



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Biblioteca "Alfredo L. Palacios"



La hidroelectricidad en el balance energético nacional. el Chocón Cerros Colorados, su evaluación y financiamiento

Bosio, Humberto Luis

1974

Cita APA: Bosio, H. (1974). La hidroelectricidad en el balance energético nacional, el Chocón Cerros Colorados, su evaluación y financiamiento.

Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas

Este documento forma parte de la colección de tesis doctorales de la Biblioteca Central "Alfredo L. Palacios". Su utilización debe ser acompañada por la cita bibliográfica con reconocimiento de la fuente.

Fuente: Biblioteca Digital de la Facultad de Ciencias Económicas - Universidad de Buenos Aires

Tesis 1501
1042

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

TESIS DOCTORAL PLAN D

T E M A

LA HIDROELECTRICIDAD EN EL BALANCE ENERGETICO
NACIONAL. EL CHOCON CERROS COLORADOS SU EVA-
LUACION Y FINANCIAMIENTO

PRESENTADA POR

HUMBERTO LUIS BOSIO
REGISTRO N° 4412

PROFESOR CONSEJERO DE TESIS
ING° ISIDRO J.F. CARLEVARI

[CATALOGADO]

SEPTIEMBRE DE 1974

INDICE GENERAL

Página

INTRODUCCION

7

CAPITULO I - PANORAMA ACTUAL DEL BALANCE ENERGETICO NACIONAL

Incidencia de las distintas fuentes de energía primaria-Consumo energético por habitante-Vinculación del consumo energético con el PBI-Consumo actual y su relación con los recursos disponibles reconocidos-Petróleo-Gas-Carbón Mineral-Combustibles vegetales-Hidroelectricidad-Energía Nuclear-Consumos y recursos energéticos.

9

CAPITULO II - POTENCIAL HIDROELECTRICO ARGENTINO

Introducción-Objetivos múltiples-Fuentes Hídricas-Cuenca del Plata-Cuenca Mediterránea-Cuenca Cuyana y del Río Colorado-Cuenca Pampeana-Cuenca Patagónica con vertiente al Pacífico-Cuenca Patagónica con vertiente al Atlántico-Recursos Hidroeléctricos-Recursos Hidroeléctricos Zonales-Principales aprovechamientos de cada Cuenca.

31

CAPITULO III - SITUACION ACTUAL DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

Servicio Público de energía eléctrica-Autoproducción de energía eléctrica-Autoproducción actual-Producción total del país-Servicios y consumos actuales-Situación de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires-Situación del Interior del país-Prestaciones actuales-Consumo por habitante-Parque actual de generación de energía eléctrica-Parque de producción hidroeléctrica Superior a 20 MW

50

CAPITULO IV - PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA 1974 - 1985

Introducción-Premisas básica-Proyección de la demanda-Concepto de un nuevo ordenamiento eléc-

trico nacional-ordenamiento jurídico actual
 Ley 15.336-Concepto del Servicio Público para un nuevo ordenamiento eléctrico-Sistema de transmisión-Red Nacional de interconexión
 El nuevo ordenamiento eléctrico nacional-La Empresa Nacional de Electricidad-Empresas Regionales de Electricidad-Empresas zonales de distribución eléctrica-Despacho unificado de carga.

76

APENDICE AL CAPITULO IV

Demanda Eléctrica y Reserva Técnica.

95

CAPITULO V - EQUIPAMIENTO PARA SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Concepto-Equipamiento en general-Estructura del consumo de la generación.

98

CAPITULO VI - INVERSIONES Y SU FINANCIAMIENTO

Introducción-Estructura general del Financiamiento-Financiamiento de la expansión del sector eléctrico-Clasificación de las fuentes de financiamiento-Financiación del equipamiento futuro-Recursos propios de la Empresa-La rentabilidad-Fondo de renovación-Fondos Especiales de Energía-Créditos internos-Créditos externos-Organismos financieros internacionales Fuentes y usos.

