del equipo obsoleto por 614 MW.

Balance:

Hidráulica:	54%
Nuclear:	14%
Térmica:	32%

Siendo el total instalado de 15.226 MW.

Año 1985

Base. La instalación hidráulica crece a 3.131 MW, mientras la nuclear se incrementa en 600 MW (2.700 MW).

La demanda térmica se cubre con una cifra inferior a la totalidad de la oferta del equipamiento de buen rendimiento, liberándose el excedente hacia la reserva.

Seguimiento. La semibase y la semipunta se satisfacen totalmente con equipamiento disponible.

Punta. Se cubre con instalación hidráulica y de bombeo disponible. Aquí se agrega el aporte de Central Hidráulica Potrerillos (230 MW) y se requiere la utilización de 412 MW de T.G. La reserva hidroeléctrica se incrementa en 193 MW alcanzando 337 MW.

Reserva. Queda constituida por el sobrante de buen rendimiento, por el equipo de medio y mal rendimiento y por algo del equipamiento térmico de punta. Se afronta un déficit de 352 MW, el que se corrige en años siguientes.

Balance:

Hidráulico:	55%
Nuclear:	16%
Térmico:	29%

Sobre un total de 16.747 MW disponibles.

Año 1986

Base. La oferta hidráulica crece hasta 3.850 MW y la nuclear permanece en 2.720 MW. Los requerimientos térmicos alcanzan a casi todo el equipo de buen rendimiento, cuyo excedente pasa directamente a reserva.

Seguimiento. Las demandas de semibase y semipunta se abastecen íntegramente con instalaciones hidroeléctricas.

Punta. La zona de punta queda cubierta con oferta hidráulica y de bombeo.

Reserva. Se satisface con aporte hidráulico, y el sobrante del equipo térmico de rendimiento bueno, medio y malo y con todo el equipo térmico para punta. Se registra un superávit de 440 MW.

Balance:

Hidráulica:	61%
Nuclear:	14%
Térmica:	25%

Sobre un total de 19.297 MW.

Año 1987

Base. La instalación hidráulica alcanza el nivel de 4.450 MW y la nuclear crece en otra unidad modular de 600 MW alcanzando los 3.320 MW.

El equipamiento térmico necesario para esta zona es reducido a 2.490 MW de buen rendimiento, siendo la oferta de 2.622 MW; el sobrante pasa directamente a Reserva.

Seguimiento. La zona de semibase y semipunta sigue atendándose íntegramente con instalaciones hidráulicas.

Punta. Se abastece con la oferta hidráulica disponible y casi todo el bombeo.

Reserva. La reserva está constituida por la hidráulica (737 MW) y equipos térmicos de buen, medio y mal rendimiento más el equipamiento térmico de punta sobrante. Queda un ligero superavit de 218MW.

Balance:

Hidráulica:	61%
Nuclear:	16%
Térmica:	23%

Sobre un total de 21.118 MW disponibles.

Año 1988

Base. La instalación de potencia hidráulica crece hasta 5.260 MW, y también la nuclear se incrementa en un módulo de 600 MW. Queda para el equipo térmico la atención de alrededor de 2.200 MW frente a una oferta superior de 2.600 MW de buen rendimiento. El saldo se ubica en Reserva directamente.

Seguimiento. La demanda de semibase y semipunta sigue cubriéndose con instalaciones hidráulicas únicamente.

Punta. La oferta hidroeléctrica y de bombeo satisfacen toda la demanda prevista.

Reserva. Se cubre con instalación hidráulica, con el sobrante del equipamiento térmico y de bombeo. Se dispone este año de un leve superavit (11MW).

Balance:

Hidráulica:	62%
Nuclear:	17%
Térmica:	21%

Sobre un total de 23.392 MW totales disponibles.

Año 1989

Base. La instalación hidráulica alcanza el nivel de 5.762 MW y la nuclear incrementa dos módulos de 600 MW, alcanzándose 5.120 MW. El requerimiento térmico de buen rendimiento es de 1.750 MW, quedando un sobrante para reserva.

Seguimiento. La zona de semibase y semipunta queda cubierta totalmente con instalaciones hidráulicas.

Punta. Operan las instalaciones hidráulicas, siete de bombeo.

Reserva. La reserva queda constituida por idéntica reserva hidráulica del año anterior y por los sobrantes de equipamiento térmico, además de alrededor de 160 MW procedentes de bombeo. El resultado arroja un pequeño superavit de 75 MW.

Balance:

Hidráulicas:	61%
Nucleares:	20%
Térmicas:	19%

Sobre un total de 25.993 MW de potencia disponible.

Año 1990

Base. En el último año del período, las instalaciones hidráulicas y nucleares alcanzan valores similares: 6.362 MW y 6.719 MW respectivamente. El equipamiento térmico de buen rendimiento necesario, se reduce a sólo 1.073 MW y su excedente pasa directamente a reserva.

Seguimiento. Sus dos franjas: semibase y semipunta se cubren con equipamiento hidráulico.

Punta. Este año además de la oferta hidráulica y de bombeo es necesario recurrir a equipo térmico específico (851 MW) para satisfacer la demanda correspondiente.

Reserva. La reserva hidráulica se ve reforzada por un nuevo aporte hasta 937 MW y con dicha oferta y los sobrantes de los equipos térmicos se satisface prácticamente esa demanda. Resta un deficit de 484 MW y no hay retiros. Con todo se cubre un 18% de la demanda máxima.

Balance:

Hidráulica:	59%
Nuclear:	24%
Térmica:	17%

Sobre un total de 28.393 MW disponibles.

Resumen

Entre 1981 y 1990 se observa la siguiente evolución para las distintas fuentes de generación:

- Las centrales hidráulicas adicionarían unos 12.000 MW de potencia y su participación porcentual se incrementa desde el 43,7% al 59%.
- Las centrales nucleares agregan 5.800 MW de potencia y su participación crece desde un 8% al 24% dentro de la distribución resultante.

- c) Las centrales térmicas convencionales a vapor y turbinas de gas reducen su aporte original en unos 600 MW debido a retiros, pasando desde una participación del 48,2% al 17,5%.

La potencia instalada guarda relación con la requerida sin que se produzca déficit o superávit de la reserva en exceso. Tanto la base como las zonas de seguimiento, punta y reserva se satisfacen gradualmente con las máquinas más aptas para el servicio que deban prestar.

Distorsiones del mercado que aún subsisten en 1980 se van corrigiendo durante la década, obteniéndose gradualmente un servicio equilibrado y adecuado a su fin.

5.6

Programa de decisiones y de estudios

Prácticamente todos los problemas existentes (déficits y distorsiones) y que aparecerán durante los próximos años en el mercado eléctrico se deben - por lo menos en parte - a imprevisiones en programar las tareas necesarias para asegurar la puesta en servicio de las obras requeridas en las fechas oportunas, o a la falta de realización en término de dichas tareas en caso de haber sido programadas.

La fijación de plazos no realistas, demoras injustificadas en las decisiones, subestimación de la importancia de estudios y gestiones previas, falta de medios económicos y financieros o ineficiencia empresarial, son causas típicas que requieren soluciones de emergencia para evitar o mitigar sus efectos. Tales soluciones de emergencia siempre involucran a la larga mayores costos, además de introducir distorsiones indeseables.

A los efectos de posibilitar el cumplimiento de un programa de equipamiento se requiere plantear el correspondiente programa de decisiones y tareas previas a las mismas.

El programa que corresponde al plan de equipamiento 1981-90 propuesto en el punto 5.4 se analiza a continuación y se resume en el cuadro 18.

Se hace notar que el programa de decisiones y estudios aquí presentado es resumido y aproximado en particular en lo referente a las centrales hidroeléctricas, debido a la falta de estudios de factibilidad técnico-económico-financieros completos referentes a los proyectos incluidos en el equipamiento 1981/90, salvo Yaciretá. La programación definitiva de la ejecución de los proyectos requiere la realización previa de dichos estudios, tarea cuya realización surge.

Año 1975

a) Centrales hidroeléctricas

El proyecto que mayor urgencia presenta y que simultáneamente resulta ser el de mayor envergadura entre los considerados, es el aprovechamiento hidroeléctrico de carácter internacional, Yacyretá.

A los efectos de permitir la entrada en servicio de su primera etapa en 1983, durante el año 1975 se deberán cumplir las etapas de realización del proyecto ejecutivo y la iniciación de la preparación de la documentación para el llamado a licitación. Además, se requiere realizar las gestiones para asegurar la financiación de la obra.

En cuanto a los demás proyectos hidroeléctricos programados (Potrerillos, Paraná Medio, Cordón del Plata, Piedra del Aguila), se requiere seguir con los estudios preliminares, con la intensidad necesaria que permita adoptar la decisión de su realización en la fecha oportuna.

b) Centrales Nucleares

La decisión para la Central Nuclear III, (Atucha II), ha sido adoptada en 1974, y durante 1975 deberá finiquitarse su contratación.

Año 1976

Yacyretá sigue siendo el proyecto más crítico. En el año 1976 las tareas previas a la iniciación de la construcción deben quedar concluidas, de manera que dicha construcción efectivamente se pueda iniciar en enero de 1977.

Los demás proyectos hidráulicos siguen en sus respectivas etapas de estudios y análisis previos.

Los estudios previos de Paraná Medio I se deben intensificar a los efectos de quedar terminados para mediados de 1977.

En cuanto a centrales nucleares, la construcción de la tercera central se debe iniciar antes de marzo. Además, durante el transcurso de este año, se deben realizar y concluir los estudios y gestiones previos de la unidad IV.

Años 1977-1984

En el cuadro 18 se indican las fechas correspondientes al programa de decisiones e iniciaciones de las obras contempladas. Estas fechas, a medida que se aproximen, deberán ser revisadas y de ser necesario ajustadas de acuerdo con los nuevos elementos de juicio que se obtengan.

5.7 Acción recomendada

5.7.1 Estudios previos

En el presente estudio fue necesario recurrir a elementos de juicio e informaciones en parte incompletas, en virtud de que numerosos proyectos carecen de los correspondientes estudios previos completos y confiables.

Por tal razón, varios proyectos incluidos en el equipamiento programado no tienen el carácter de recomendaciones firmes, sino el de opciones, cuya prioridad y conveniencia queda sujeto a los resultados que se obtengan de sus estudios y el de otros proyectos competitivos, capaces de reemplazarlos.

En consecuencia, se recomienda acelerar los estudios en marcha, en particular respecto a los aprovechamientos hidroeléctricos, completándolos con la inclusión de los estudios de factibilidad técnico-económico-financieros pertinentes.

5.7.2 Análisis y planteo de alternativas

El programa de equipamiento elaborado en el presente estudio no necesariamente es el que en definitiva se llevará adelante. Puede haber cambios motivados por las más diversas causas justificadas o no, inclusive causas que escapan al poder de decisión propia de las autoridades del país, tratándose de un proyecto internacional.

En el caso del incumplimiento en los plazos previstos de las etapas determinadas para la realización de algún proyecto, se requeriría introducir inmediatamente los cambios necesarios en el programa de equipamiento, a los efectos de asegurar la satisfacción de la demanda.

La realización de tales cambios con el mínimo de perturbaciones posibles, sólo es factible si se cuenta con alternativas de equipamiento analizadas y preparadas con suficiente anticipación. Por lo tanto, se recomienda el planteo y análisis de programas de equipamiento alternativos, en particular para proyectos cuyas fechas de decisiones resulten relativamente próximas.

Tal es el caso de la Central Nuclear III y del aprovechamiento hidroeléctrico Yacyretá. Un atraso en la central nuclear repercutiría en un apreciable déficit de generación en el año 1982; al no haber ningún proyecto hidroeléctrico capaz de suplantar en tiempo dicha central, sólo cabría reemplazarla por una potencia equivalente térmica convencional, probablemente a fuel-oil, cuyo contrato debería estar firmado a fines de 1977.

