

REVISTA ENERGETICA

AÑO 8

4/84

Julio - Agosto/84
July - August/84



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization

FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES NUCLEARES PROVENIENTES DE NUCLEBRAS **olade** ON THE FEASIBILITY OF NUCLEAR FUEL SUPPLY BY NUCLEBRAS **olade** LOS REACTORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN EL ESTUDIO DE IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA NUCLEOELECTRICO PARA EL PERU **olade** SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY REACTORS AND THE NUCLEAR POWER PLANNING STUDY IN PERU **olade** ESTUDIO DE PLANIFICACION ELECTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO, INCLUYENDO ALTERNATIVAS NUCLEOELECTRICAS **olade** STUDY ON ELECTRIC POWER PLANNING IN CHILE'S CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM, INCLUDING NUCLEAR POWER ALTERNATIVES **olade** ASPECTOS DE LA IMPLANTACION DE CENTRALES NUCLEARES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN AMERICA LATINA **olade** ASPECTS OF THE IMPLANTATION OF SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY NUCLEAR POWER PLANTS IN LATIN AMERICA

ESTUDIO DE PLANIFICACION ELECTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO, INCLUYENDO ALTERNATIVAS NUCLEOELECTRICAS

R. Agurto

COMISION NACIONAL DE ENERGIA
DE CHILE

RESUMEN

Este informe expone la metodología y los resultados del estudio de planificación eléctrica efectuado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) a fines de 1983 para la toma de decisiones de inversión de nuevas obras de generación en el Sistema Interconectado Central Chileno (SIC), estudio que, aparte de los desarrollos hidroeléctricos actualmente evaluados, y de proyectos térmicos convencionales, incluyó una alternativa de central nucleoeléctrica del tipo PWR con potencias de 600 MW y 900 MW.

El SIC, con una extensión longitudinal de unos 2000 kms, comprende la zona más poblada del país y aquella donde se realiza la mayor parte de la actividad económica y productiva de Chile. La potencia instalada de este sistema eléctrico alcanza a 2500 MW y su generación anual fue del orden de 10000 GWh en 1982, con una proporción superior al 80% de origen hidráulico. Entre las obras de generación de mayor envergadura construidas en las dos últimas décadas en el SIC cabe destacar las centrales hidroeléctricas de Rapel (350 MW, en 1968) El Toro (400 MW, en 1973), Antuco (300 MW, en 1981) y Colbún (490 MW, que se pone en servicio en 1985) y la central termoeléctrica de Ventanas II (210 MW, en 1976).

Aún cuando el potencial hidroeléctrico técnica y económicamente desarollable en el SIC es de unos 18.000 MW con una generación media anual de unos 106000 GWh, del cual sólo se explota en la actualidad del orden de un 10%, la mayoría de los estudios de

planificación eléctrica efectuados en los últimos 10 años han incluido alternativas nucleoeléctricas. Cabe destacar al respecto el estudio realizado por la CNE en 1979 (1) con la colaboración de la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN) y las empresas eléctricas ENDESA y CHILECTRA. Los categóricos resultados de ese estudio, en cuanto al elevado mayor costo —200 millones de dólares actualizados— que para el país significaba abordar la construcción de una central nuclear de 600 MW, respecto de alternativas más económicas, llevaron al Gobierno a decidir la suspensión del proyecto nucleoeléctrico en estudio, y a postergar hasta 1985 la toma de decisiones respecto de su ejecución. En dicho año la CNE deberá efectuar un completo análisis económico de la factibilidad de una central nuclear para el SIC.

El presente estudio ha tenido como finalidad inmediata la toma de decisiones acerca de la iniciación de algunos proyectos hidroeléctricos, que por sus características técnicas y económicas aparecen como los más atractivos de ser incorporados para el abastecimiento del SIC hacia 1990. El propósito de incluir alternativas nucleoeléctricas ha sido más bien el contar con una perspectiva de la factibilidad que tiene el desarrollo de este tipo de energía en el SIC en el futuro mediato-próximos 15 - 20 años. Desde este punto de vista, el estudio no pretende ser exhaustivo en el análisis de centrales nucleares.

(1) "Factibilidad Económica de una Central Nuclear en el Sistema Interconectado", CNE, Agosto de 1979.

1. INTRODUCCION

- * Periódicamente debe revisarse la planificación eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC) con el objeto de:
 - i) Tomar decisiones de inversión de corto y mediano plazo en relación con las obras de generación y transmisión
 - ii) Fijar un marco de referencia de largo plazo que oriente el estudio de los recursos de generación que aparezcan como más atractivos.
- * El último estudio realizado por la CNE a fines de 1981 concluyó en la conveniencia de no iniciar durante 1982 nuevas obras de generación en el SIC.
- * El comportamiento de la demanda durante 1982 determinó postergar por un año más —hasta fines de 1983— la toma de decisiones respecto de la próxima central.
- * Con la entrada en servicio de Colbún en 1985, el abastecimiento del SIC es técnicamente factible hasta 1990 inclusive.

2. OBJETIVO DEL ESTUDIO

- * Determinar si es necesario abordar durante 1984 la construcción de una nueva central en el SIC, y definir que central debe construirse.
- * Fijar prioridades respecto de los estudios de Centrales Hidroeléctricas.
- * Revisar las perspectivas de una Central Nuclear en el SIC.

3. DESCRIPCION DEL ESTUDIO

- * El estudio se ha efectuado en dos etapas:
 - i) Estudio de Planificación a largo plazo:
 - Se analiza el abastecimiento del SIC para un período de 15 años a partir de 1989.
 - Se utiliza modelo global de selección de inversiones (MGI) que optimiza el programa de obras. En particular define que centrales deben instalarse, con qué tamaño, y el período aproximado (precisión de 1 a 3 años) de su puesta en servicio.
 - ii) Estudio para decidir próxima central:
 - A partir de los resultados del estudio de largo plazo se analiza en detalle los primeros 10 años a partir de 1989, con énfasis en precisar la fecha de puesta en servicio de la próxima central. se utilizan el modelo de planificación anual (MPA) y el modelo de gestión óptima del Laja.

4. CRITERIO DE EVALUACION

- * Para todos los estudios indicados el criterio de evaluación consiste en determinar el programa de obras que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento de la demanda prevista (Inversión + Operación + Falla).

5. CENTRALES INCLUIDAS EN EL ESTUDIO

- * Se consideraron todos los Proyectos Hidroeléctricos que se encuentran en etapas de prefactibilidad y/o factibilidad terminadas, existentes en el área del SIC.
- * Se consideraron centrales a carbón de 200, 300, 500 y 600 MW, y turbinas a gas.
- * Se incluyó además centrales nucleares del tipo PWR, de 600 MW y 900 MW.

En el mapa adjunto se indican los proyectos considerados.

6. CONSIDERACIONES RESPECTO DE LA CENTRAL NUCLEAR

- * El estudio considera el Proyecto Nucleoeléctrico sólo desde el punto de vista de sus méritos como alternativa de generación de energía eléctrica.
- * No se imputan otros beneficios tales como desarrollo tecnológico, prestigio, etc.
- * Si bajo estas condiciones el Proyecto Nuclear no resulta conveniente se calcula el costo de forzar su incorporación, el cual sirve de valor de referencia para que quien tome la decisión lo compare con el valor que se le asigne a los otros beneficios mencionados.

7. PREVISION DE DEMANDA

7.1 Crecimiento histórico del consumo

- * Tasa histórica de crecimiento del consumo 6 a 7% anual.