122

CAPITULO VII - EL CHOCON CERROS COLORADOS

Concepto-La zona de su emplazamiento-Objetivos múltiples del Complejo-Control de las crecidas Producción de energía eléctrica-Aumento de la superficie regable-Las obras que integran El Complejo El Chocón-La Central Hidroeléctrica-

Cerros Colorados-Portezuelo Grande-Loma de la Lata-Planicie Banderita-La construcción del Complejo como experiencia argentina-Régimen de contratación de obras-Financiamiento del Complejo-Recursos financieros locales-Créditos contingentes del exterior-Préstamo del Banco Mundial-Recursos Propios de Hidronor S.A. - Empresas participantes en la Construcción del Complejo - Obras en El Chocón-Obras en Cerros Colorados - Sistema de transmisión - Varios.

147

CONCLUSIONES

179

AVREVIATURAS

184

BIBLIOGRAFIA

185

INDICE DE CUADROS

	Pag.
Nº 1 EVOLUCION Y ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGETICO	10
Nº 2 EVOLUCION Y ESTRUCTURA PORCENTUAL	11
Nº 3 PARTICIPACION DE LAS DISTINTAS FUENTES 1950/72	13
Nº 4 CONSUMO ENERGETICO EN RELACION AL P.B.I.	17
Nº 5 EVOLUCION DEL P.B.I. Y DEL CONSUMO ENERGETICO TOTAL	18
Nº 6 EVOLUCION DE LOS REACTORES NUCLEARES	25
Nº 7 REACTORES NUCLEARES EN OPERACION AÑO 1978	26
Nº 8 CRONOGRAMA ESTIMADO DE APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS	44
Nº 9 ENERGIA ELECTRICA-SERVICIO PUBLICO-POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCION TOTAL DEL PAIS	51
Nº 10 ENERGIA ELECTRICA-AUTOPRODUCCION-POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCION TOTAL DEL PAIS	54
Nº 11 ENERGIA ELECTRICA-POTENCIA INSTALADA TOTAL POR FUENTE	56
Nº 12 PRODUCCION TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA Gwh POR FUENTE	57
Nº 13 CONSUMO DE ELECTRICIDAD kWh/HAB. MUNDIAL	67
Nº 14 CONSUMO POR PROVINCIAS EN Mwh/HAB.	68
Nº 15 CONSUMO DE GAS POR PROVINCIAS (t.e.p./año)	70
Nº 16 TAMAÑO DEL PARQUE DE MAQUINAS-SERVICIO PUBLICO	72
Nº 17 PARQUE DE MAQUINAS INSTALADAS HASTA EL AÑO 1940	73
Nº 18 PROYECCION DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA Gwh	79
Nº 19 PROYECCION DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS	82
Nº 20 PROYECCION DE LA DEMANDA DE CARGA MAXIMA	83
Nº 21 SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES-RED NACIONAL DE INTER-CONEXION (Gráfico)	91
Nº 22 PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO 1972-1985	102

	Pag.
Nº 23 SERVICIO PUBLICO-PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO POTENCIA INSTALADA	106
Nº 24 POTENCIA A INCORPORAR 1973-1985	108
Nº 25 PLAN EQUIPAMIENTO-GENERACION TERMICA 1972/87	112
Nº 26 PLAN EQUIPAMIENTO-GENERACION TURBINAS A GAS 1972/87	113
Nº 27 PLAN EQUIPAMIENTO-GENERACION NUCLEAR 1972/87	114
Nº 28 PLAN EQUIPAMIENTO-GENERACION HIDROELECTRICA 1972/87	115
Nº 29 PRINCIPALES LINEAS. ALTA TRANSMISION	117
Nº 30 ESTRUCTURA PORCENTUAL DE LA GENERACION SEGUN LA FUENTE 1972/87	120/1
Nº 31 DEMANDA DE INVERSION REAL 1974/87	123
Nº 32 PLAN DE FINANCIACION-FUENTES Y USOS ANUALES	141
Nº 33 PARTICIPACION RELATIVA DE CADA FUENTE	144
Nº 34 FONDO NACIONAL EL CHOCON CERROS COLORADOS	148
Nº 35 FONDO NACIONAL EL CHOCON CERROS COLORADOS-ENERGIA ELEC- TRICA INGRESO POR PROVINCIAS	166
Nº 36 FONDO NACIONAL EL CHOCON CERROS COLORADOS-SUBPRODUCTOS DEL PETROLEO INGRESO POR PROVINCIAS	167
Nº 37 FONDO NACIONAL EL CHOCON CERROS COLORADOS 1967/74	168

INTRODUCCION

El término energía, empleado quizá por primera vez por Thomas Young en 1807, apareció muchos siglos después que el hombre hubiera comenzado a ensayar el dominio de este vital elemento.