Demoras en la realización de Yacyretá, proyecto que no cuenta con alternativas hidráulicas para el año 1983 (fecha prevista para su entrada en servicio), requeriría la instalación de dos centrales nucleares de 600 MW cada una para dicho año.

La decisión de instalar estas centrales debería ser adoptada en enero de 1976, iniciándose su construcción en marzo de 1977.

Se hace notar que las alternativas de equipamiento a que se tendría que apelar en caso de demora de un proyecto programado son muy rígidas, siendo los plazos de realización de los diferentes tipos de central el factor que más limita su posible selección.

5.7.3 Ajuste periódico del programa de equipamiento

Dada la característica esencialmente dinámica de todo programa de desarrollo electroenergético, se recomienda realizar periódicamente la revisión y ajuste del programa de equipamiento que se adopte, adecuándolo a las nuevas informaciones disponibles. Se debería realizar tal revisión cada año y/o cuando se produce alguna demora en el programa de decisiones que obligue a introducir cambios o alternativas.

5.7.4 Cumplimiento del programa de decisiones

El cumplimiento del programa de decisiones es la condición esencial para evitar caer en el error de adoptar soluciones menos convenientes o bien de provocar estados deficitarios y distorsiones del abastecimiento eléctrico del mercado. El efecto de la demora en la decisión de un proyecto incide inexorablemente en la correspondiente demora en su puesta en servicio.

5.7.5 Cumplimiento de los programas de construcción

Se recomienda establecer las condiciones que aseguren que los entes responsables de la ejecución de las obras cuenten con todos los medios técnicos, económicos, financieros y administrativos necesarios para cumplir eficientemente su cometido. Se recomienda asimismo prever programas de construcción realistas, que consideran la probabilidad de ocurrencia de causas inevitables de demora.

5.7.6 Participación nacional y programa de investigación y desarrollo

Procurar el máximo aprovechamiento de los recursos con

que cuenta el país debe ser parte esencial del programa de desarrollo electroenergético. A su vez, el establecimiento de un programa de equipamiento es condición esencial para poder promover el desarrollo de la capacidad nacional de realización.

Similarmente, la realización de un programa de investigación y desarrollo científico y técnico condiciona la obtención de la real independencia tecnológica del país. De esta manera, el programa de equipamiento eléctrico y su participación nacional e investigación y desarrollo, deben formar un conjunto armoniosamente relacionado, cuya planificación no debe realizarse por separado.

6.

REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES 1974 - 1990

Sobre la base del programa de equipamiento planteado y con el criterio adoptado por el despacho de cargas, se analiza la producción de energía anual discriminada según el tipo de central y correspondiente tipo de combustible.

Mediante el empleo de los coeficientes de conversión detallados a continuación, se obtuvo la energía (térmica) producida por cada tipo de combustible convencional.

- Centrales a vapor de buen rendimiento (fuel-oil) - 2.178 kcal/kWh
- Centrales a vapor de rendimiento medio (fuel-oil) - 2.552 kcal/kWh
- Centrales a vapor de rendimiento malo (fuel-oil) - 3.169 kcal/kWh
- Centrales a vapor nuevas (350 MW) (fuel-oil) - 1.990 kcal/kWh
- Centrales a vapor nuevas (arranque rápido) (fuel-oil) - 2.140 kcal/kWh.
- Centrales a vapor nuevas (350 MW) (residuo asfáltico) - 2.100 kcal/kWh.
- Centrales a vapor de rendimiento malo (carbón) - 2.800 kcal/kWh
- Centrales a vapor nuevas (350 MW) (carbón) - 2.100 kcal/kWh
- Centrales a vapor excedidas de vida útil (fuel-oil o carbón) - 3.504 kcal/kWh
- Turbinas a gas (diesel-oil o gas natural) - 4.000 kcal/kWh

Para evaluar la producción de energía (térmica) del combustible nuclear en condiciones equivalentes, se empleó el método de sustitución con centrales a vapor de rendimientos específicos de 2.000 kcal/kWh.

Las equivalencias obtenidas son:

- Central Nuclear tipo Atucha - 1 tU = 8.507 tep = 89.320 por 10^6 kcal
- Central Nuclear tipo Córdoba - 1 tU = 10.000 tep = 105.000 por 10^6 kcal.

El cuadro 19 contiene los resultados obtenidos, donde se puede observar la producción de energía eléctrica por fuente, y el consumo de combustible en valor absoluto.

6.1

Período 1975 - 1980

Los resultados obtenidos indican que el Fuel-oil que en 1975 concurre a generar una gran parte de la producción eléctrica (70,3%), decrece hasta un 46,3% en 1980.

El gas natural representa una muy baja generación en todo el período: 0,4% a 1,1%.

El carbón nacional se incrementa desde un 2,7% en generación hasta un 13,5%, merced al ingreso de maquinarias de SEGBA que se están reacondicionando para tal fin (330 MW) y al futuro grupo de San Nicolás (350 MW) que ingresaría en 1979.

La participación porcentual de generación nuclear que arranca de un 9,5%, alcanza al 11,4% en 1980, cuando comience a funcionar la Central Nuclear Córdoba de 600 MW.

En lo que se refiere a la hidroelectricidad, ya en 1975 alcanza un 17,1% de generación y se incrementa hasta un 29% en 1980.

Dentro de este período se observa que la demanda de fuel-oil crece hasta unos 4.600.000 tn en 1978, declinando en 1979 y 1980 por sustitución del carbón, hidroelectricidad y nucleo electricidad.

La necesidad de gas natural es oscilante hasta unos 185 millones de m³ en 1978, pero aquí no se detecta el consumo de este combustible que puede deberse al reemplazo de Turbinas de Vapor por Turbinas de Gas que figuran en reserva técnica.

El consumo de carbón aumenta desde unas 290.000 tn hasta 2.250.000 tn en 1980, para lo cual Yacimientos Carboníferos Fiscales deberá acrecentar la producción convenientemente a partir de 1978.

El consumo de Uranio, es debido a la Central Nuclear de Atucha entre 1975 y 1979, incrementándose en 1980 hasta unas 130 tn por el ingreso de la Central Nuclear Córdoba.

6.2

Período 1980 - 1990

El cálculo de la distribución de energía generada según tipo

de central y combustible, se realizó en concordancia con el programa de equipamiento adoptado para este período.

Dada la tendencia sostenida en la evolución del parque de generación, para este período se realizó el cálculo cada cinco años.

Así se verifica que la producción de energía debida al Fuel-oil decrece desde un 46,3% en 1980, pasando por 17,3% en 1985 hasta un mínimo de 2,3% en 1990.

El Gas Natural no incide significativamente. El carbón nacional decrece desde 13,5% en 1980 hasta 3,8% en 1990.

En cambio la participación de la nucleoelectricidad se incrementa desde un 11,4% en 1980 hasta un 38,5% en 1990, lo que evidencia un sustancial reemplazo en el consumo de hidrocarburos.

La hidroelectricidad se incrementa notablemente desde un 29% hasta el 55%, lo que también contribuye a dicha sustitución.

En valores absolutos se observa que las 4.000.000 tn de Fuel Oil se han reducido a sólo 600.000 tn, y que el carbón nacional es exigido hasta alrededor de 2.000.000 tn si se logra su disponibilidad.

El uranio necesario alcanza a cerca de 1.000 tn, mientras el Gas Natural no supera los 300.000.000 m³.

7.

REQUERIMIENTOS ECONOMICOS

Para complementar el análisis electroenergético del país y el programa de equipamiento analizado anteriormente, se han estimado los requerimientos de inversiones reales brutas correspondientes, ajustadas a valores dólares de 1973.

Se adoptó el criterio general de expresar todos los valores en millones de dólares equivalentes, sin discriminar entre montos a invertir en moneda argentina y divisas.

Se hace la salvedad que esta parte del análisis es sólo aproximada, siendo su objetivo presentar un cuadro global, que contenga el orden de magnitud de los requerimientos económicos.

7.1

Aprovechamientos hidroeléctricos

De acuerdo con el programa de equipamiento adoptado, se

estimaron los requerimientos de inversiones reales brutas de los aprovechamientos hidroeléctricos a instalar (cuadro 20). A tal efecto, hubo que adoptar ciertos criterios generales.

Para los aprovechamientos en construcción y los que cuentan con estudios técnico-económico-financieros, se adoptaron los datos disponibles reajustados a 1973.

Para los demás proyectos, se recurrió en principio a la información empleada en los estudios realizados en oportunidad de elaborarse el modelo matemático en elaboración en la Subsecretaría de Energía (1972/73). Los datos se ajustaron en función de la fecha de su origen, la profundidad y confiabilidad de su procedencia y la experiencia en obras similares.

Se deja la salvedad que aún así, el grado de confiabilidad de los resultados obtenidos es muy relativo. Teniendo en cuenta que los requerimientos de inversión en obras hidroeléctricas del período analizado (1974-1990) representan más del 60% del total a invertir en obras de generación e interconexión, también a los resultados totales obtenidos les corresponde similar grado de confiabilidad.

7.2 Centrales Nucleares

El cuadro 21 contiene el programa de inversiones en Centrales Nucleares. La inversión correspondiente a la Central Nuclear Córdoba ha sido adoptada como base para el cálculo y se supuso que las siguientes unidades serán similares.

7.3 Centrales térmicas convencionales

Tal como muestra el cuadro 22, las inversiones correspondientes son relativamente de poca importancia, salvo en los primeros años.

7.4 Interconexiones

El cuadro 23 contiene el correspondiente programa de inversiones. Sobre la base de costos unitarios actuales, se han computado los totales en función de la longitud de las líneas previstas.

7.5 Resumen del programa de inversiones en generación e interconexiones

Se presenta en el cuadro 24. Se observa que el programa de generación e interconexión requiere en el lapso 1975-90, del orden de 10.000 millones de dólares equivalentes; más del 60% corresponde

al programa hidroeléctrico, mientras que las centrales nucleares representan del orden del 30% del total.

Es necesario tener en cuenta además, que en la parte final del período analizado habrá necesidad de realizar inversiones en obras que recién entrarán en servicio después del año 1990. A los efectos de considerar dichas inversiones, se realizó la compensación correspondiente de las cifras obtenidas, extrapolando el crecimiento de los requerimientos en el quinquenio 1980-1985.

Incluido el efecto de esta compensación, las inversiones totales del período 1975-90 alcanzarían el orden de 12.400 millones de dólares equivalentes. A este monto deberán agregarse las inversiones que corresponderán al mercado no incluido en el análisis.

7.6

Transmisión y distribución

En el sector electroenergético, además de las inversiones correspondientes al equipamiento de generación y a las interconexiones analizadas en los puntos anteriores, es necesario considerar también las que se requieren para las instalaciones de la transmisión y la distribución de energía. El programa de inversiones correspondientes a estos últimos conceptos es proporcional al crecimiento de la demanda del mercado. Adoptando costos unitarios de acuerdo con la experiencia en la materia, se obtiene que en el período considerado (1975-90) se requiere prever una inversión total del orden de 15.000 millones de dólares equivalentes, monto que se debería agregar al anterior.

7.7

Combustible e industrias complementarias

De acuerdo con los resultados del análisis de los requerimientos de combustible del sector electroenergético (punto 6), se observa que el uranio adquiere creciente importancia a partir del año 1980. El consumo de hidrocarburos por otra parte, luego de un incremento inicial en el próximo quinquenio, tiende a disminuir a partir de 1979. También la demanda de carbón, luego de un incremento inicial, decrece.

Consecuentemente, interesa primordialmente estimar las inversiones necesarias para asegurar el abastecimiento de combustible nuclear. El cuadro 25 contiene las previsiones a corto plazo (hasta 1980), resultando un total del orden de 250 millones de dólares equivalentes. Durante la década 1980-90 habrá que realizar inversiones adicionales, que llevaría a un total para el período 1975-90 del orden de 500 millones de dólares equivalentes.