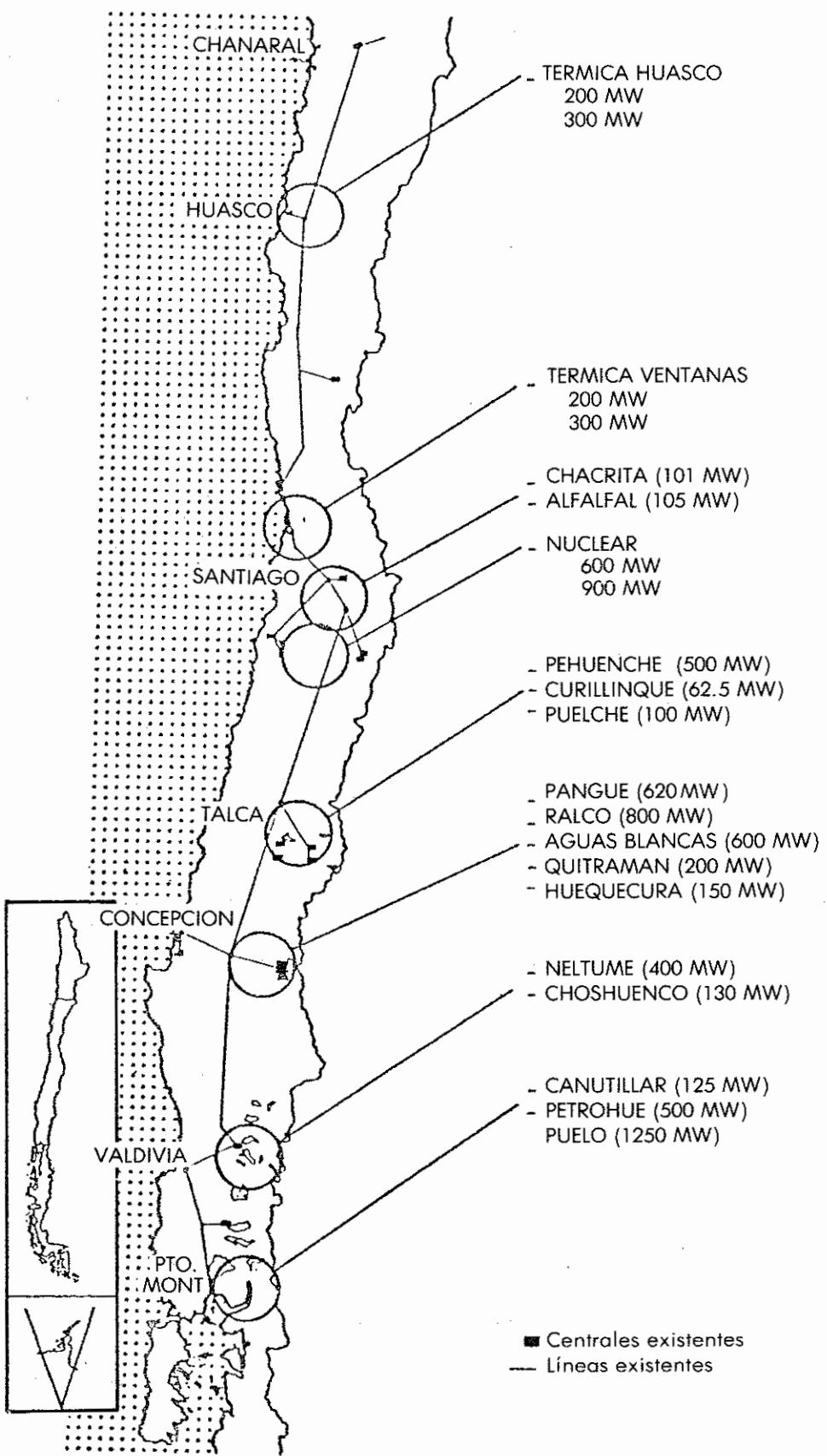
TASA: 1963 - 1972 : 7.3% anual
1972 - 1976 : 1.9% anual
1976 - 1980 : 6.4% anual

7.2 Metodología de previsión

- * Generalmente en planificación eléctrica se utilizan:
 - Método sectorial, con análisis separado del comportamiento de la demanda en los distintos sectores e incorporación de grandes proyectos consumidores de energía.
 - Método global, que relaciona la demanda eléctrica o su tasa de crecimiento con el PGB o su tasa de crecimiento, respectivamente.



UBICACION GEOGRAFICA DE LOS PROYECTOS CONSIDERADOS



- * Bajo actual coyuntura económica es difícil aplicar el método sectorial con identificación clara de los proyectos consumidores que serán desarrollados a mediano y largo plazo.
- * Se utilizó método global, a través de una regresión de la tasa de crecimiento del consumo bruto de energía eléctrica de servicio público en el SIC con la tasa de crecimiento del PGB en el período 1969-1982.

7.3 PREVISION RESULTANTE

7.3.1 Previsión Media

- * Para 1984 se adoptó una tasa de crecimiento de la demanda de 7%, la que resulta de aplicar el crecimiento de 6% que ODEPLAN estima para el PGB durante ese año.

- * Para los períodos 1984-1990 y 1990-2003 se adoptaron tasas de crecimiento de la demanda de 6% y 6.5% respectivamente, que resultan de aplicar crecimientos de PGB de 4 y 5% respectivamente.

7.3.2 Parametrización

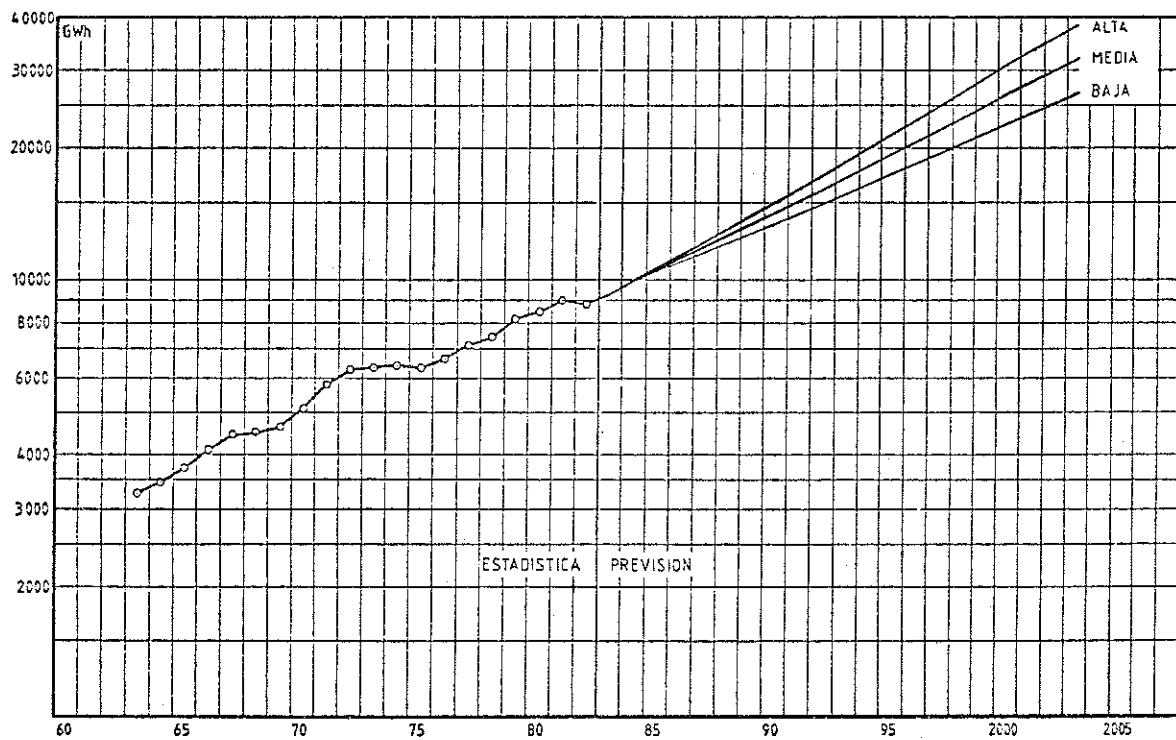
- * En los análisis de sensibilidad se adoptan desde 1985 en adelante:

— Previsión baja: Crecimiento anual 1% inferior a media.