Este largo proceso llega hasta nuestros días y encuentra al hombre, luchando continuamente, aunque cada vez con mayores conocimientos y con tecnologías más eficientes, por aprovechar al máximo los recursos energéticos de que dispone.

Es que marchan juntos la disponibilidad de energía y el progreso, siendo la deficiencia en la oferta de energía una de las causas que ha significado para muchos países una traba insalvable para su desarrollo.

La importancia del papel que desempeña la energía en la vida del hombre y de la comunidad que integra, impone a los organismos específicos del Estado, estudiar y planificar muy cuidadosamente la política energética a implementar, la que se deberá compatibilizar, con los medios técnicos, económicos y financieros disponibles.

Todo ello, tratando de optimizar el aprovechamiento de las fuentes primarias de energía disponibles, en función de los recursos energéticos conocidos y de las reservas cubiertas.

En el presente trabajo se efectúa la evaluación del Balance Energético Nacional, para demostrar el excesivo peso que tiene en el mismo, el consumo de los derivados del petróleo y el escaso aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos y del carbón mineral, en relación con las reservas conocidas.

Este análisis, permite verificar, que la actual utilización de los recursos naturales del país, no guarda relación con las reservas de los mismos, siendo dable observar una evidente distorsión, en cuanto al excesivo uso de los hidrocarburos para la generación de energía eléctrica y el desaprovechamiento del potencial hi-

droeléctrico, como fuente renovable de energía.

La hidroelectricidad, de acuerdo a los inventarios efectuados por Agua y Energía Eléctrica de la Nación, tiene un potencial estimado en 44.949 MW de potencia, que representa seis veces la potencia total instalada en el país, para la atención del servicio público de electricidad y la autoproducción en hidro y termoelectricidad que en el año 1972 era de 7.588 MW.

Es en este aspecto donde se pone énfasis en la tesis, para demostrar la necesidad de intensificar la utilización de los recursos renovables hidroeléctricos, nacionales e internacionales con que cuenta el país.

Dando cumplimiento a los apartados a) y b) del artículo 2º de la Resolución nº 328/73 del Delegado Interventor de la Facultad de Ciencias Económicas se propone como solución a uno de los problemas nacionales actuales, sustituir al máximo, el consumo de derivados de petróleo para la generación de energía eléctrica y reemplazarlo por la hidroelectricidad.

Para ello, se considera el período 1974-1985 proyectándose se la demanda de energía eléctrica, la necesidad del equipamiento, las inversiones que se estima realizar y su financiamiento.

Como la tesis sustentada, pone de manifiesto que es necesario la ejecución de un importante equipamiento hidroeléctrico, en el que se incluyen obras de extraordinaria magnitud, se estudió la factibilidad técnica-financiera del Complejo El Chocón Cerros Colorados la obra hidroeléctrica de propósitos múltiples, más importante encarada hasta la fecha en el país, como modelo, para la ejecución del plan de equipamiento propuesto.-

-----ooOoo-----

PANORAMA ACTUAL DEL BALANCE ENERGETICO NACIONAL
INCIDENCIA DE LAS DISTINTAS FUENTES DE ENERGIA PRIMARIA

Se estima necesario efectuar un análisis de los componentes del Balance Energético actual, de las distintas formas de energía primaria, de la estructura del consumo y de su relación con las reservas estimadas de cada una de las fuentes de energía.

En el cuadro N° 1 puede apreciarse como han evolucionado los distintos componentes del consumo de energía total y la participación porcentual de cada una de las fuentes primarias.

Estos elementos fueron obtenidos del cuadro N° 2 en el cual puede verificarse la evolución del consumo total y su composición por cada uno de los componentes del balance energético nacional desde el año 1925 al año 1973.