Las inversiones a corto plazo en plantas de agua pesada (industria complementaria del programa nuclear) se han incluido en el

cuadro 25 junto con el combustible nuclear. Considerando el período completo 1975-90, se prevén inversiones totales por este concepto del de 300 millones de dólares equivalentes.

Considerando la intención de implementar la participación nacional en el programa electroenergético, habrá necesidad de realizar inversiones en industrias tanto del estado como privadas. Tales inversiones no han sido analizadas ni estimadas por falta de elementos de juicio, pero se deja constancia de la existencia de los requerimientos correspondientes.

7.8

Resumen de requerimientos de inversión

De acuerdo con lo que antecede, los requerimientos totales de inversión real bruta del sector electroenergético en el período 1975-1990, llegarían a casi 30.000 millones de dólares equivalentes, cifra que demuestra ampliamente la importancia de dicho sector en el cuadro global de la economía del país.

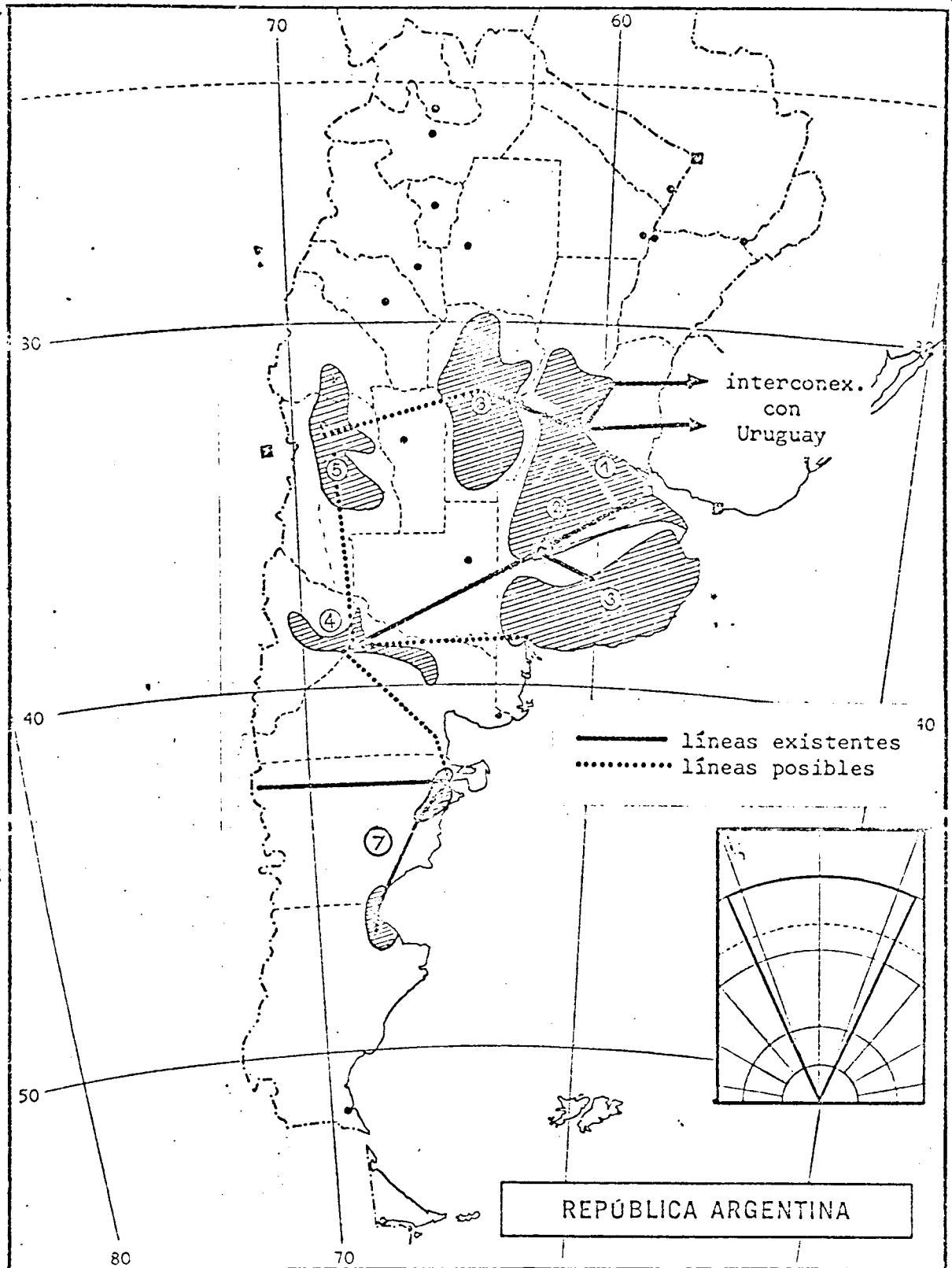


Fig. 1 .-

SISTEMA INTERCONECTADO

- | | |
|-------------------------------|-----------------------|
| 1 - Gran Buenos Aires-Litoral | 4 - Comahue |
| 2 - Buenos Aires Norte (DEBA) | 5 - Cuyo |
| 3 - Buenos Aires Sud | 6 - Córdoba |
| | 7 - Patagónico Centro |

Fuente S.S.E.

GRAN BUENOS AIRES-LITORAL 1973 CURVA DE DURACION DE CARGA

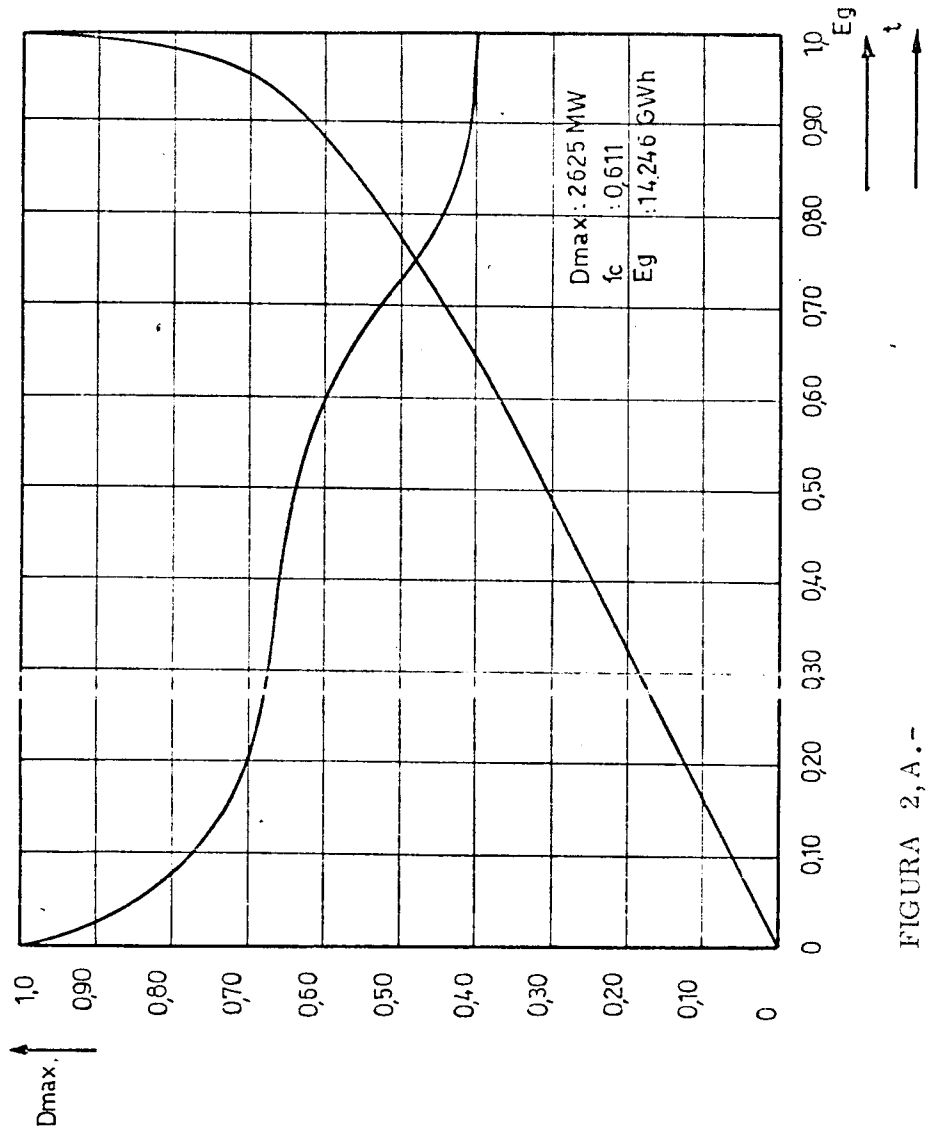


FIGURA 2, A.-

CURVA DE DURACION DE CARGA

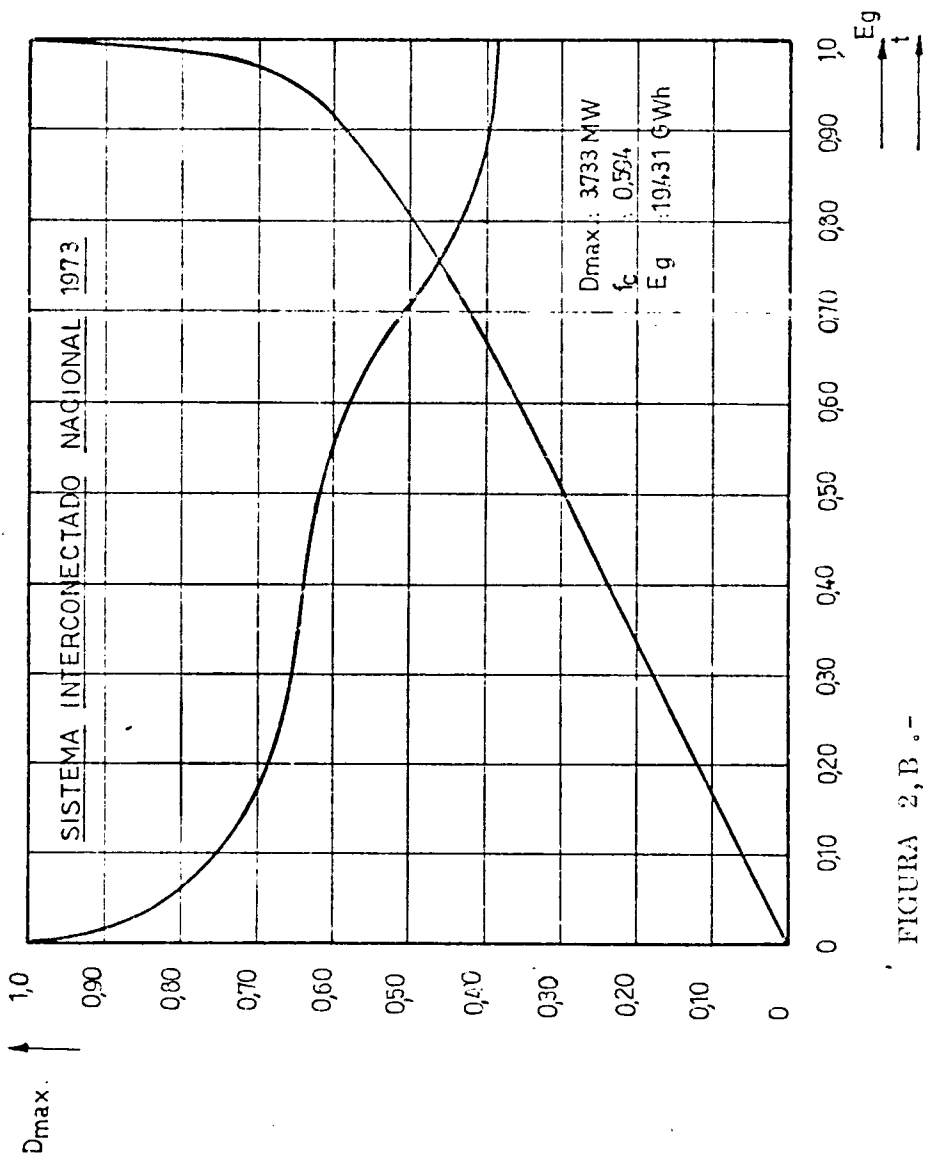


FIGURA 2, B .-

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 1980 CURVA DE DURACION DE CARGA