— Previsión alta: Crecimiento anual 1% superior a media.

Gráfico adjunto muestra la previsión de demanda resultante.

**CONSUMO BRUTO DE SERVICIO PUBLICO
SISTEMA INTERCONECTADO**



CUADRO N° 1
PREVISION DEL CONSUMO BRUTO DE
SERVICIO PÚBLICO EN EL SIC

AÑO	PREVISION BAJA (GWH)	PREVISION MEDIA (GWH)	PREVISION ALTA (GWH)
1982	8.749	8.749	8.749
1983	9.274	9.274	9.274
1984	9.919	9.919	9.919
1985	10.415	10.514	10.613
1986	10.936	11.145	11.356
1987	11.482	11.814	12.151
1988	12.057	12.523	13.002
1989	12.659	13.274	13.912
1990	13.292	14.070	14.886
1991	14.023	14.985	16.002
1992	14.795	15.959	17.202
1993	15.608	16.996	18.493
1994	16.467	18.101	19.879
1995	17.373	19.278	21.370
1996	18.328	20.531	22.973
1997	19.336	21.685	24.696
1998	20.400	23.286	26.548
1999	21.522	24.800	28.540
2000	22.705	26.412	30.680
2001	23.954	28.129	32.981
2002	25.272	29.957	35.455
2003	26.662	31.904	38.114

8. COSTOS

8.1 Bases generales evaluación social

- Nivel de precios: 30 DE JUNIO DE 1983
- Tasa de actualización: 10%
- Fecha de actualización: Abril de 1989
- Tasa de cambio: 1,1 veces tasa de mercado (77.69\$/US\$)

8.2 Costos de inversión

- * Centrales Hidroeléctricas y Sistema Troncal de Transmisión: Costos calculados por la CNE sobre la base de presupuestos proporcionados por las Empresas Eléctricas (ENDESA y CHILECTRA), y por Consultor Especializado (ELECTROWATT).
- * Centrales Térmicas y Nucleares: Costos calculados por ELECTROWATT-FICHTNER.
- * Costos de Centrales Nucleares se basan en situación existente en el mercado occidental, y consideran los aumentos de costos requeridos por la instalación de la Central en Chile, debido principalmente a condiciones de sismicidad.

lación de la Central en Chile, debido principalmente a condiciones de sismicidad.

8.3 Costos de operación

8.3.1 Costos Fijos:

- Centrales Hidroeléctricas y Líneas de transmisión: 0.5% del costo de inversión/año.
- Centrales a Carbón: 1% de la inversión/año.
- Centrales Nucleares: 2,3% de la inversión/año.
- Turbinas a Gas: 3,5% de la inversión/año.

8.3.2 Costos Variables:

- Centrales Térmicas a Carbón:

- * Se utiliza carbón de origen nacional (6300 KCAL/Kg) precio base año 1989 = 65 US\$/Ton puesto en cancha de central escalamiento: 1% anual a partir de 1990.
- * Se sensibiliza con precio de carbón bajo, de 55US\$/Ton.
- * Rendimiento de las Centrales:

$$\begin{aligned} \text{Existentes} &= 0,4 \text{ a } 0,6 \text{ ton/MWh} \\ \text{Nuevas} &= 0,4 \text{ ton/MWh} \end{aligned}$$

- Centrales Nucleares:

- * Se calculó costo promedio de combustible a lo largo de vida útil de la Central, con factor de planta anual de 70%.

$$\text{Costo año 1995} = 11,6 \text{ US$/MWh}$$

No se considera escalamiento

- Turbinas a Gas:

- * Se utiliza petróleo a precio internacional
- Precios base año 1989 : Diesel = 340 US\$/Ton
Fuel Oil = 250 US\$/Ton
- Escalamiento : 2% anual a partir de 1990.
- * Rendimiento de las turbinas: Fuel Oil = 0,4 Ton/MWh
Diesel = 0,3 Ton/MWh

Cuadro N° 2 resume costos de inversión y operación de Centrales utilizadas en el estudio. Como referencia se incluye costo medio de la energía para cada Central, puesto en el nudo más cercano del Sistema Troncal de Transmisión.

Cuadro N° 3 muestra costos de inversión y operación en el Sistema Troncal de Transmisión.



CUADRO N° 2
RESUMEN DE COSTOS DE INVERSION Y
OPERACION DE CENTRALES
(NIVEL DE PRECIOS DEL 30 DE JUNIO DE 1983)

	CENTRAL	POTENCIA (MW)	ENERGIA MEDIA ANUAL (1)(GWh)	INVERSION (3) (MUS\$)	OPERA CION FIJOS VARIABLES MUS\$/ (US\$/ MWh)	COSTO MEDIO DE ENERGIA (2) (US\$/ MWh)
HIDROELECTRICAS	PEHUENCHE	500	2710	669	3,35	- 26,1
	PANGUE	620	2806	617	3,09	- 23,3
	RALCO	800	3504	841	4,21	- 25,4
	PETROHUE	500	2849	666	3,33	- 24,7
	NELTUME	400	2352	624	3,12	- 28,1
	CANUTILLAR	1257	916	197	0,99	- 22,8
	ALFALFAL	105	603	196	0,98	- 34,4
	CHACRITA	100	574	191	0,96	- 35,2
	CHOSHUENCO	130	905	245	1,23	- 28,7
	AGUAS BLANCAS	600	2808	723	3,62	- 27,3
	QUITRAMAN	400	1823	611	3,06	- 35,5
	CURILLINQUE	63	467	128	0,64	- 29,0
	PUELCHE	100	681	189	0,95	- 29,4
	HUEQUECURA	150	873	382	1,91	- 46,3
	PUELO	1250	7815	2356	11,78	- 31,9
TERMICAS	CARBON	300	2102	287	2,87	27,3 43,7
	CARBON	600	4204	578	5,78	27,3 43,8
	NUCLEAR	600	3679	1657	21,30	11,6 67,0
	NUCLEAR	900	5519	2168	27,50	11,6 59,9

(1) Considerando hidrología media en Centrales Hidroeléctricas y factores de planta de 80% en Centrales a Carbón y de 70% en Centrales Nucleares.

(2) Considerando tasa de actualización de 10% y vidas útiles de 50 años para Centrales Hidroeléctricas y de 25 años para Centrales Térmicas a Carbón y Nucleares.

(3) Incluye Sistema de Transmisión sólo hasta el nudo más próximo del Sistema Troncal.