Ambos cuadros están expresados en miles de toneladas equivalentes a petróleo de 10.500 calorías por tonelada, de modo de poder efectuar el análisis comparativo de la energía producida de distintos orígenes.

Del análisis del cuadro N° 1 puede apreciarse que el consumo de los derivados del petróleo, aumentó, en la estructura del consumo total energético, del 16,3 % al 71,3 % entre los años 1925 y 1972 y el gas natural aumentó del 1,7 % al 19,3 % es decir que el incremento para el período considerado resulta del 337 % y del 1.035 % respectivamente.

Con respecto a la otra fuente primaria de energía que también incrementó su participación, la hidroelectricidad pasó del 0,4% en 1930 al 1,2 % en el año 1972 lo que pone en evidencia la reducida utilización que han tenido los recursos hidroeléctricos hasta el año 1972.

Los otros combustibles que integran las fuentes primarias de energía, muestran una declinación que para el caso del carbón mi-

CUADRO N° 1

EVOLUCIÓN Y ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGÉTICO

ANO	TOTAL	DERIVADOS DEL PETROLEO	COMBUSTIBLES SOLIDOS MINERALES	GAS NATURAL	COMBUSTIBLES VEGETALES	HIDRO- ELECTRICIDAD
	miles de toneladas (1)			porcentajes		
1925	6.069,4	16,3	33,3	1,7	48,7	-.-
1930	7.500,4	39,2	28,6	2,5	29,3	0,4
1935	7.868,5	42,3	23,8	4,6	28,9	0,4
1940	8.797,0	51,9	16,3	4,2	27,1	0,5
1945	9.728,9	36,5	6,7	4,1	52,2	0,5
1950	12.392,5	68,4	10,0	3,7	17,5	0,4
1955	14.830,5	76,0	7,5	4,2	11,5	0,8
1960	17.756,0	75,0	4,9	6,8	11,8	1,5
1965	23.595,0	69,7	3,4	15,9	9,5	1,5
1970	29.369,0	70,8	3,0	17,8	7,1	1,3
1971	31.659,2	72,0	2,8	17,6	6,2	1,4
1972	32.634,1	71,3	2,4	19,3	5,8	1,2
1973 (2)	34.150,0	68,8	2,3	21,2	5,5	2,2

(1) Equivalentes a petróleo 10.500 calorías.

(2) Cifras provisionales

Fuente: Secretaría de Estado de Energía, Instituto del Petróleo, Gas del Estado y Y.C.F.

C U A D R O N º 2

EVOLUCION Y ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGETICO

AÑO	TOTAL	DERIVADOS DEL PETROLEO	COMBUSTIBLES SOLIDOS MINERALES	GAS NATURAL	COMBUSTIBLES VEGETALES	HIDRO- ELECTRICIDAD
miles de toneladas equivalentes a petróleo de 10.500 calorías						
1925	6.069,4	987,4	2.024,1	101,5	2.956,4	-.-
1930	7.500,4	2.938,5	2.141,7	192,1	2.196,1	32,0
1935	7.868,5	3.322,8	1.886,1	359,0	2.271,6	29,0
1940	8.797,0	4.566,5	1.434,0	370,2	2.381,3	45,0
1945	9.728,9	3.545,0	651,2	402,1	5.079,3	51,3
1950	12.392,5	8.477,9	1.240,7	457,0	2.161,9	55,0
1955	14.830,5	11.265,9	1.114,1	616,5	1.711,3	122,7
1960	17.756,0	13.313,7	861,9	1.216,2	2.099,6	264,6
1961	19.471,6	14.067,0	992,3	2.087,3	2.016,2	308,8
1962	20.188,1	14.436,8	909,9	2.612,8	1.895,2	333,4
1963	20.346,8	14.140,5	899,9	3.025,2	1.945,2	335,4
1964	21.994,1	15.318,1	954,9	3.312,3	2.055,6	353,2
1965	23.595,0	16.455,0	791,0	3.756,0	2.239,0	354,0
1966	24.309,0	16.957,0	786,0	3.987,0	2.240,0	339,0
1967	24.715,3	17.270,4	715,8	4.224,9	2.141,0	363,2
1968	25.943,8	18.040,8	763,7	4.696,4	2.016,5	426,4
1969	28.080,4	20.208,2	798,2	4.676,2	2.014,5	383,3
1970	29.369,0	20.800,2	882,3	5.228,2	2.072,8	385,5
1971	31.659,2	22.814,0	892,8	5.571,4	1.360,5	420,5
1972	32.634,1	23.281,2	766,9	6.309,6	1.876,7	399,7
1973 (1)	34.150,0	23.500,0	800,0	7.250,0	1.900,0	700,0