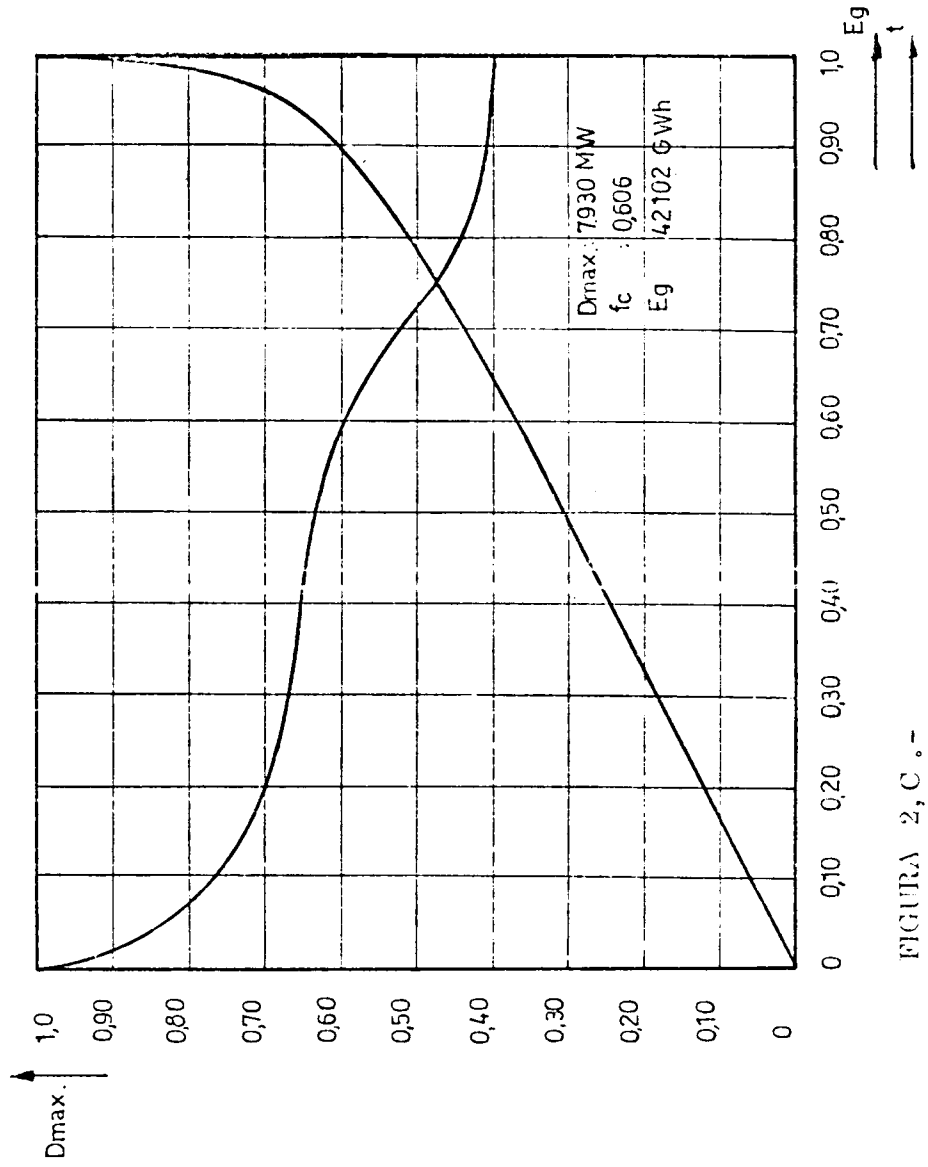


FIGURA 2, C .-

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 1985 CURVA DE DURACION DE CARGA

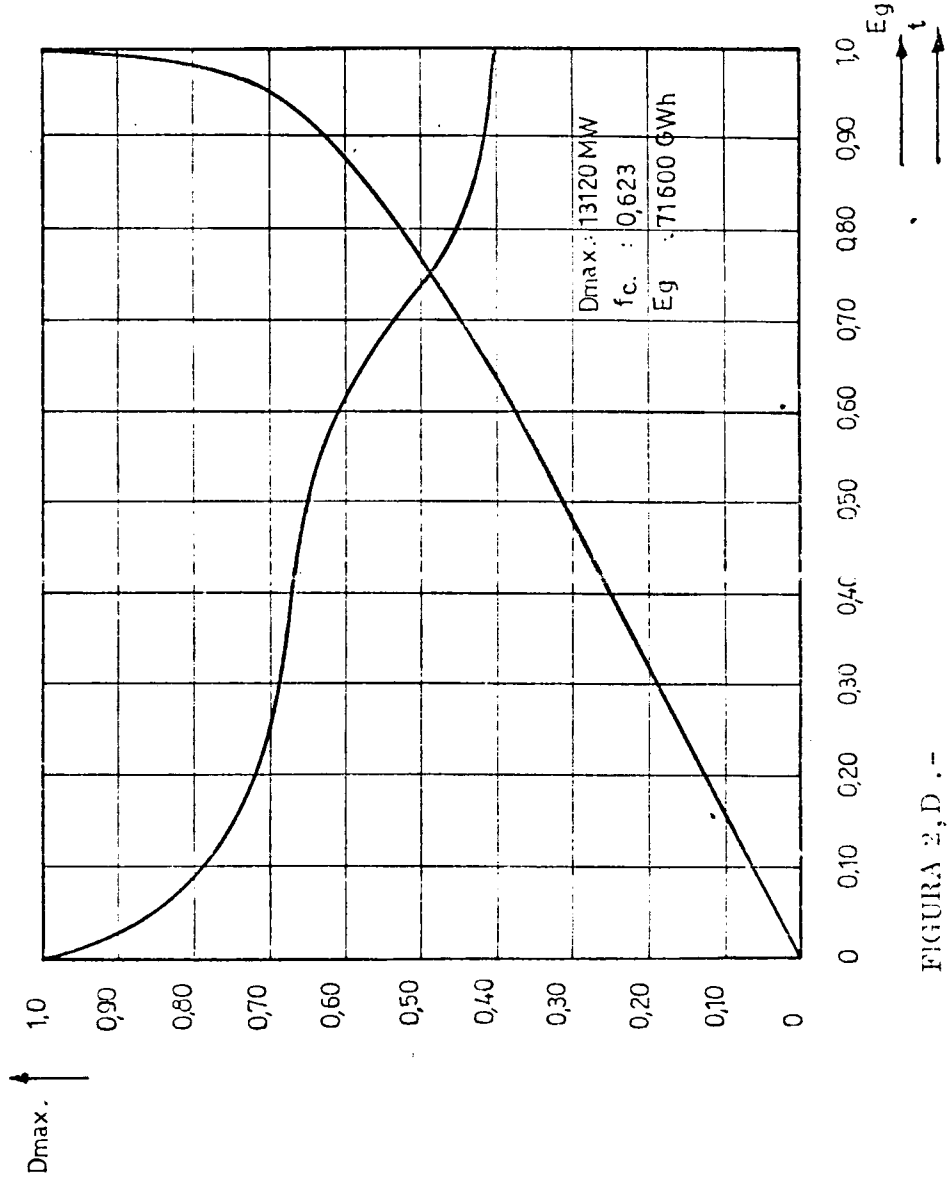


FIGURA 2,D .-

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 1990 - CURVA DE DURACION DE CARGA

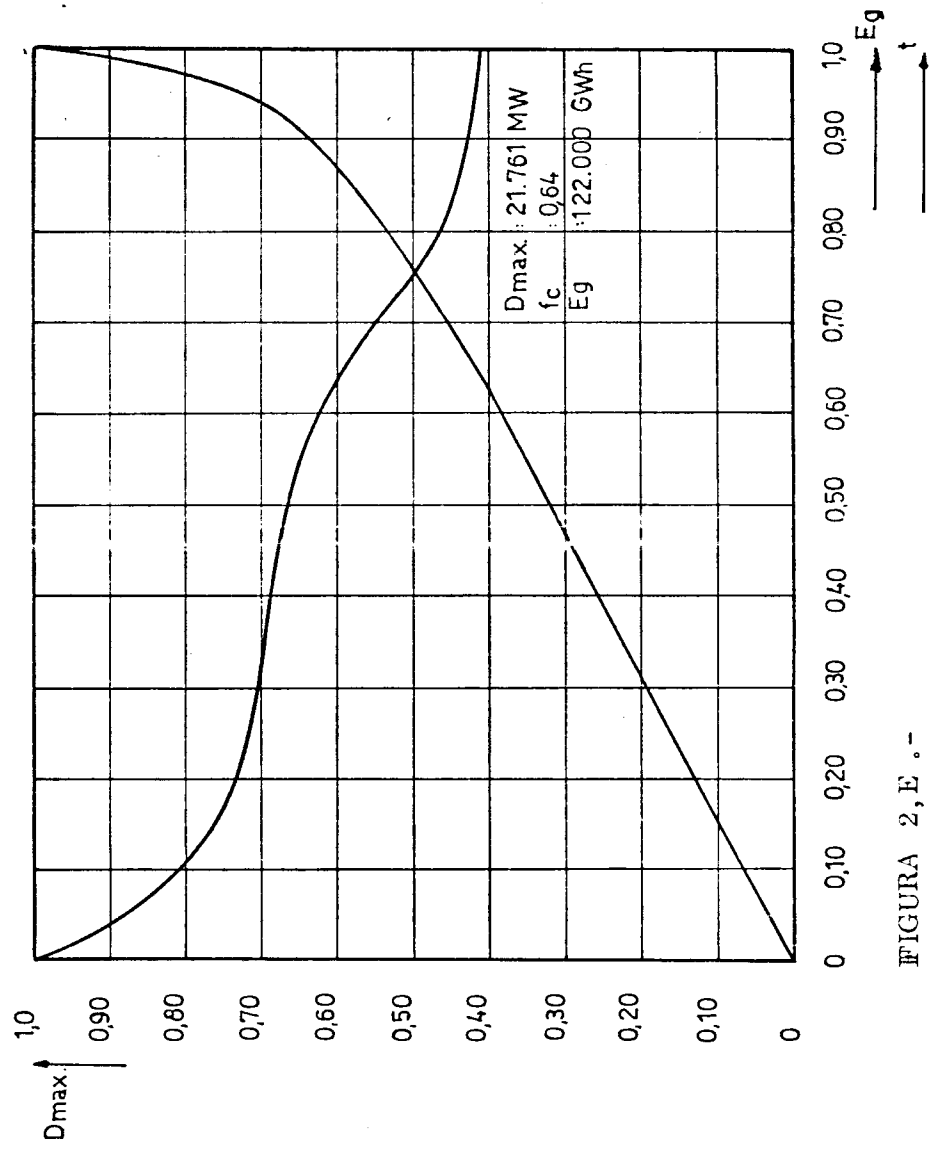
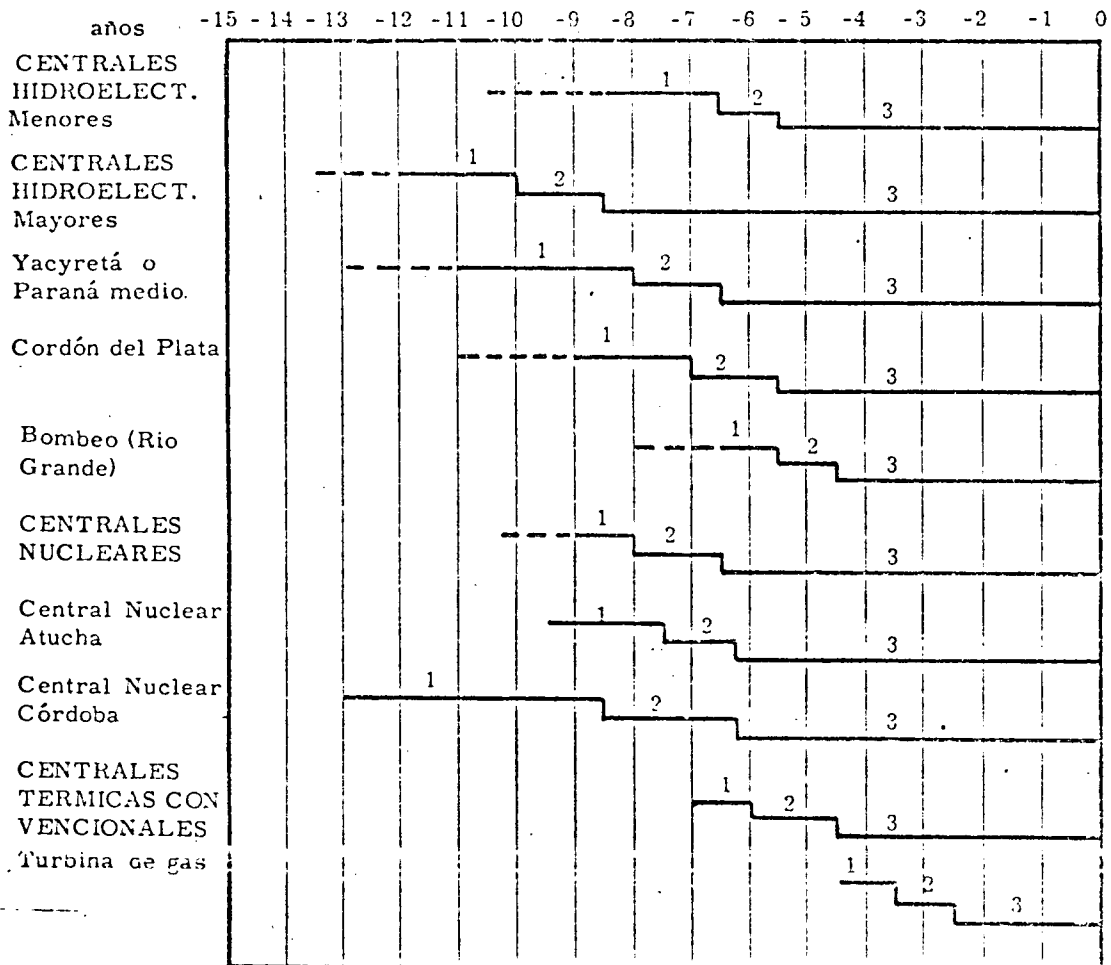