CUADRO N° 3
COSTOS DE INVERSION Y OPERACION
DEL SISTEMA TRONCAL
(NIVEL DE PRECIOS DEL 30 DE JUNIO DE 1983)

TRAMO DEL SISTEMA	LONGITUD (KM)	TENSION (kV)	INVERSION (MUS\$)	OPERACION (MUS\$ / AÑO)
LAMPA - P. AZUCAR	410	1 x 220	71,3	0,36
A. JAHUEL - LAMPA	50	2 x 500	82,8	0,41
COLBUN - LAMPA	295	1 x 500	100,4	0,50
S. BARBARA - COLBUN	250	1 x 500	77,1	0,39
LONCOCHE - S. BARBARA	230	1x 500	77,6	0,39

9. RESULTADOS DEL ESTUDIO A LARGO PLAZO (MODELO MGI)

* Estudio se efectuó con previsión media de demandas y precio medio del carbón. Anexo N° 1 describe principales características del modelo matemático utilizado.

- * El Programa de obra más económico que entregó el modelo MGI consiste en el desarrollo de Centrales Hidroeléctricas, con una pequeña proporción de unidades de punta (Ver Cuadro N° 4).
- * No aparecen en el horizonte de estudio (período 1989-2003) Centrales Nucleares ni Térmicas Convencionales.

CUADRO N° 4 RESULTADO ESTUDIO DE LARGO PLAZO

PREVISION DE DEMANDA : MEDIA
PRECIO DE CARBON : MEDIO
VALOR FUNCION OBJETIVO : 3793 MUS\$

1. CENTRALES

1989-1991	1992-1994	1995-1998	1999-2003
PEHUENCHE 500 MW	CANUTILLAR 125 MW PANGUE 620 MW TURBINA GAS 10 MW	RALCO 800 MW PETROHUE 500 MW ALFALFAL 105 MW TURBINA GAS 82 MW	NELTUME 400 MW AGUAS BLANCAS 600 MW QUITRAMAN 200 MW CHOSHUENCO 130 MW CHACRITA 101 MW TURBINA GAS 480 MW
TOTAL 500 MW	TOTAL 755 MW	TOTAL 1487 MW	TOTAL 1911 MW

2. LINEAS SISTEMA TRONCAL

1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA ** 2 CIRCUITOS 500 KV SANTIAGO - LAMPA	1 CIRCUITO 500 KV LOS ANGELES - COLBUN SANTIAGO	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA ** 1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES - COLBUN	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO SERENA ** 1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES- COLBUN SANTIAGO
--	---	--	--

10. COSTO DE FORZAR ENTRADA DE CENTRAL NUCLEAR

- * Se determinó que forzar la puesta en servicio de una Central Nuclear de 600 MW en el período 1995-1998 tiene un mayor costo total, actualizado a 1989, de 710 millones de US\$ (que equivalen a 440 millones de US\$ actualizados a Enero de 1984)
- * Dicho resultado se obtuvo como diferencia entre el costo del mejor programa que obliga a una Central en el período 3, y el costo del programa óptimo en solución libre.
- * Conviene observar que la gran magnitud del mayor costo del programa que incluye una Central Nuclear se debe en gran parte al tamaño considerado para dicha central (600 MW).
- * En la medida que se desarrollen y exploten comercialmente Centrales Nucleares medianas y pequeñas, podría ser atractivo incorporar una de ellas al Sistema Eléctrico Chileno, en la medida que el mayor costo de su incorporación sea de una magnitud razonable, y que los costos respectivos hayan sido demostrado previamente.

11. DETERMINACION DE LA PROXIMA CENTRAL Y DE LA FECHA OPTIMA PARA SU PUESTA EN SERVICIO

- * A partir de los tamaños óptimos determinados en la etapa anterior, y de acuerdo con prioridades definidas haciendo uso de los modelos MGI y MPA, se determinaron numerosos programas de obras cuyos costos de operación se optimizaron con el modelo Laja.
- * Características de los modelo MPA y Laja se indican en Anexo 2.
- * Centrales y prioridades consideradas fueron las siguientes:

prioridad	central	tamaño	fecha mas temprana posible de puesta en servicio
1	PEHUENCHE	500 MW	1990
	CANUTILLAR	125 MW	1991
2	PANGUE	620 MW	1991-1992
3	RALCO	800 MW	1992
4	CHACRITA	101 MW	1989
	ALFALFAL	105 MW	1989
5	PETROHUE	500 MW	1992

* Con demanda media y precio de carbón medio el programa óptimo es el siguiente:

AÑO	CENTRAL
1990	PEHUENCHE
1991	CANUTILLAR
1992	
1993	PANGUE
1994	
1995	RALCO
1996	
1997	CHACRITA Y ALFALFAL
1998	PETROHUE

COSTO TOTAL ACTUALIZADO AL 1.4.89 : 3.288 MUS\$

12. CONSIDERACIONES PARA LA TOMA DE DECISION

- * Dada la situación del Proyecto Pehuenche:
 - Magnitud de las Inversiones
 - Grado de avance de los estudios en relación a los otros proyectos considerados
 - Período de construcción (decisión debe tomarse en forma inmediata si la puesta en servicio se requiere en 1990)

La decisión clave de planificación es determinar si la construcción de esta Central debe iniciarse en 1984 o bien postergarse.

- * Cuadro N° 5 indica el costo de tomar distintas decisiones frente a la ocurrencia de los diferentes eventos que pueden presentarse (frente a la mejor decisión que debió haberse tomado ante dicho evento).

- * Del cuadro N° 4 se desprende que:
 - Decisión de postergar Pehuenche tiene riesgo implícito bajo, inferior al que tiene iniciar su construcción en 1984.
 - Es conveniente mejorar la información de costos sobre los Proyectos menores que podrían eventualmente anteponerse a Pehuenche.

13. EFECTOS DE POSTERGAR EN UN AÑO LA EJECUCION DE PEHUENCHE, SIN ANTEPONER PROYECTOS HIDRAULICOS MENORES

- * Pequeña alza en las tarifas eléctricas (1% en 1985 a 9% en 1989).
- * Menor necesidad de fondos para inversión en el período 1984-1988 (20 a 60 millones de US\$ por año).



CUADRO N° 5
COSTO DE TOMAR LA DECISION
(MILLONES EN US\$)

E V E N T O S

DECISION	TASA ACTUALIZACION : 10%			TASA ACTUALIZACION : 15%	
	DEMANDA MEDIA	DEMANDA BAJA	DEMANDA ALTA	DEMANDA MEDIA	
	CARBON BAJO	CARBON MEDIO	CARBON BAJO	CARBON MEDIO	CARBON MEDIO
INICIAR PEHUENCHE	0	0	14 1	0	32
POSTERGAR PEHUENCHE (1)	5	8	0 0	26	0

(1) Al postergar Pehuenche resulta más conveniente anteponer proyectos menores como Chacrita, Canutillar y Alfalfal.

- * Tasa de Actualización a mediano plazo podría ser superior a 10%
- * Se estima muy improbable la ocurrencia de demandas altas
- * Se estima probable la ocurrencia de precio social bajo para el carbón.

- * Mayor demanda de carbón térmico para el SIC: 40 a 140 miles de toneladas adicionales por año entre 1986 y 1989.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- * Es posible técnicamente satisfacer la demanda eléctrica del SIC hasta 1990 inclusive sin nuevas instalaciones.
- * Desde un punto de vista económico, el riesgo de postergar Pehuenche en un año es inferior al riesgo asociado a no postergarlo.
- * Se recomienda aplazar en un año la toma de decisiones sobre la próxima Central del SIC.
- * Dada la posible conveniencia de incorporar al SIC Centrales Hidroeléctricas menores antes o después de Pehuenche se hace necesario pasar de la etapa de factibilidad a la de anteproyecto para las Centrales Canutillar, Chacrita y Alfalfal.
- * Considerando la proximidad de la fecha probable de incorporación de Pangue, se recomienda iniciar durante 1984 el anteproyecto correspondiente.