(1) Cifras provisionales

Fuente: Secretaría de Estado de Energía, Instituto del Petróleo, Gas del Estado y Y.C.F.

neral, pasa del 33,3 % al 2,4 % y los combustibles vegetales pasan del 48,7 % al 5,8 %.

Nos encontramos así en el año 1972 que el consumo energético nacional tiene esta composición por fuente, expresada en miles de toneladas equivalentes a petróleo de 10.500 calorías

			%	
DERIVADOS DEL PETROLEO	23.281,2		71,3	
GAS NATURAL	<u>6.309,6</u>	29.590,8	<u>19,3</u>	90,6
COMBUSTIBLES VEGETALES	1.876,7		5,8	
CARBON MINERAL	<u>766,9</u>	<u>2.643,6</u>	<u>2,4</u>	<u>8,2</u>
		32.234,4		98,8
HIDROELECTRICIDAD		<u>399,7</u>		<u>1,2</u>
		<u>32.634,1</u>		<u>100,0</u>

Merece destacarse especialmente, la reducida utilización que se ha hecho, hasta el año 1972 de los recursos hidroeléctricos, sobre todo de los grandes aprovechamientos, como una consecuencia de la ubicación de los mismos en relación con los grandes mercados consumidores de energía eléctrica.

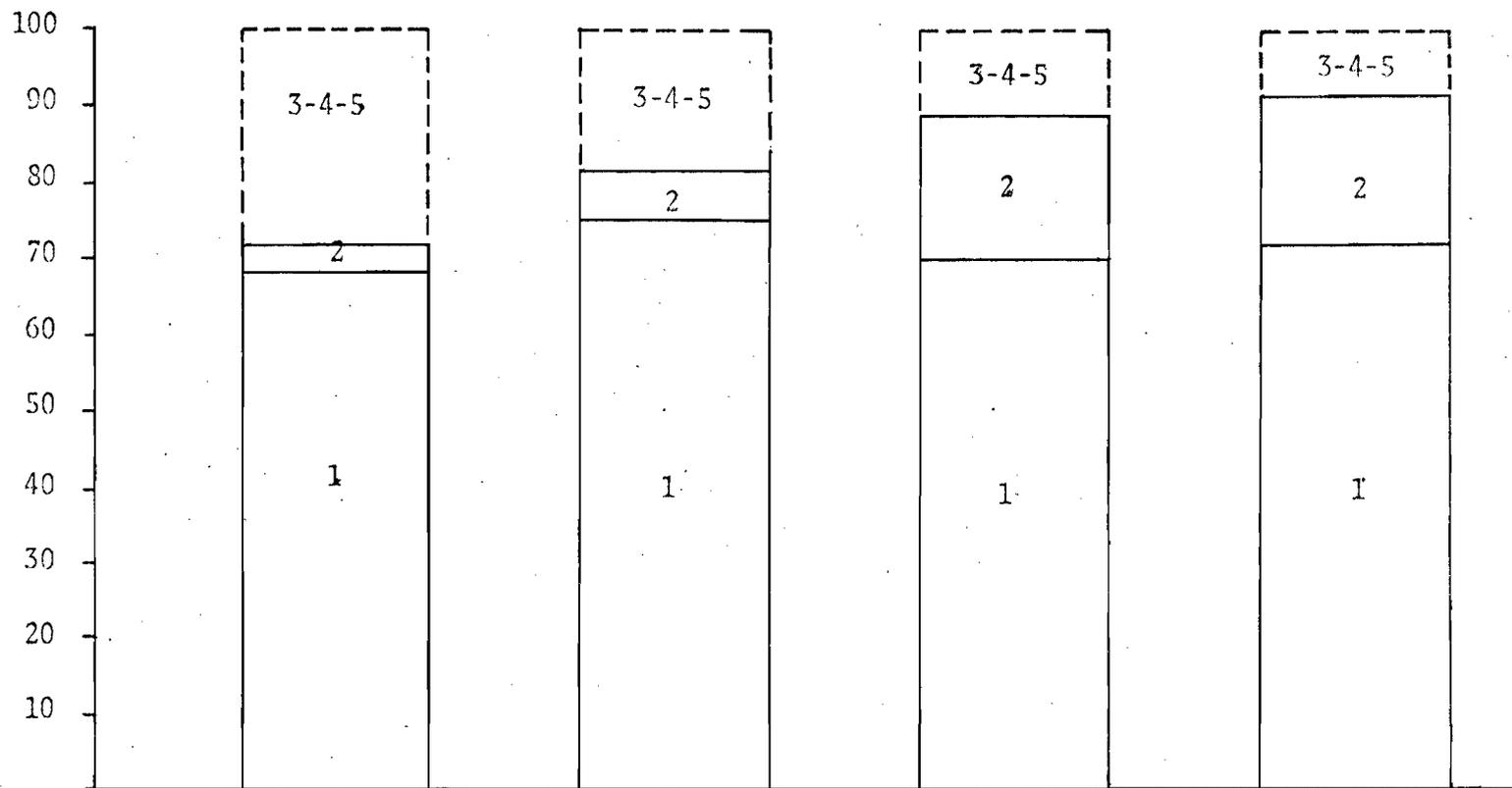
Hasta hace poco tiempo, la transmisión de energía eléctrica en grandes cantidades a largas distancias del lugar de su generación constituía un freno al desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos.