FIGURA 2, E .-

PLAZOS DE REALIZACION DE CENTRALES



- años -15 -14 -13 -12 -11 -10 -9 -8 -7 -6 -5 -4 -3 -2 -1 0
- Etapa 1.- Estudios previos
 - Análisis previos
 - Estudios de prefactibilidad
 - Estudios de factibilidad
 - Anteproyecto
 - Proyecto
 - Gestiones
 - Etc.
 Decisión de realizar la obra.
- Etapa 2.- Gestión de contratación
 - Preparación de pliegos
 - Licitación
 - Evaluación de ofertas
 - Adjudicación
 - Contratación
 - Obtención de financiación
 Iniciación de obra
- Etapa 3.- Instalación
 - Construcción
 - Montaje
 - Habilitación
 - Marcha de prueba
 - Ajustes y puesta en servicio

FIGURA 3

CENTRALES TERMICAS A VAPOR. (Año 1973)

Cuadro 1

(Servicio Público)

Calificación	Nombre	Potencia efectiva	Año de instalac.	Cons. esp. kcal/kWh
> 100 MW Buen rendim. Consumo <2300 kcal/kWh	SEGBA P.N. n° 9 (1 x 250 MW)	238 MW	1970	2010
	CIAE N.P. n° 6 (1 x 250 MW)	238 MW	1969	2120
	SEGBA P.N. n° 7 (1 x 145 MW)	133 MW	1961	2190
	SEGBA P.N. n° 8 (1 x 195 MW)	184 MW	1963	2230
	CIAE N.P. n° 5 (1 x 110 MW)	105 MW	1965	2300
	SEGBA Costanera (5 x 120 MW)	570 MW	1963	2230
	Sub-total	1468 MW		
Rendimiento medio Consumo 2300 - 2700 kcal/kWh	Necochea n° 4 (1 x 72 MW)	67 MW	1973	2470
	Necochea n° 3 (1 x 72 MW)	67 MW	1972	2470
	Mar del Plata (2 x 30 MW)	57 MW	1972	2560
	San Nicolas n° 1 y 4 (2 x 75 MW)	143 MW	1957	2550
	Lujan de Cuyo (2 x 60 MW)	114 MW	1972	2610
	Mar del Plata (1 x 30 MW)	29 MW	1964	2700
Sub-total	477 MW			
Rendimiento malo Consumo > 2700 kcal/kWh y menor de 30 años	Calchines n° 4 (1 x 30 MW)	29 MW	1965	2750
	San Nicolas n° 2 y 3 (2 x 75 MW)	143 MW	1957	2800
	Necochea n° 1 y 2 (2 x 33 MW)	66 MW	1963	2870
	CIAE N.P. n° 4	60 MW	1952	2950
	Caseros n° 1 y 2 (2 x 7,5 MW)	13 MW	1968	3000
	Pilar n° 1 y 2 (2 x 30 MW)	57 MW	1965	3000
	Deán Funes n° 1 (1 x 30 MW)	28 MW	1964	3000
	Mar del Plata (1 x 12 MW)	10 MW	1953	3130
	Bahía Blanca n° 3 y 4 (2 x 25 MW)	48 MW	1961	3500
	P. de Mendoza	25 MW	1950	3550
	Mar del Plata (1 x 10 MW)	9 MW	1954	3670
	Comod. Rivadavia* (2 x 10 MW)	18 MW	1953	3700
	Calchines n° 11 y 12 (2 x 5 MW)	14 MW	1950/56	4100
	Calchines n° 13 (1 x 10 MW)	9 MW	1954	4000
	Sorrento n° 3 (1 x 35 MW)	33 MW	1948	3200
	* pasa a obsoleto en 1978			
Sub-total	559 MW			

CENTRALES TERMICAS A VAPOR. (Año 1973)

Continuación del Cuadro 1

Calificación	Nombre	Potencia efectiva	Año de instalac.	Cons. esp. kcal./kWh
Rendimiento malo Consumo > 3200 kcal/kWh y mayor de 30 años	P.N. viejo (3 x 52,5 MW)	147,5MW	1934/49	3250
	P.N. viejo (3 x 50 MW)	142,5MW	1928/31	3350
	Dock Sud, sala 6	120,0MW	1926/54	3425
	N.P. n° 1, 2 y 3 (3 x 30 MW)	90,0MW	1933/34	3580
	Comod. Rivadavia (1 x 10 MW)	9,0MW	1938	3700
	Dock Sud, sala 2 n° 1 y 2	40,0MW	1939/56	4220
	Varias anteriores: 1938 C. Rivad.	10,0MW	-	4500
	Sorrento n° 4 (1 x 10 MW)	9,0MW	1926	4600
	Calchines n° 1 y 2 (2 x 7,5MW)	13,0MW	1926	5450
	Sorrento n° 2 (1 x 35 MW)	33,0MW	1937	3100
	Sub-total	614 MW		
Reserva fría	San Nicolás (2 x 10 MW)	19 MW	1954	3700
	Bahía Blanca (2 x 7,5 MW)	12 MW	1931	5450
	Mar del Plata, Puerto	3 MW	-	-
	DEBA SUR Cooperativas C I	17 MW	-	-
	Comod. Rivadavia, Rawson, CI	16 MW	-	-
	DEBA NORTE C I	32 MW	-	-
	Sub- total	104 MW		
	TOTAL	3222 MW		

TURBINAS DE GAS Y MAQUINAS DE COMBUSTION INTERNA

1973 (Servicio Público) (MW)

CUADRO 2

1. Turbinas de gas instaladas por SEGBA y CIAE hasta 1972		227
2. Turbinas de gas instaladas fuera del GBA hasta 1972:		
DEBA NORTE	27	
NECOCHEA	23	
BAHIA BLANCA	32	
OLAVARRIA	32	
MAR DEL PLATA	54	
CUYO	77	
SAN JUAN	10	
PICO TRUNCADO	18	273
3. Turbinas de gas en instalación entrando en servicio en 1973:		
SEGBA	162	
EPEC	60	
PARANA	15	
SANTA FE	38	
COMODORO RIVADAVIA	15	
PICO TRUNCADO	15	305
4. C.I. instalado en el interior hasta 1972		
CHASCOMUS	15	
PARANA	5	
ISLA VERDE	12	
SARMIENTO	19	51
		TOTAL EN 1973 ——— 856

CENTRALES HIDRAULICAS 1973 (MW)

CUADRO 3

NOMBRE O REGION	Energía Promedio GWh	Potencia Nominal MW	Base MW Potencia equiv. 8400 hs	Seguimiento MW	Punta MW	Reserva MW
Centro (Varios AYE y EPEC)	315	177	22		120	
Cuyo (AYE Varios)	1021	365	95	59	48	144
F.A meghino	204	45	15		30	
TOTAL	1540	587	132	59	198	144

CUADRO 4.- (continuación)

PROGRAMA DE OBRAS EN CONSTRUCCION Y CON PRINCIPIO DE DECISION CON ENTRADA HASTA 1980. Potencia Efectiva en MW.

RESUMEN	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
BASE 8.400 hs	326	- 21	- 88 + 145	138 + 145		398	
BASE 7.000 hs							
BASE Térmica y/o Nuclear	CN: 319	72 + 334	72 + 152	28		334 + 334	CN: 600
SEMIBASE Hidroeléctricos			42 + 12			206	198
SEMIPUNTA Hidroeléctricos			124				239 + 467
PUNTA Hidroeléctricos	428	31	452	28	205 + 207		
PUNTA Turbina de Gas	169						
TOTAL	1.242	416	911	339	412	1272 + (190 Res. Tcc.)	1504