- * Finalmente se recomienda completar a mediano plazo los estudios de factibilidad de las Centrales Petrohue, Neltume, Choshuenco, Aguas Blancas y Quitraman.

ANEXO N° 1

CARACTERISTICAS DEL MODELO GLOBAL DE SELECCION DE INVERSIONES (MGI)

- * Programación Lineal Mixta.
- * Estudia período de 15 años dividido en subperíodos de 3, 4 y 5 años. Operación del último año se mantiene hasta infinito.
- * Sistema representado mediante 5 nudos: Pan de azúcar, Santiago, Colbun, Santa Bárbara y Loncoche.
- * Demanda representada mediante tres parámetros por subperíodo y por nudo: Potencia, Energía de Invierno y Energía de Verano.
- * La demanda se satisface para los tres valores en



condiciones normales (para evaluar operación) y condiciones críticas (para dar seguridad).

- * Para las Centrales futuras grandes la potencia instalada es variable (curvas de aporte y costos representadas por dos tramos rectos por sobre un mínimo).

El modelo determina valor óptimo.

- * Costos de inversión consideran renovación a infinito.
- * Características computacionales:

712 Variables continuas

133 Variables enteras

686 Restricciones

* Considera variabilidad hidrológica basándose en estadísticas de 36 años.

* Sistema representado por un nudo.

* Demanda representada por dos valores por trimestre: potencia y energía.

ANEXO N° 2

1. CARACTERISTICAS DEL MODELO DE PLANIFICACION ANUAL

- * Programación Lineal Mixta
- * Estudio Período de 10 años dividido en 10 subperiodos anuales.
- * Afina resultados del MGI. Optimiza fecha de puesta en servicio de las nuevas instalaciones.
- * Sistema representado mediante 4 nudos: Santiago, Colbun, Santa Bárbara y Loncoche.
- * Demanda representada por dos parámetros por año y por nudo: potencia máxima y energía anual.
- * Optimiza gestión de lago Laja.
- * La demanda se satisface para los dos parámetros en condiciones normales (para evaluar operación); en condiciones críticas se analiza costo de falla.
- * Características computacionales:

771 Variables continuas

74 Variables enteras

635 Restricciones

2. CARACTERISTICAS DEL MODELO DE GESTION OPTIMA DEL LAGO LAJA

- * Programación dinámica probabilística.
- * Estudia período de 15 años dividido en trimestres.
- * Optimiza la operación del sistema para un plan de inversiones dado, y calcula el costo actualizado de operación correspondiente a la operación óptima.



STUDY ON ELECTRIC POWER PLANNING IN CHILE'S CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM, INCLUDING NUCLEAR POWER ALTERNATIVES

R. Agurto

NATIONAL ENERGY COMMISSION
CHILE

SUMMARY

This report discusses the methodology and results of the study on electric power planning conducted by the National Energy Commission (CNE) at the end of 1983, with an eye to decision-making related to investments in new generating projects in the Chile's Central Interconnected System (SIC). Aside from the currently evaluated hydroelectric developments and conventional thermoelectric plants, the study included the alternative of a nuclear power station of the PWR type, with power ranges of 600 and 900 MW.

The SIC, with a longitudinal extension of some 2000 kms., covers the country's most populated zone, where most of Chile's economic and productive activities are carried on. The installed capacity of this electric power system amounts to 2500 MW and annual generation was on the order of 10,000 GWh in 1982, with a ratio of over 80% based on hydropower. Among the major generating projects built over the last two decades in the SIC, mention should be made of the hydroelectric stations of Rapel (350 MW, in 1968), El Toro (400 MW, in 1973), Antuco (300 MW, in 1981), and Colbun (490 MW, operative by 1985), and of the thermoelectric plant of Ventanas II (210 MW, in 1976).

Even though the technically and economically developable hydroelectric potential of the SIC is some 18,000 MW, with an average annual generation of some 206,000 GWh (of which only approximately 10% is currently being tapped), most electric power planning

studies done over the last ten years have included nuclear power alternatives. In that regard, note should be taken of the study conducted by the CNE in 1979 (1) with the collaboration of the Chilean Nuclear Energy Commission (CCHEN) and the electric light and power companies ENDESA and CHILECTRA. The categorical results of that study, in terms of the high costs (200 million current dollars), which the construction of a 600-MW nuclear power plant for the country represented as opposed to more economical alternatives, led the Government to decide to suspend the nuclear power project under study and to postpone till 1985 the decision as to its implementation. In that year the CNE will have to do a thorough economic analysis of the feasibility of a nuclear power plant within the SIC.

The immediate aim of the present study is to make decisions about the start-up of some hydropower projects which, owing to their technical and economic features, appear to be the most attractive for incorporation into the SIC supply until the year 1990. The purpose of including nuclear power alternatives has basically been the desire to have a perspective on the feasibility of developing this type of energy in the SIC in the not-so-immediate future, i.e., within the next 15 to 20 years. In line with this point of view, the study does not intend to be exhaustive in its treatment of nuclear power plants.

(1) "Economic Feasibility of a Nuclear Power Station in the Inter-connected System," CNE August 1979.

1. INTRODUCTION

- * Periodically, the electric power planning of the Central Interconnected System (SIC) should be reviewed, in order:
 - i) To make decisions on short - and medium-term investments related to generation and transmission works.
 - ii) To set up a long - term frame of reference to orient the study of the generating resources that seem to be the most attractive.
- * The last study done by the CNE, at the end of 1981, concluded that it would not be convenient to undertake new generating works in the SIC during 1982.
- * The behavior of demand during 1982 determined that the decisions to be made with respect to the next plant should be put off for another year, till the end of 1983.
- * When the Colbun plant goes onstream in 1985, the SIC supply will be technically feasible up through 1990.

2. OBJECTIVES OF THE STUDY

- * To determine if it is necessary to undertake the construction of a new plant in the SIC during 1984, and to specify the plant to be built.
- * To set priorities for the studies on hydroelectric plants.
- * To review the prospects for a nuclear power plant in the SIC.

3. DESCRIPTION OF THE STUDY

- * The study was carried out in two stages:

i) Long - Term Planning

- analysis of the SIC supply for a 15-year period, starting in 1989.
- use of the global model for investment selection (MGI), which optimizes the work program and particularly defines the plants to be installed, their size, and the approximate lead time (1 to 3 years) for their start-up.

ii) Decision-making with respect to the Next Plant

- On the basis of the results of the long-term study, in-depth analysis of the first ten years, starting in 1989, with emphasis on setting a start-up date for the next plant, and using the annual planning model (MPA) and the Laja optimization model.

4. EVALUATION CRITERION

- * For all of the studies indicated above, the evaluation criterion consisted of determining the work program that would minimize total costs (at current prices) while covering anticipated demand (Investment + Operation + error).

5. PLANTS INCLUDED IN THE STUDY

- * All of the hydroelectric projects in the SIC that had ended their prefeasibility and/or feasibility stages were considered.
- * Coal-based plants of 200, 300, 500 and 600 MW and gas turbines were considered.
- * Nuclear PWR-type plants of 600 and 900 MW were also taken into account.

The map included herein indicates the projects considered.

6. CONSIDERATIONS REGARDING THE NUCLEAR PLANT

- * The study considers the nuclear power project only from the standpoint of its merits as an alternative for electricity generation.
- * No other benefits such as technological development, prestige, etc., are imputed.
- * If under these conditions the nuclear project does not prove convenient, the cost of forcing its incorporation is calculated; this provides a reference value for the decision-makers, who compare it with the value assigned to the other aforementioned benefits.