Recién cuando la tecnología pone al alcance de las realizaciones, la transmisión de energía eléctrica en corriente alterna da a tensiones de los 500/765 kV las líneas de transmisión, llegan sin mayores problemas a los 1.500 kilómetros, esperándose superar estas distancias hasta 2.400 kilómetros, transmitiendo en corriente continua a tensiones de 1.500 kV.

En el cuadro n° 3 puede apreciarse la participación que han tenido las distintas fuentes y sus variaciones en los años 1950-

CUADRO N° 3
PARTICIPACION DE LAS DISTINTAS FUENTES

Tonel. equiv. a petróleo 10.500 c



	1950		1960		1970		1972	
1 - DERIV. PETROLEO	68,4		75,0		70,8		71,3	
2 - GAS NATURAL	<u>3,7</u>	72,1	<u>6,8</u>	81,8	<u>17,8</u>	88,6	<u>19,3</u>	90,6
3 - COM. SOLID. MIN.	10,0		4,9		3,0		2,4	
4 - COM. VEGETALES	<u>17,5</u>	27,5	<u>11,8</u>	16,7	<u>7,1</u>	10,1	<u>5,8</u>	8,2
5 - HIDROELECTRIC.	<u>0,4</u>	0,4	<u>1,5</u>	1,5	<u>1,3</u>	1,3	<u>1,2</u>	1,2
		100,0		100,0		100,0		100,0

1960 - 1970 y 1972 destacándose la extraordinaria incidencia de los derivados del petróleo y del gas que representan el 90,6 % del balance energético nacional.

Como puede observarse, la mayoría del consumo energético del país, se base en el petróleo y sus derivados y en el gas natural, siendo muy bajo el consumo de las restantes formas de energía que en su conjunto llegan al 9,4 % del total según el siguiente detalle:

COMBUSTIBLES SOLIDOS MINERALES	2,4 %
COMBUSTIBLES VEGETALES	5,8 %
HIDROELECTRICIDAD	1,2 %

De las evaluaciones efectuadas puede concluirse que:

a) Actualmente existe en el país una estructura del consumo energético totalmente inversa a la estructura del potencial de recursos conocidos de las distintas fuentes de energía.

b) La situación expresada en a) se ve agravada por el excesivo consumo de las fuentes perecederas y escasas, como el petróleo y el gas y el desaprovechamiento de aquellas fuentes renovables como la hidroelectricidad.

c) Frente a las posibilidades que ofrece el uso del carbón mineral y la núcleo electricidad, es importante determinar las prioridades y la participación, que tendrá cada una de las fuentes de energía, de acuerdo a la proyección de la demanda energética futura.

d) Considerando las urgentes inversiones que significan, la ejecución de las obras necesarias para la explotación comercial de las distintas fuentes, deben efectuarse en forma urgente y coordinada los estudios correspondientes para lograr la optimización de los rendimientos.