CONCEPTO	Consumo en TEP			Transp.	Bun'er	Consumo Propio	Usin. Serv. P. Gen. Aut. P. Tol. Gener. y G. de E. S. A.		Donés, S.A. y G. de E. S. A.	Comercial
	Agrop.	Industr.	Agrop.				Usin. Serv. P. Gen. Aut. P. Tol. Gener. y G. de E. S. A.	Donés, S.A. y G. de E. S. A.		
Aeronafta	38,2			38,2						
Motonafta Com.	2780,0			2780,0						
Motonafta Esp.	1935,0			1935,0					716,0	
Kerosene	802,0	92,0								
Comb. p/retroprop.	365,0			365,0						
Gas - Oil	3890,0	e) 260,0	e) 1380,0	e) 2240,0			10,0	10,0		
Diesel - Oil	1923,0	600,0		261,0	153,0	133,0	516,0	257,0	773,0	
Fuel - Oil	8655,3	2910,0		590,0	140,0	1405,0	3249,2	361,0	3610,0	
Residuos Pesados	726,0	478,0				151,0	97,1	-	97,0	
Coque y Carbón res.	414,0	311,0					100,0	-	100,0	
Gas Seco resid. de refin.	511,0	51,0								160,0
Gas Licuado: Propano	487,0	50,0								137,0
Gas Licuado: Butano	507,0	57,0								170,0
Petróleo consum. e/tal	100,0					100,0				
Hidrooc. resid. petroquim.	-									
SUB-TOTAL EN DERIV. DE PETRÓLEO	23133,5 100%	4812,0 20,8%	1380,0 5,96%	8212,2 35,4%	293,0 1,25%	1789,0 7,75%	3972,3	618,0	4500,0 19,85%	2977,0 8,3%
Gas Natural	6170,0	2840,0	-	-	-	700,0	1090,0	-	1090,0	137,0
TOTAL HIDROCARBUROS	29303,5 100%	7652,0 26,1%	1380,0 4,71%	8212,2 28,1%	293,0 1%	2489,0 8,5%	5062,3	618,0	5680,0 19,4%	3367,0 11,5%
Carbón nacion. p/vapor e)	370,0	e) 50,0	-	-	-	e) 60,0	220,0	-	220,0	40,0
TOTAL HIDROCARBUROS Y CARBÓN-VAPOR	29673,5 100%	7702,0 25,95%	1380,0 4,65%	8212,2 27,7%	293,0 0,99%	2549,0 8,6%	5282,0	618,0	5900,0 19,9%	3407,0 11,4%

e) valor estimado.-

RESERVAS DE MINERAL DE URANIO

EN t U (valores acumulados) En Junio de 1974

CUADRO 6

DISTRITO URANIFERO CATEGORIA COSTOS: en US\$ / lb U308	(1) APROVECHAMIENTO INMEDIATO				(2) APROVECHAMIENTO MEDIATO				TOTALES					
	MED. IND.		INFERIDO		MED. IND.		INFERIDO		SUB-TOTAL					
	< 15	< 30	< 15	< 30	< 15	< 30	< 15	< 30	< 15	< 30				
TONCO	210	210	-	-	210	210	410	420	90	90	500	510	710	720
COMECHINGONES	90	90	100	200	190	299	-	-	-	-	-	-	190	290
COSQUIN	-	-	-	-	-	-	1280	1730	250	1000	1530	2730	1530	2730
GUANDACOL	-	-	-	-	-	-	70	70	20	30	90	100	90	100
MALARGUE	30	30	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	30	30
SIERRA PINTADA	5110	5110	4850	5700	9960	10810	-	-	100	680	100	680	10000	11490
RIO CHUBUT	120	120	-	-	120	120	-	-	-	-	-	-	120	120
TOTALES	5560	5560	4950	5900	10510	11460	1760	2220	460	1800	2220	4020	12730	15480

NOTAS: (1) Producción ó puesta en operación en menos de 5 años

(2) Producción a partir de 5 años

RESERVAS Y RECURSOS URANIFEROS ARGENTINOS

En Junio de 1974 y en t U no acumuladas

CUADRO 7

CATEGORIA	Hasta 15 U\$S /lb U3O8	Entre 15 y 30 U\$S /lb U3O8	TOTALES POR CATEGORIAS SUCESIVAS
R RESERVAS (I) (sin inferido)	7.300	500	7.800
RRA RECURSOS RAZONABLEMENTE ASEGURADOS (II) (incluye I)	12.800	4.500	17.300
RAP RECURSOS ADICIONALES (III) POSIBLES	19.000	25.000	44.000
TOTALES (II + III)	31.800	29.500	61.300

NOTA: Las cifras de RAP están sujetas a revisión.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA POR MERCADOS. (en MWh)

Sub - SISTEMA	1973 Año base	tasa %	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
GBA. - IFT. incluye ventas a DEBA N. y compras a Comahue	14.072.218	8,0	15.198	16.414	17.727	19.145	20.677	22.331	24.117
DEBA N. - OESTE generación propia	89.518	9,0	97,6	106,4	115,9	126,4	137,7	150,1	163,6
CENTRO	1.413,645	14,0	1.612	1.837	2.094	2.388	2.722	3.103	3.537
CUYO	1.928,881	19,0	2.295	2.731	3.250	3.868	4.603	5.478	6.518
BUENOS AIRES SUD	1.263,199	14,5	1.446	1.656	1.896	2.171	2.486	2.846	3.259
COMAHUE	338,039	18,0	399	471	555	655	773	913	1.077
PATAGONIA C.	325,243	variable	371	430	508 + 1223 = 1.731	599 + 2446 = 3.045	707 + 2446 = 3.153	834 + 2446 = 3.280	984 + 2446 = 3.430
TOTAL	19.431,000		21.419	23.645	27.369	31.398	34.552	38.101	42.102

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA POR MERCADOS. (en MW)

Sub - SISTEMA	1973 Año base	tasa %.	1971	1975	1976	1977	1978	1979	1980
GIBA - LFT. Incluye ventas a DEBA N. y compras a Comahue	2.625 f.c. 61,2	8,0	2.835 61,2	3.062 61,2	3.307 61,2	3.571 61,2	3.857 61,2	4.166 61,2	4.499 61,2
DEBA N. + Oeste generación propia, C.max. (no incluye compr.)	55 f.c. 18,6	9,0	60 18,6	65 18,6	71 18,6	78 18,6	85 18,6	93 18,6	101 18,6
CENTRO	269 f.c. 60,0	14,0	307	350	399	455	519	592	675 59,8
CUYO	349 f.c. 63,1	19,0	415	494	588	700	833	991	1180 63,1
BUENOS AIRES SUD	313 f.c. 46,1	14,5	358	410	470	538	616	705	808 46,0
COMAHUE	62 f.c. 62,2	18,0	73	86	102	120	142	167	197 62,4
PATAGONIA C.	60 f.c. 61,9	var- f.c. ble	68	79	93 + 145 = 238	110 + 290 = 400	130 + 290 = 420	153 + 290 = 443	180 + 290 = 470
TOTAL	3.733 f.c. 59,4		4.116	4.546	5.175	5.862	6.472	7.157	7.930 60,6

PROYECCION Y CLASIFICACION DE LA DEMANDA MAXIMA PARA EL SISTEMA IN-ERCONECTADO. (en MW)

	año									
	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	horas promedio	
FRANJA DE MONOTONA										
BASE RECTANGULAR	1448	1597	1764	2041	2339	2575	2842	3140	8.760	
BASE TRAPEZIAL (8.760 - 5.840)	620	683	754	874	1001	1101	1216	1340	7.300	
BASE	2068	2280	2518	2915	3340	3676	4058	4480		
SEMI - BASE (5.840 - 3.650 hs)	317	350	387	447	513	564	623	690	4.745	
SEMI - PUNTA (3.650 - 1.460)	228	251	277	321	368	404	446	492	2.555	
SEGUIMIENTO	545	601	664	768	881	968	1069	1182		
PUNTA (1.460 - 0 hs)	1120	1235	1364	1492	1641	1828	2030	2268	730	
DEMANDA MAXIMA	3733	4116	4546	5175	5862	6472	7157	7930		
Factor de carga	59,4	59,4	59,4	60,4	61,1	60,9	60,8	60,6		
RESERVA	747	823	909	1035	1172	1294	1431	1586		
DEMANDA TOTAL DE POTENC.	4480	4939	5455	6210	7034	7766	8588	9516		
ENERGIA GENERADA (GWh)	19431	21419	23645	27369	31398	34552	38101	42102		

EQUIPAMIENTO ELECTRICO: Analisis y composicion para el periodo 1973 - 1980. (en MW)

FRANJA MONOTOMA		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
RUBRO		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
0.	Demanda Máxima	3.733	4.116	4.546	5.175	5.862	6.472	7.157	7.930
1.	Demanda 8.760 hs	1.448	1.597	1.764	2.041	2.339	2.575	2.842	3.140
2.	Dem. equiv. 8.400 hs (1. x 1,043)	1.510	1.666	1.840	2.129	2.440	2.686	2.964	3.275
3.	Instalac. Hidro 8.400 hs	132	458	437	494	777	777	1.175	1.175
4.	Dem. Térm. 8.400 hs (2. - 3.)	1.378	1.208	1.403	1.635	1.663	1.909	1.789	2.100
5.	Dem. Térm. eq. 7.000 hs (4. x 1,2)	1.654	1.450	1.684	1.962	1.996	2.291	2.147	2.520
6.	Dem. Franja Trapec. 7.300 hs	620	683	754	874	1.001	1.101	1.216	1.310
7.	Dem. Térm. eq. 7.000 hs (6. x 1,043)	647	712	786	912	1.044	1.148	1.268	1.398
8.	Dem. Térm. eq. 7000 hs total (5. + 7.)	2.301	2.162	2.470	2.874	3.040	3.439	3.415	3.918
9.	Instalación Nuclear 7.000 hs	-	-	319	319	319	319	319	319
10.	Dem. Térm. Vapor (8. - 9.)	2.301	2.162	2.151	2.555	2.721	3.120	3.096	3.599
11.	Inst. Térmica { rendim. bueno rendim. medio rendim. malo	1.468	1.468	1.802	1.954	1.954	1.954	2.622	2.622
		477	477	349	601	649	649	474	649
		356	217	-	-	118	517	-	328
12.	Dem. Semibase	317	350	387	447	513	564	623	690
13.	Inst. Nuclear en maduración	-	319	-	-	-	-	-	600
14.	Inst. Hidro Semibase	-	-	-	-	-	-	206	404
15.	Dem. Térm. Semibase	317	31	387	447	513	564	417	-
16.	Subestac. Hidro a Semibase	-	-	-	-	-	-	-	-

BASE

SEGUIMIENTO

EQUIPAMIENTO ELECTRICO: Analisis y composición para el período 1973 - 1980. (en MW) CUADRO 11 (cont.)

		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
RESERVA									
	RUBRO								
29.	Inst. Térmica (TG + CI)	856	609	707	383	504	270	481	-
30.	Inst. Térmica eq. obsoletos	66	-	-	-	-	-	-	-
31.	Dem. Reserva	747	823	909	1.035	1.172	1.294	1.431	1.586
32.	Inst. Hidro en Reserva	144	144	144	144	144	144	334	334
33.	Inst. Hidro de Punta sobrante	-	-	-	-	-	-	-	46
34.	Inst. Térmica en Reserva Fría	104	104	104	104	104	104	104	104
35.	Dem. Térm. para Reserva	499	575	661	787	924	1.046	993	1.148
36.	Instalación Térmica	-	119	154	48	-	-	108	231
		265	614	614	014	411	-	614	614
		-	416	318	642	521	671	544	1.025
	Superavit o Déficit de Reserva	- 234	+ 574	+ 425	+ 517	+ 8	- 375	+ 273	+ 768

RESUMEN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO PARA EL PERIODO 1973 - 1980. (en MW)

		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
RESUMEN									
	TOTAL	533	1.287	1.297	1.984	2.295	2.707	3.501	4.405
	HIDRAULICA	11,6	22,0	20,7	37,6	30,5	34,1	37,3	40,4
	NUCLEAR	-	319	319	319	319	319	319	919
	TERMICA	4.078	4.247	4.653	4.877	4.905	4.905	5.573	5.573
	partic. %	88,4	75,6	74,2	68,0	65,3	61,9	59,3	51,1
TOTAL		4.611	5.853	6.269	7.180	7.519	7.931	9.393	10.897

(en MWh)

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA POR MERCADOS.