7. DEMAND FORECASTS

7.1 Historical growth rate of consumption

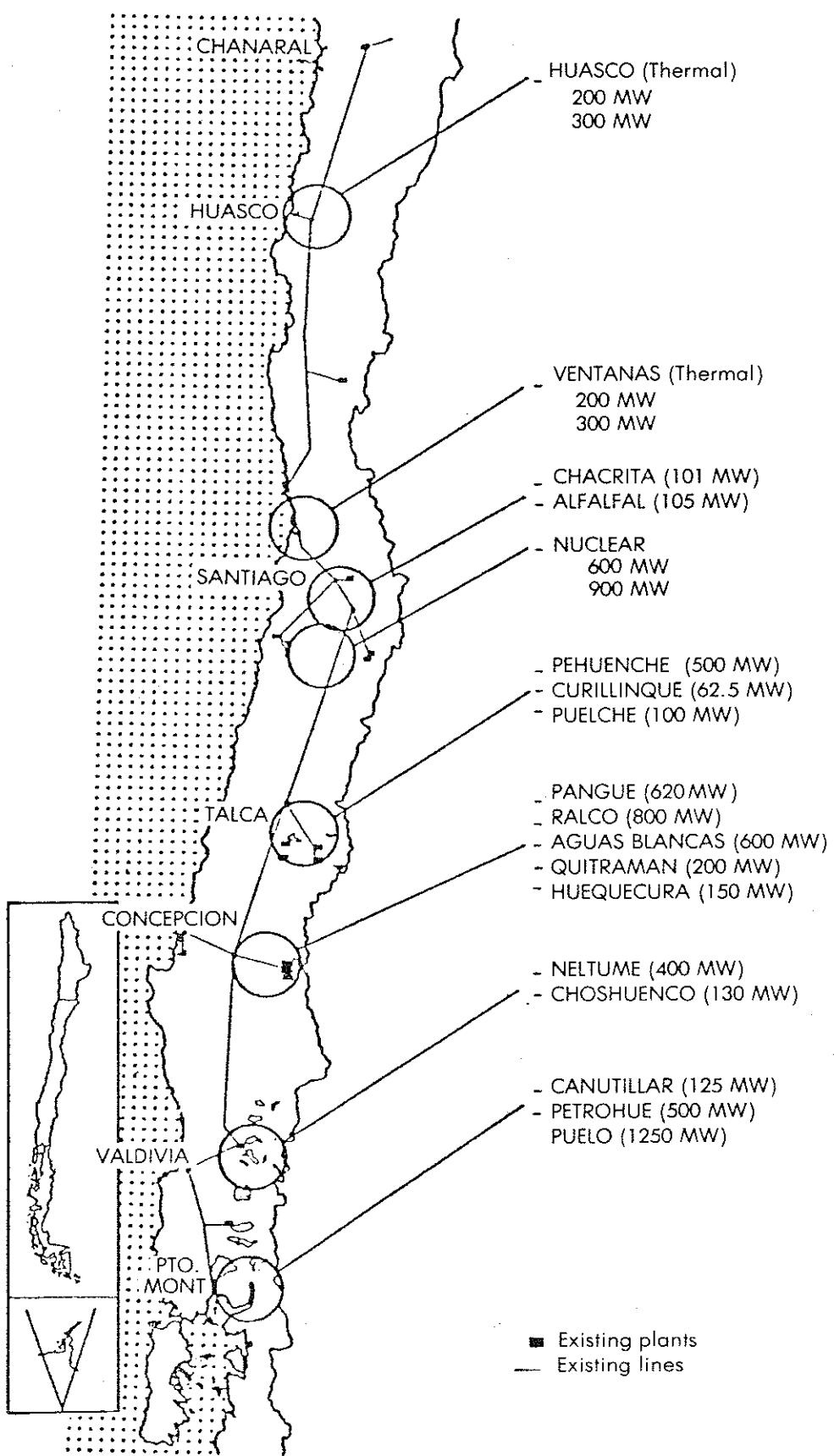
- * Historical rate of growth for consumption: 6 to 7% annually.

RATES: 1963-1972: 7.3% annually
1972-1976: 1.9% annually
1976-1980: 6.4% annually

7.2 Forecasting methodology

- * Generally speaking, electric power planning uses:
 - A sectoral method, with separate analysis of behavior of demand in the different sectors and incorporation of large energy-consuming projects.
 - An overall method that relates electric power demand or its growth rate to GGP (gross geographical product) or its growth rate, respectively.

GEOGRAPHIC LOCATION OF PROJECTS UNDER CONSIDERATION



- * Given the current economic situation, it is difficult to apply the sectoral method and clearly identify the consuming projects that will be developed in the medium and long terms.
- * The overall method was used, through a regression of the growth rate of gross consumption of public-service electricity in the SIC, with the growth rate of the GGP for the 1969-1982 period.

7.3 RESULTING FORECASTS

7.3.1 Average Forecast

- * For 1984 a 7% rate of growth was adopted for demand, as a result of the application of the 6% rate that ODEPLAN had estimated for the GGP for that same year.

- * For the periods 1984-1990 and 1990-2003, growth rates of 6% and 6.5% were adopted for demand, as a result of the application of GGP growth estimates of 4% and 5%, respectively.

7.3.2 Parameters

- * The sensibility analyses done for 1985 on used:

— Low forecast: annual growth 1% below the average.

— High forecast: annual growth 1% over the average.

The following graph shows the resulting demand forecast.