CONSUMO ENERGETICO POR HABITANTE

Corresponde destacar que el consumo promedio de energía

por habitante, en el país aumentó entre los años 1960 y 1970 en el 42 % pasando de 0,891 a 1,265 toneladas equivalente a petróleo de 10.500 calorías.

Esta cifra es ligeramente menor, que el promedio mundial que se estima en el orden de las 1,400 toneladas por habitante, pero muy inferior al consumo de los países desarrollados, como puede apreciarse en las siguientes cifras:

INDICE ARGENTINA 1970 = 100	PAIS	CONSUMO POR HABITANTE TON.EQUIV.PETROLEO DE 10.500 CAL.
100	ARGENTINA	1,265
110	MUNDIAL	1,400
154	ITALIA	1,950
186	JAPON	2,350
217	FRANCIA	2,750
257	URSS	3,250
308	INGLATERRA	3,900
312	AUSTRALIA	3,950
520	CANADA	6,580
640	EEUU	8,100

Si se tiene presente que de acuerdo a lo ya expresado los derivados del petróleo y el gas representan el 90,6 % del total del consumo, nuevamente se pone en evidencia la distorsión en el consumo por habitante que llega así a más de 1.100 kilogramos de hidrocarburos, casi el doble del promedio de América Latina y más de un 30 % superior al promedio mundial.

Es decir que el incremento en el consumo de energía en la Argentina, se ha efectuado sobre la base de un intensivo aprovechamiento de los hidrocarburos, sin tener en cuenta que el país tiene petróleo, pero no es un país petrolero, como se verá al analizar

Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

la parte de los recursos disponible reconocidos de cada fuente primaria de energía.

VINCULACION DEL CONSUMO ENERGETICO CON EL PRODUCTO BRUTO INTERNO

En el cuadro N° 4 puede apreciarse la evolución del consumo energético y el PBI. tomando el período 1950 a 1970 determinándose para cada año el consumo energético expresado en kilogramos equivalentes a petróleo de 10.500 calorías por cada 1.000 pesos de producto bruto.

Resulta evidente que el desarrollo económico esta directamente vinculado al consumo energético; por ello al estimar la demanda de combustibles debemos tener presente las tasas de crecimiento previstas para el PBI en cuanto a la expansión regular del consumo.

Para apreciar la relación porcentual del PBI y el consumo energético tomando como base el año 1960 se ha confeccionado el cuadro N° 5 que refleja las variaciones entre ambos índices y su interrelación, siendo visible la trayectoria paralela de los mismos.

CONSUMO ACTUAL Y SU RELACION CON LOS RECURSOS DISPONIBLE RECONOCIDOS

Se estima conveniente efectuar un somero análisis de la relación, consumo-recursos reconocidos de cada fuente para demostrar la necesidad de incrementar al máximo el desarrollo de la hidroelectricidad y la utilización del gas y del carbón mineral, en un ponderable esfuerzo por disminuir la utilización del petróleo y sus derivados como combustibles.

CUADRO N° 4

CONSUMO ENERGETICO EN RELACION AL PBI

AÑO	CONSUMO ENERGETICO	PRODUCTO BRUTO INTERNO	CONSUMO ENERGETICO POR CADA \$ 1.000 DE PRODUCTO BRUTO INTERNO
	miles de t.e.p.	millones de pesos de 1960	kg.e.p.
1950	12.392,5	7.487,19	1.655,2
1951	12.444,2	7.779,03	1.599,7
1952	13.104,5	7.386,56	1.774,1
1953	13.270,8	7.789,09	1.703,8
1954	13.896,5	8.101,06	1.715,4
1955	14.830,5	8.684,74	1.707,6
1956	15.892,1	8.926,26	1.780,4
1957	16.650,4	9.379,12	1.775,3
1958	17.368,2	9.972,86	1.741,5
1959	16.751,1	9.319,74	1.797,4
1960	17.756,0	10.633,43	1.764,4
1961	19.471,6	10.077,93	1.932,1
1962	20.188,1	10.596,79	1.905,1
1963	20.346,8	10.345,21	1.966,8
1964	21.994,1	11.421,99	1.921,2
1965	23.595,0	12.468,59	1.892,4
1966	24.309,0	12.559,16	1.935,6
1967	24.715,3	12.871,13	1.920,2
1968	25.943,8	13.464,87	1.926,8
1969	28.080,4	14.531,59	1.932,4
1970	29.369,0	15.229,00	1.928,5