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Sub - SISTEMA											
BA. - LT. + EBA N. + OESTE	24281	26225	28324	30593	33042	35688	38140	40753	43545	46528	49740
CENTRO	3537	4033	4597	5241	5974	6811	7683	8666	9776	11028	12440
CUYO	6518	7757	9231	10984	13071	15555	18315	21566	25393	29900	35204
BUENOS AIRES SUD	3259	3732	4273	4892	5602	6414	7207	8233	9328	10568	11974
COMAHUE	1077	1271	1499	1770	2089	2464	2873	3550	3907	4555	5312
PATAGONIA C.	984 + 2446 = 3430	1353 + 2446 = 3799	1690 + 2446 = 4136	1965 + 2446 = 4411	2151 + 2446 = 4597	2222 + 2446 = 4668	2927 + 2446 = 5373	3558 + 2446 = 6004	4266 + 2446 = 6712	4687 + 2446 = 7133	4884 + 2446 = 7330
TOTAL	42.102	46.817	52.060	57.891	64.375	71.600	79.651	88.572	98.661	109.712	122.000

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA POR MERCADOS. (en MW)

	1980 ajustado	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Sub - SISTEMA											
GBA - L.P. - DEBAN: Oeste	4.000 f.c. 60,3	4.932 60,7	5.288 61,1	5.669 61,6	6.079 62,0	6.517 62,5	6.924 62,9	7.356 63,2	7.815 63,6	8.302 64,0	8.821 64,4
CENTRO	675	764	864	978	1.106	1.252	1.404	1.574	1.765	1.979	2.213
CUYO	1.180	1.393	1.646	1.944	2.296	2.712	3.147	3.714	4.346	5.086	5.952
BUENOS AIRES SUD	808	918	1.043	1.186	1.348	1.532	1.725	1.942	2.186	2.461	2.772
COMAHUE	197	231	270	318	372	435	505	586	681	790	917
PATAGONIA C.	180 + 290 = 470	248 + 290 = 538	294 + 290 = 584	343 + 290 = 633	381 + 290 = 671	382 + 290 = 672	502 + 290 = 792	587 + 290 = 877	710 + 290 = 1.000	754 + 290 = 1.044	791 + 290 = 1.081
TOTAL	7.930 60,6	8.776 60,9	9.695 61,3	10.728 61,6	11.872 61,9	13.120 62,3	14.524 62,6	16.049 63,0	17.793 63,3	19.662 63,7	21.761 64,0

PROYECCION Y CLASIFICACION DE LA DEMANDA MAXIMA PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO. (en MW)

	año									
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
hs. / promed.										
FRANJA DE MONOTONA										
BASE RECTANGULAR	8.760	3.883	4.318	4.802	5.340	5.939	6.604	7.357	8.181	9.096
BASE TRAPEZIAL (8.760 - 5.840 h)	7.300	1.658	1.843	2.049	2.138	2.379	2.647	2.947	3.278	3.645
BASE	4.983	5.541	6.161	6.851	7.478	8.318	9.251	10.304	11.459	12.741
SEMIBASE (5.840 - 3.650 hs.)	4.745	853	948	1.054	1.312	1.459	1.622	1.808	2.009	2.235
SEMIPUNTA (3.650 - 1.460 hs)	2.555	606	677	753	840	934	1.038	1.156	1.286	1.432
SEGUIMIENTO										
PUNTA (1.460 - 0 hs.)	730	1.314	1.625	1.807	2.152	2.393	2.660	2.964	3.295	3.667
DEMANDA MAXIMA										
RESERVA										
DEMANDA TOTAL DE POTENCIA										
ENERGIA GENERADA (en GWh)	46.817	52.060	57.891	64.375	71.600	79.651	88.572	98.661	109.712	122.000

PROYECTOS HIDROELECTRICOS UTILIZADOS

PROYECTOS	BASE	SEMIPUNTA		PUNTA	RESERVA
		SEMIBASE	SEGUIMIENTO		
YACURETA Pp= 1050 MW Pgce 3331 MW; Egce= 17070 GWh	Pb= 1356 MW fub= 8100 hs Egb= 11200 GWh	Psb= 452 MW fusb= 4125 hs Egsb= 2000 GWh	Psp= 1583 MW fusp= 2325 hs Egsp= 3080 GWh		Pp= 393 MW
PIEDRA DEL AGUILA Pp= 2100 MW Pgce 4711 MW; Egce= 5115 GWh	Pb= 210 MW fub= 8300 hs Egb= 1761 GWh		Psp= 1761 MW fusp= 1900 hs Egsp= 3351 GWh	Pp= 227 MW fup= 1762 hs Egp= 400 GWh	
LOFRE BELLOS (Pompeo) Pp= 215 MW; Egce= 400 GWh Cca. m. p. a. v. m. m. 531 GWh	Pb= 120 MW fub= 8300 hs Egb= 1608 GWh			Pp= 1029 MW fup= 638 hs Egp= 702 GWh	
COGIMON DEL PLATA; Pp= 1200 MW Pgce 1440 MW Egce= 1710 GWh	Pb= 1200 MW fub= 8300 hs Egb= 1608 GWh				Pp= 200 MW
PARANA MEDIO I Pp= 200 MW Pgce 1300 MW Egce 1420 GWh	Pb= 600 MW fub= 6567 hs Egb= 4156 GWh				
PARANA MEDIO II Se sugiere una versión similar a PARANA MEDIO I	(repite los valores de PARANA MEDIO I)				Pp= 200 MW
PIO GRANDE (Barbasco) Pp= 700 MW; Egce= 1970 GWh Consumo: 1.3 a 1.400 GWh				Pp= 700 MW fup= 1408 hs Egp= 1070 GWh	

Nota: Pp= Pot. instalada; Pgce= Pot. garant. y/centro consumo; Egce= Energía en centro de consumo

PROYECTOS HIDROELECTRICOS UTILIZADOS

CUADRO 15.- Continuación

PROYECTOS	BASE	SEGUIMIENTO		PUNTA	RESERVA
		SEMIBASE	SEMIPUNTA		
C.H. ALLICURA (2ª etapa en 1981) (5 x 200 MW) (2.670 GWh)			$P_{gcc} = 467 \text{ MW}$ $E_{gcc} = 1200 \text{ GWh}$ $f_u = 2570 \text{ hs}$		
C.H. COLLON CURA (3 x 200 MW) (2.060 GWh)			$P_{gcc} = 560 \text{ MW}$ $E_{gcc} = 1860 \text{ GWh}$ $f_u = 3320 \text{ hs}$		

RESUMEN DE ADICIONES para el período 1981 - 1990.

PROYECTOS	BASE	SEGUIMIENTO		PUNTA	RESERVA
		SEMIBASE	SEMIPUNTA		
en POTENCIA (en MW)	5.286	452	4.374	2.007	793
en ENERGIA (en GWh)	42.562	2.000	10.271	1.070	
TOTAL POTENCIA (Sin Reserva) :	12.119 MW				
TOTAL ENERGIA :	55.903 GWh				

EQUIPAMIENTO ELECTRICO: Analisis y composicion para el periodo 1981 - 1990. (en MW)

RUBRO	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
0. Demanda Máxima	8.776	9.695	10.728	11.872	13.120	14.524	16.049	17.793	19.662	21.761
1. Demanda	3.492	3.883	4.313	4.802	5.340	5.939	6.604	7.357	8.181	9.096
2. Dem.eq. 8.400 hs. (1. x 1,043)	3.612	4.050	4.504	5.008	5.570	6.194	6.888	7.673	8.533	9.487
3. Instalac. Hidro 8.400 hs.	1.175	1.175	2.305	2.531	3.131	3.851	3.851	4.661	5.162	5.162
4. Dem. Térm. 8.400 hs. (2. - 3.)	2.467	2.875	2.199	2.477	2.439	2.343	3.037	3.012	3.371	4.325
5. Dem. Térm.eq. 7000 hs. (4. x 1,2)	2.960	3.450	2.639	2.972	2.927	2.812	3.644	3.614	4.045	5.190
6. Dem. Franja Trapec. 7.300 hs	1.491	1.658	1.844	2.049	2.138	2.379	2.647	2.947	3.278	3.645
7. Dem. Térm.eq. 7.000 hs (6. x 1,043)	1.555	1.729	1.922	2.137	2.230	2.481	2.761	3.074	3.419	3.802
8. Dem. Térm.eq. 7.000 hs (5. + 7.)	4.515	5.179	4.563	5.109	5.157	5.293	6.405	6.688	7.464	8.932
9. Instalac. Hidro 7.000 hs	-	-	-	-	-	-	600	600	600	1.200
10. Instalac. Nuclear 7.000 hs	919	1.519	1.519	2.119	2.719	2.719	3.319	3.919	5.119	6.719
11. Dem. Térm.Vapor (8. - 9.)	3.596	3.660	3.042	2.990	2.438	2.574	2.486	2.169	1.745	1.073
Instalac. { rendim. bueno	2.022	2.622	2.622	2.622	2.438	2.574	2.486	2.169	1.745	1.073
12. Térmica { rendim. medio	649	649	420	368	-	-	-	-	-	-
de Vapor { rendim. malo	325	389	-	-	-	-	-	-	-	-
13. Dem. Semibase	767	853	943	1.054	1.312	1.459	1.622	1.808	2.009	2.235
14. Instalac. Hidro Semibase	404	404	404	856	757	757	658	658	658	658
15. Déficit Hidro S. Base a cubrir e/sobr.SP	363	419	544	198	555	702	964	1.150	1.351	1.577

EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO: Análisis y composición para el período 1981 - 1990. (en MW)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
RUBRO										
16. Dem. de Semipunta	547	606	677	753	840	934	1.038	1.156	1.286	1.432
17. Instalac. Hidro en Semipunta	1.690	1.970	1.970	2.422	2.422	3.552	3.552	4.416	5.316	5.316
18. Sobrante Hidro de Semipunta	1.143	1.364	1.293	1.669	1.582	2.618	2.514	3.260	4.030	3.884
19. Déficit Hidro S. Base convert. a S. Punta	674	833	1.010	367	1.030	1.303	1.790	2.135	2.508	2.928
20. Excedente de S. Punta a Punta	469	531	283	1.302	552	1.315	724	1.125	1.522	956
21. Demanda de Punta	2.479	2.695	2.942	3.214	3.490	3.813	4.138	4.525	4.908	5.353
22. Instalac. Hidro de Punta	1.540	1.999	2.293	2.299	2.526	3.026	3.546	3.546	3.546	3.546
23. Excedente Hidro de Semipunta	469	531	283	1.302	552	1.315	724	1.125	1.522	956
24. Demanda Térmica (23. + 22. - 21.)	461	165	360	-	412	-	-	-	-	851
25. Sobrante Hidro a Reserva	-	-	-	387	-	528	132	146	160	-
26. Instalac. Térmica (TG + CI)	461	165	360	-	412	-	-	-	-	851
27. Dem. de Reserva	1.755	1.939	2.145	2.374	2.624	2.905	3.210	3.558	3.932	4.352
28. Instalac. Hidro en Reserva	144	144	144	144	337	537	737	737	737	937
29. Instalac. Hidro Sobrante a la Reserva	-	-	-	387	-	528	132	146	160	-
30. Instalac. Térmica en Reserva Fría	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31. Demanda Térmica para Reserva	1.507	1.795	2.001	1.843	2.357	1.840	2.341	2.675	3.035	3.415
32. Equipamiento Térmico	-	-	-	-	184	48	136	453	877	1.544
	-	-	229	281	649	649	649	649	649	649

SEGUIMIENTO

PUNTA

RESERVA

EQUIPAMIENTO ELECTRICO : Análisis y composición para el período 1981 - 1990. (en MW)

RUBRO	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
RESERVA 12. Equipamiento	rendimiento malo	234	170	559	550	559	559	559	559	559
	rendimiento obsoleto	614	614	614	614	-	-	-	-	-
	TG + CI	564	860	665	1.025	613	1.025	1.025	1.025	1.025
Superávit o Déficit de Reserva	+ 303	+ 151	+ 66	+ 636	- 352	+ 441	+ 28	+ 11	+ 75	- 484
Retiros	- 104	-	-	- 614	-	-	-	-	-	-
Superávit o Déficit Final	+ 199	+ 151	+ 63	+ 22	- 352	+ 441	+ 28	+ 11	+ 75	- 484

RESUMEN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO PARA EL PERIODO 1981 - 1990.