**GROSS CONSUMPTION OF PUBLIC UTILITIES
INTERCONNECTED SYSTEM**

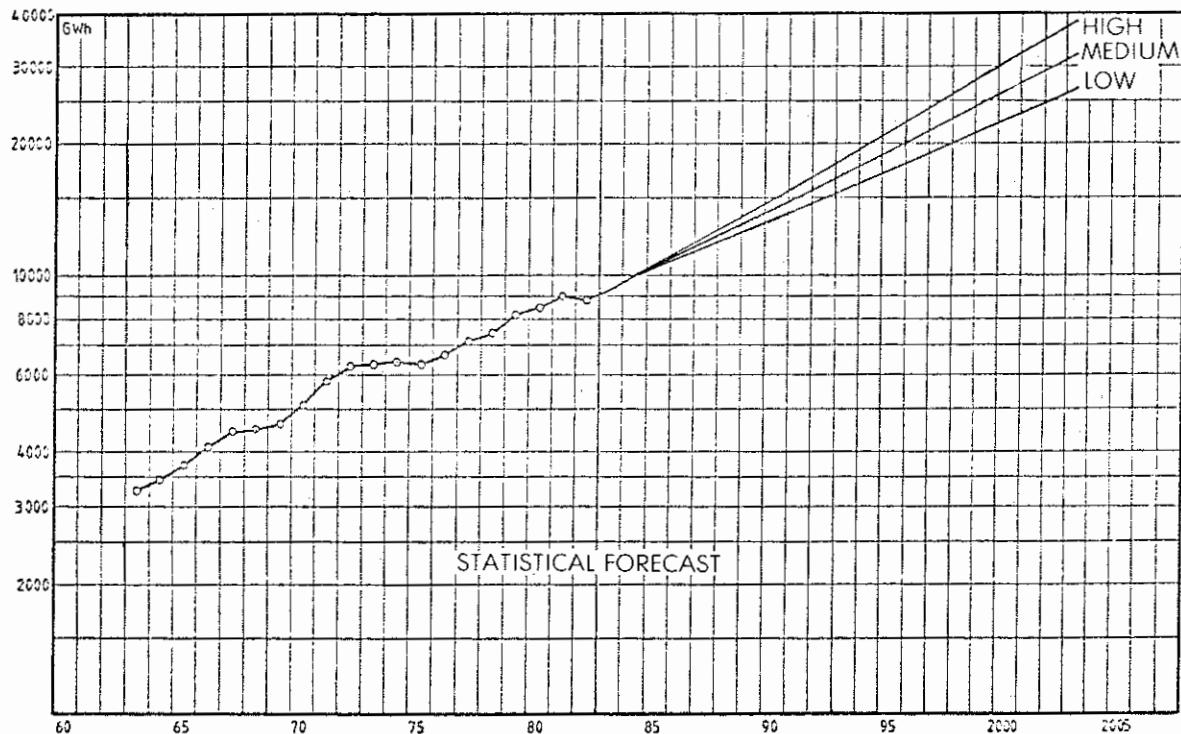


CHART 1
**FORECAST OF THE GROSS CONSUMPTION
 OF PUBLIC UTILITIES IN THE SIC**

YEAR	LOW FORECAST (GWH)	AVERAGE FORECAST (GWH)	HIGH FORECAST (GWH)
1982	8.749	8.749	8.749
1983	9.274	9.274	9.274
1984	9.919	9.919	9.919
1985	10.415	10.514	10.613
1986	10.936	11.145	11.356
1987	11.482	11.814	12.151
1988	12.057	12.523	13.002
1989	12.659	13.274	13.912
1990	13.292	14.070	14.886
1991	14.023	14.985	16.002
1992	14.795	15.959	17.202
1993	15.608	16.996	18.493
1994	16.467	18.101	19.879
1995	17.373	19.278	21.370
1996	18.328	20.531	22.973
1997	19.336	21.685	24.696
1998	20.400	23.286	26.548
1999	21.522	24.800	28.540
2000	22.705	26.412	30.680
2001	23.954	28.129	32.981
2002	25.272	29.957	35.455
2003	26.662	31.904	38.114

8. COSTS

8.1 General bases for social evaluation

- Price levels: June 30, 1983
- Compensatory rate: 10%
- Date of price update: Abril 1989
- Exchange rate: 1.1 times market rate (77.69 pesos/US\$)

8.2 Investment costs

- * Hydroelectric plants and central transmission system: cost calculated by the CNE on the basis of budgets provided by the electric light and power companies (ENDESA and CHILECTRA) and a specialized consultant (ELECTROWATT).
- * Thermal and nuclear plants: costs calculated by ELECTROWATT-FICHTNER.
- * Costs of nuclear plants based on the situation existing on the Western market, and considering

the higher costs required to install the plant in Chile, mainly due to seismic conditions.

8.3 Operating costs

8.3.1 Fixed Costs:

- Hydroelectric plants and transmission lines: 0.5% of the investment cost per annum.
- Coal-based plants: 1% of the investment/year.
- Nuclear plants: 2.3% of the investment/year
- Gas turbines: 3.5% of the investment/year.

8.3.2 Variable Costs:

Coal-based Thermal Plants:

- * Using coal of national origin (6300 Kcal/Kg) with a base-year (1989) price of US\$65/ton, delivered to the plant.
- Escalation: 1% annually as of 1990.
- * Sensibility analyses using low coal prices of US\$55/ton.
 - * Plant yield:

Existing = 0.4 to 0.6 tons/MWh
 New = 0.4 tons/MWh

Nuclear Plants:

- * Calculating average fuel cost over the plant's lifetime, with an annual plant factor of 70%.

1995 cost: US\$11.6/MWh

No escalation considered

Gas Turbines:

- * Using oil at international prices

Base-year (1989) prices: diesel = US\$340/ton
 fuel oil = US\$250/ton

Escalation: 2% annually as of 1990.

- * Turbine yield: fuel oil = 0.4 ton/MWh
 diesel = 0.3 ton/MWh

Chart 2 summarizes the costs of investment and operation in the plants considered in the study. For the sake of reference, the average cost of energy is included for each plant if hooked up to the nearest grid of the central transmission system.

Chart 3 gives the costs of investment and operation in the central transmission system.



CHART 2
SUMMARY OF COSTS OF INVESTMENT
AND PLANT OPERATION
(PRICE LEVELS ON JUNE 30, 1983)

	PLANT	POWER (MW)	AVERAGE ANNUAL ENERGY (1) (GWh)	INVESTMENT (3) (MUS\$)	OPERATION FIXED VARIABLE MUS\$/ US\$/MWh	AVERAGE COST OF ENERGY (2) (US\$/MWh)
HYDROELECTRIC	PEHUENCHE	500	2710	669	3,35	-
	PANGUE	620	2806	617	3,09	-
	RALCO	800	3504	841	4,21	-
	PETROHUE	500	2849	666	3,33	-
	NELTUME	400	2352	624	3,12	-
	CANUTILLAR	1257	916	197	0,99	-
	ALFALFAL	105	603	196	0,98	-
	CHACRITA	100	574	191	0,96	-
	CHOSHUENCO	130	905	245	1,23	-
	AGUAS BLANCAS	600	2808	723	3,62	-
	QUITRAMAN	400	1823	611	3,06	-
	CURILLINQUE	63	467	128	0,64	-
	PUELCHE	100	681	189	0,95	-
	HUEQUECURA	150	873	382	1,91	-
	PUELO	1250	7815	2356	11,78	-
THERMO-ELECTRIC	CARBON	300	2102	287	2,87	27,3
	CARBON	600	4204	578	5,78	27,3
	NUCLEAR	600	3679	1657	21,30	11,6
	NUCLEAR	900	5519	2168	27,50	11,6

(1) Considering average hydrology in hydroelectric stations and plant factors of 80% in coal-based thermoelectric stations and 70% in nuclear power plants

(2) Considering compensatory rates of 10% and lifetimes of 50 years for hydroelectric stations and 25 years for thermoelectric stations (coal and nuclear)

(3) Including the transmission system only up to the central system's nearest grid.

CHART 3
COSTS OF INVESTMENT AND OPERATION
OF THE CENTRAL SYSTEM
(PRICE LEVELS ON JUNE 30, 1983)

SYSTEM SECTION	LENGTH (KM)	TENSION (kV)	INVESTMENT (MUS\$)	OPERATION (MUS\$ / YEAR)
LAMPA - P. AZUCAR	410	1 x 220	71,3	0,36
A. JAHUEL - LAMPA	50	2 x 500	82,8	0,41
COLBUN - LAMPA	295	1 x 500	100,4	0,50
S. BARBARA - COLBUN	250	1 x 500	77,1	0,39
LONCOCHE - S. BARBARA	230	1x 500	77,6	0,39



9. LONG-RANGE STUDY RESULTS (MGI MODEL)

The study was done with average forecasts for demand and average coal prices. Appendix 1 describes the main features of the mathematical model that was used.

The most economical works program that the MGI

model provides consisted of the development of hydropower plants with a small proportion of peak units. (See Chart 4.)

- * No conventional thermoelectric or nuclear power plants appeared in the study's time period (1989-2003).

CHART 4 RESULTS OF THE LONG-RANGE STUDY

DEMAND FORECAST: AVERAGE
COAL PRICES: AVERAGE
VALUE IN FUNCTION OF OBJECTIVE: 3793 MUS\$

1. CENTRALES

1989-1991	1992-1994	1995-1998	1999-2003
PEHUENCHE 500 MW	CANUTILLAR 125 MW PANGUE 620 MW GAS TURBINE 10 MW	RALCO 800 MW PETROHUE 500 MW ALFALFAL 105 MW GAS TURBINE 82 MW	NELTUME 400 MW AGUAS BLANCAS 600 MW QUITRAMAN 200 MW CHOSHUENCO 130 MW CHACRITA 101 MW GAS TURBINE 480 MW
TOTAL 500 MW	TOTAL 755 MW	TOTAL 1487 MW	TOTAL 1911 MW

2. LINEAS SISTEMA TRONCAL

1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA ** 2 CIRCUITOS 500 KV SANTIAGO - LAMPA	1 CIRCUITO 500 KV LOS ANGELES - COLBUN SANTIAGO	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA ** 1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES - COLBUN	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO SERENA ** 1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES- COLBUN SANTIAGO
--	---	--	--

10. COSTS OF FORCING THE ENTRY OF A NUCLEAR POWER PLANT

- * It was determined that to force the implementation of a 600-MW nuclear plant in the period 1995-1998 would have a higher total cost (when costs are updated to 1989) of US\$ 710 million (equivalent to US\$ 440 million at January 1984 values).
- * This result was obtained from the difference between the cost of the best program that would force the entry of a nuclear plant in period 3, and the cost of the free-choice optimal program.
- * It is worthwhile to note that the large magnitude of the higher cost of the program to include a nuclear plant is due in large part to the size considered for the plant (600 MW).
- * To the extent that small and medium-sized nuclear plants can be developed and used commercially, it could become attractive to incorporate one of these into Chile's electric power system, inasmuch as the higher cost of its incorporation is of reasonable magnitude, and the respective costs have been shown previously.

11. DETERMINATION OF THE NEXT PLANT AND THE OPTIMAL TIME FOR ITS IMPLEMENTATION

- * On the basis of the optimal sizes determined in the previous stage, and in line with the priorities defined using the MGI and MPA models, numerous work programs whose operating costs were optimized with the Laja model could be determined.
- * The features of the MPA and Laja models are indicated in Appendix 2.
- * Considering the following plants and priorities:

PRIORITY	PLANT	SIZE	EARLIEST POSSIBLE START-UP DATE
1	PEHUENCHE	500 MW	1990
	CANUTILLAR	125 MW	1991
2	PANGUE	620 MW	1991-1992
3	RALCO	800 MW	1992
4	CHACRITA	101 MW	1989
	ALFALFAL	105 MW	1989
5	PETROHUE	500 MW	1992

- * With average figures for demand and coal prices, the optimal program would be as follows:

YEAR	PLANT
1990	PEHUENCHE
1991	CANUTILLAR
1992	
1993	PANGUE
1994	
1995	RALCO
1996	
1997	CHACRITA Y ALFALFAL
1998	PETROHUE

TOTAL COST UPDATED TO 1/4/89: 3,288 MUS\$

12. CONSIDERATIONS IN DECISION-MAKING

- * Given the situation of the Pehuenche project:
 - magnitude of the investments
 - degree of progress made in the studies, as opposed to that of other projects considered
 - construction time (the decision having to be made immediately if start-up is required by 1990)

The key planning decision is to determine if the construction of this plant should begin in 1984 or if it could be postponed.

- * Chart 5 shows the cost of the different decisions as a function of the different possibilities that could arise (as compared with the best decision that could have been made before such an occurrence).
- * From Chart 4 it can be seen that:
 - the decision to postpone the Pehuenche project would entail low risk, less than the risk involved in beginning its construction in 1984.
 - it is convenient to upgrade the information on the cost of smaller projects that could possibly be implemented prior to Pehuenche.

13. EFFECT OF POSTPONING THE IMPLEMENTATION OF PEHUENCHE FOR ONE YEAR WITHOUT PREVIOUSLY INTRODUCING SMALLER HYDRO PROJECTS

- * Slight increase in electricity rates (1% in 1985 to 9% in 1989)
- * Less need for investment funds in the 1984-1988 period (US\$20-60 million per year)



CHART 5
COSTS OF MAKING THE DECISION
 (millions of US\$)

EVENTS

DECISION	COMPENSATORY RATE: 10%						COMPENSATORY RATE: 15%	
	AVERAGE DEMAND		LOW DEMAND		HIGH DEMAND			
	LOW COAL	AVERAGE COAL	LOW COAL	AVERAGE COAL	AVERAGE COAL	AVERAGE COAL		
TO BEGIN PEHUENCHE	0	0	14	1	0	32		
TO POSTPONE PEHUENCHE (1)	5	8	0	0	26	0		

(1) If Pehuenche is postponed, it proves more convenient to think in terms of smaller projects such as Chacrita, Canutillar and Alfalfa.

- * The medium-term compensatory rate could be higher than 10%.
- * High levels of demand are estimated to be very unlikely.
- * Low social prices for coal are estimated as probable.

* Larger demand for heating coal for the SIC: 40 to 140 additional tons per year between 1986 and 1989.

14 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

- * It is technically possible to satisfy the electricity demand of the SIC up to 1990, even without new facilities.
- * From the economic point of view, the risk involved in postponing Pehuenche for another year is less than the risk involved in not postponing it.
- * It is recommended that the decision to be made about the next SIC plant be put off for another year.
- * Given the possible convenience of incorporating smaller hydropower plants into the SIC, before or after the Pehuenche project, it becomes necessary to go from the prefeasibility stage to the project proposal stage for the Canutillar, Chacrita, and Alfalfa plants.

* Considering the proximity of the probable date of Pangue's incorporation, it is recommended that the corresponding project proposal be formulated during 1984.

* Finally, it is recommended that the feasibility studies on the Petrohue, Neltume, Choshuenco, Aguas Blancas and Quiraman plants be concluded in the medium term.

APPENDIX 1

FEATURES OF THE GLOBAL MODEL FOR SELECTION OF INVESTMENT (MGI)

- * Mixed linear programming.
- * 15-year period of study divided into subperiods of 3, 4 and 5 years; last-year operation maintained to infinity.
- * System represented through 5 grids: Pan de Azucar, Santiago, Colbun, Santa Barbara and Loncoche.

- * Demand represented through three parameters by subperiod and by grid: Power Capacity, Winter Energy and Summer Energy.
- * Demand satisfied for the three values under normal conditions (to evaluate operation) and under critical conditions (to provide security).
- * For the large plants of the future, variable installed power capacity (contribution and cost curves represented by the two straight sections above a minimum), the model determining optimum value.
- * Investment costs considering renewal **ad infinitum**.
- * Computation characteristics:
 712 continuous variables
 133 whole variables
 686 restrictions

APPENDIX 2

1. FEATURES OF THE ANNUAL PLANNING MODEL

- * Mixed linear programming.
- * 10-year period of study divided into 10 annual subperiods.
- * Refinement of MGI results and optimization of start-up dates for new facilities.
- * System represented by four grids: Santiago, Colbun, Santa Barbara and Loncoche.
- * Demand represented by two parameters per year and by grid: maximum power capacity and annual energy.
- * Optimization of Laja Lake effort.
- * Demand satisfied for the two parameters under normal conditions (to evaluate operation); and under critical conditions, cost of failures analyzed.
- * Computation characteristics:
 771 continuous variables
 74 whole variables
 635 restrictions

2. FEATURES OF THE LAJA LAKE OPTIMIZATION MODEL

- * Dynamic probability programming
- * 15-year period of study divided into quarters.
- * Optimization of system operation for a given investment plan, calculation of current operating costs corresponding to optimal operation.

- * Consideration of hydrological variability based on statistics for 36 years.
- * System represented by one grid.
- * Demand represented by two values per quarter: power capacity and energy.