RESUMEN	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTAL	4.962	5.692	7.122	8.252	9.173	11.723	12,944	14.618	16.019	16.819
	43,7	45,0	50,0	54,0	55,0	61,0	61,0	62,0	61,0	59,0
INSTALADO	919	1.519	1.519	2.119	2.719	2.719	3.319	3.919	5.119	6.719
	8,1	12,0	11,0	14,0	16,0	14,0	16,0	17,0	20,0	21,0
TERMIGA	5.469	5.469	5.469	4.855	4.855	4.855	4.855	4.855	4.855	4.855
	48,2	43,0	39,0	32,0	29,0	25,0	23,0	21,0	19,0	17,0
TOTAL	11.350	12.680	14.110	15.226	16.747	19.297	21.118	23.392	25.993	28.393

PROGRAMA DE DECISIONES, EQUIPAMIENTO 1980-90

OBRA	Fecha de adopción de la decisión de realización	Fecha de iniciación de la obra	Fecha de habilitación de la obra
C. H. Alicurá	adoptada	Enero 1976	Junio 1980
C. H. Collón Curá	Agosto 1975	Enero 1977	Junio 1981
Central Nuclear III	adoptada	Marzo 1976	Junio 1982
C. de Bombeo Río Grande	adoptada	Enero 1975	Julio 1982 (1a etapa)
C. H. Yacyretá	adoptada	Enero 1977	Junio 1983 (1a etapa)
Centrales Nucleares IV y V	Enero 1976 Enero 1977	Marzo 1978 Marzo 1979	Junio 1984 Junio 1985
Central Hidroeléctrica de Paraná Medio I	Julio 1977	Enero 1979	Junio 1985 (1a etapa)
C. H. Bombeo Potrerillos	Enero 1980	Enero 1981	Junio 1985
Central Hidroeléctrica Cordón del Plata	Agosto 1979	Enero 1981	Junio 1986 (1a etapa)
Nuclear VI	Enero 1979	Marzo 1981	Junio 1987
Nuclear VII	Enero 1980	Marzo 1982	Junio 1988
Central Hidroeléctrica de Paraná Medio II	Agosto 1980	Enero 1982	Junio 1988 (1a etapa)
Central Hidroeléctrica Piedra del Aguila	Agosto 1982	Enero 1984	Junio 1988 (1a etapa)
Nuclear VIII y IX	Enero 1981	Marzo 1983	Junio 1989
Nuclear X y XI	Enero 1982	Marzo 1984	Junio 1990

EVOLUCION DE LA ENERGIA PRODUCIDA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES . PERIODO 1975 - 1990 .

Combustibles	1975			1976			1977			1978		
	Energ. produc.		Cantidad de combustibles	Energ. produc.		Cantidad de combustibles	Energ. produc.		Cantidad de combustibles	Energ. produc.		Cantidad de combustibles
	GWh	%		GWh	%		GWh	%		GWh	%	
Fuel - oil	16.626	70,3	3.602.000 t	19.154	70,0	4.149.500 t	20.941	66,7	4.536.200 t	21.124	61,1	4.575.700 t
Gas natural	100	0,4	47.311.300 m ³	120	0,5	56.774.200 m ³	200	0,6	94.620.000 m ³	391	1,1	184.982.000 m ³
Carbón	641	2,7	289.000 t	641	2,3	289.000 t	641	2,0	289.000 t	3.360	9,7	1.404.900 t
Subtotal Comb. conven.	17.367	73,4	-	19.915	72,8	-	21.782	69,3	-	24.875	71,9	-
Uranio	2.233	9,5	50 t	2.233	8,1	50 t	2.233	7,1	50 t	2.233	6,5	50 t
Hidroeléctrica	4.045	17,1	-	5.221	19,1	-	7.383	23,6	-	7.444	21,5	-
TOTAL	23.645	100	-	27.369	100	-	31.398	100	-	34.552	100	-

Combustibles	1979			1980			1985			1990		
	Energ. produc.		Cantidad de combustibles	Energ. produc.		Cantidad de combustibles	Energ. produc.		Cantidad de combustibles	Energ. produc.		Cantidad de combustibles
	GWh	%		GWh	%		GWh	%		GWh	%	
Fuel - oil	18.696	49,1	4.062.000 t	19.495	46,3	4.235.500 t	12.418	17,3	2.483.600 t	2.863	2,3	575.000 t
Gas natural	200	0,5	94.620.000 m ³	-	-	-	300	0,4	141.480.000 m ³	600	0,5	283.000.000 m ³
Carbón	5.289	13,9	2.087.200 t	5.698	13,5	2.248.300 t	4.648	6,5	1.800.000 t	4.648	3,8	1.800.000 t
Subtotal Comb. conven.	24.185	63,5	-	25.193	59,8	-	17.366	24,2	-	8.111	6,6	-
Uranio	2.233	5,8	50 t	4.795	11,4	50 + 80 = 130t	19.033	26,6	410 t	47.033	38,6	980 t
Hidroeléctrica	11.683	30,7	-	12.114	28,8	-	35.201	49,2	-	66.856	54,8	-
TOTAL	38.101	100	-	42.102	100,0	-	71.600	100	-	122.000	100	-

PROGRAMA DE INVERSIONES EN CENTRALES HIDROELECTRICAS. (En millones de dólares 1973

RUBRO	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
C.H. Futaleufú	39,4	46,0	6,6													
C.H. Puente Ullón	5,0	0,7														
C.H. Agua del Toro	15,2	2,1														
C.H. Piedras Moras	9,8	4,3														
C.H. Alicurá	0,5	19,2	38,4	57,6	67,3	9,7										
C.H. Collón Curá	0,5	0,5	0,5	10,9	21,9	32,8	38,3	5,5								
C.H. Salto Gde. (Invers ¹) (Pago por energía)	37,0	67,0	75,0	52,0	15,0	13,0	6,0									
	-	-	-	-	8,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	11,0	11,0	7,5	7,5	4,0	4,0
C.H. Los Reyunos	22,4	26,3	4,0													
C.H. Los Blancos	-	7,9	15,8	23,7	27,6	3,8										
C.H. Chocón Cerros Col.	31,7	31,0	22,3	11,5	4,0	1,8										
C.H. Yacretá (invers.) (Pago por energía)	2,0	1,0	16,0	98,5	194,5	203,0	131,0	69,5	41,5	12,0	34,0					
	-	-	-	-	-	-	-	-	30,8	46,8	46,8	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5
C.H. Paraná Medio I	-	2,0	2,0	1,0	29,0	176,0	348,0	363,0	235,0	124,0	74,0	21,0	60,0			
C.H. Paraná Medio II	-	-	-	-	2,0	2,0	1,0	29,0	176,0	348,0	363,0	235,0	124,0	74,0	21,0	60,0
C.H. Cordon del Plata	-	-	-	1,5	1,0	0,5	28,0	55,0	83,0	97,0	14,0					
C.H. Piedra del Aguila	-	-	-	-	-	-	0,5	0,5	0,5	39,0	58,0	135,0	77,0	58,0	20,0	
C.H. Bombeo Río Grande	5,0	5,0	10,0	10,	15,0	15,0	25,0	15,0								
C.H. Bombeo Potrerillos	-	-	-	-	0,5	0,5	7,0	10,0	13,0	3,0						
TOTALS	168,5	213,0	190,6	266,7	386,3	472,6	599,3	562,0	594,3	684,3	600,8	457,5	324,0	195,0	100,5	119,5
TOTAL PERIODO:	5.934,90															

PROGRAMA DE INVERSIONES EN CENTRALES TERMICAS CONVENCIONALES. (en millones de dólares de 1973.)

Central Térmica	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Pilar 2 x 75 MW	28,1 65,6	28,1				
Costanera 1 x 350 MW	11,5					
Sorrento B 152 MW	19,2	7,7				
Luján de Cuyo 1 x 350 MW		16,5	24,7	28,8	12,3	
San Nicolás N° 7 1 x 350 MW		17,4	26,1	30,5	13,1	
Comodoro Rivadavia 1 x 30	1,6	2,5	2,9	1,2		
TOTAL	126,0	72,2	53,7	60,5	25,4	

TOTAL PERIODO: 337,80

PROGRAMA DE INVERSIONES EN INTERCONEXIONES. (En millones de dólares de 1973.)

RUBRO	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Gran Buenos Aires - Litoral - Centro 1 x 500 kV (350 km)	8,0	8,0	8,0										
Centro - Cuyo 1 x 500 kV (500 km)		8,0	9,0	9,0	9,0								
Comahue - Bahía Blanca (I) 1 x 500 kV (575 km)			9,0	9,0	9,0	9,0							
Bahía Blanca - G. Bs.As. - Lit. 1 x 500 kV (500 km)					10,0	10,0	10,0						
Comahue - Cuyo 1 x 500 kV (700 km)						10,0	10,0	10,0	10,0				
Comahue - Bahía Blanca (II) 1 x 500 kV (575 km)									9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Bahía Blanca - Patagonia Centro 1 x 500 kV (580 km)									9,0	9,0	9,0	10,0	10,0
Comahue - G. Bs.As. - Lit. 1 x 500 kV (1.100 km)									14,0	14,0	14,0	19,0	19,0
TOTAL	8,0	16,0	26,0	18,0	28,0	29,0	20,0	10,0	10,0	32,0	32,0	32,0	38,0

(Línea de alta tensión interconectado)

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION. (En millones de dólares en 1973.)

RUBRO	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Total
Centrales Hidroeléctricas	168,5	213,0	190,6	266,7	386,3	472,6	599,3	532,0	594,3	684,3	600,8	457,5	324,0	195,0	100,5	119,5	5,933
Centrales Nucleares	34,9	65,7	103,7	150,0	141,7	178,4	161,7	297,2	223,6	250,3	347,0	377,2	370,7	271,0	78,5	15,8	2.977
Centrales Térmicas Conv.	126,0	72,2	53,7	60,5	25,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	337
Subtotal Centrales	329,4	350,9	348,0	477,2	553,4	651,0	761,0	769,2	817,9	934,6	947,8	834,7	694,7	466,0	179,0	135,3	9.250
Valores para com- pensar Invers. para obras posteriores a 1990											50,0	100,0	300,0	400,0	900,0	1.000,0	(2.75)
Líneas de Inter- conexiones	8,0	16,0	26,0	18,0	28,0	29,0	20,0	10,0	10,0	32,0	32,0	32,0	38,0	-	-	-	299
Valores para com- pensar Invers. para obras posteriores a 1990														25,0	25,0	25,0	75
TOTALS	337,4	366,9	374,0	495,2	581,4	680,0	781,0	779,2	827,9	966,6	979,8	866,7	732,7	466,0	179,0	135,3	9.514
Valores para comp. Invers. para obras posteriores a 1990											50,5	100,0	300,0	425,0	925,0	1.025,0	(2.82)

INVERSIONES COMPLEMENTARIAS AL PROGRAMA DE CENTRALES NUCLEARES A CORTO PLAZO.

(En millones de U\$S y en millones de pesos de 1974.)

	1975		1976		1977		1978		1979		1980	
	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos
Prospección de Uranio	1,0	100	1	110	1	110	1	110	1	110	1	110
Prospección de otros materiales nucleares		2		3		4		5		5		5
Complejo minero - fabricil Sierra Pintada y Planta de Purificación	3,0	100	3	115	3	190	1	230	3	170	1	40
Fábrica de elementos combustibles	1,0	32	2	78	3	76	1	49	1	39	2	78
Fábrica de Zircaloy (Tubos)	0,5	10	1	20	1	20	1	20	1	20	1	11
Sub - total Combustibles	5,5	244	7	326	8	400	4	414	6	344	5	244
Agua Pesada	0,5	10	10	270	10	365	10	455	10	360	2	85
TOTAL	6,0	254	17	596	18	765	14	869	16	704	7	329

Total en U\$S para el período 1975 - 1980: 78

Total en Pesos para el per. 1975 - 1980: 3.517

Total en Pesos equivalentes (1 U\$S = 10 pesos) : 4.297