CUADRO N° 5

EVOLUCION DEL PBI Y DEL CONSUMO ENERGETICO TOTAL

AÑO	INDICE base 1960 = 100		Variación (1)	
	PRODUCTO BRUTO INTERNO	CONSUMO ENERGETICO	PRODUCTO BRUTO INTERNO	CONSUMO ENERGETICO
	Indice base 1960 = 100		porcentajes	
1950	74,4	69,8	-.-	-.-
1951	77,3	70,1	3,9	0,4
1952	73,4	73,8	- 5,0	5,3
1953	77,4	74,7	5,4	1,3
1954	80,5	78,3	4,0	4,7
1955	86,3	83,5	7,2	6,7
1956	88,7	89,5	2,8	7,2
1957	93,2	93,8	5,1	4,8
1958	99,1	97,8	6,3	4,3
1959	92,6	94,3	- 6,6	- 3,6
1960	100,0	100,0	7,9	6,0
1961	107,1	109,7	7,1	9,7
1962	105,3	113,7	- 1,7	3,6
1963	102,8	114,6	- 2,4	0,8
1964	113,5	123,9	10,4	8,1
1965	123,9	132,9	9,2	7,3
1966	124,8	136,9	0,7	3,0
1967	127,9	139,2	2,5	1,7
1968	133,8	146,1	4,6	5,0
1969	144,4	158,2	7,9	8,3
1970	151,3	165,4	4,8	4,6

(1) Con respecto al año anterior.

PETROLEO

Queda dicho que en nuestro país el petróleo y sus derivados constituyen la fuente energética más utilizada, integrando el 90,6 % del total del consumo, destacándose entre las causas que han contribuido a esta preferencia las siguientes:

- a) Las características propias de estos combustibles, su mayor poder calórico, la comodidad de su manipuleo y almacenaje, elementos de suma importancia en la incidencia de los costos de las actividades que los utilizan.
- b) En el caso de los servicios públicos de generación de energía eléctrica, el tipo de las instalaciones con quemadores a fuel oil a gas oil y el subsidio en el precio de estos productos con ese destino.
- c) La falta de una política oficial coherente y sostenida que oriente los consumos hacia las fuentes de energía cuyas reservas reconocidas permiten alentar un abastecimiento asegurado por un considerable número de años.

En atención a la mayor rentabilidad en la utilización del petróleo como materia prima para la petroquímica, logrando una gama de subproductos que sustituyen importaciones, debe evitarse su empleo en aquellas actividades donde puede ser sustituido por otra fuente de energía.

Las reservas de petróleo al 31 de diciembre de 1971 fueron estimadas oficialmente en 392 millones de metros cúbicos de los cuales 205 millones de m³ son por extracción primaria y 187 millones de m³ por recuperación secundaria.

Corresponde aclarar que la importante cantidad a extraer por recuperación secundaria no significa descubrimiento de nuevos yacimientos, sino la estimación adicional de petróleo a recuperar de los yacimientos existentes, ya sea por inyección de agua a presión u otros métodos adecuados según los casos.

De mantenerse el ritmo actual del crecimiento del consumo, que de acuerdo a su vinculación con el desarrollo del país resulta

conveniente, las reservas de petróleo estimadas permiten anticipar que las mismas, habrán de alcanzar según el índice de su utilización aproximadamente solo para quince años, lo que significa que es de suma urgencia ampliar al máximo la exploración que permita determinar la existencia de otras reservas.

El horizonte de la exploración petrolera en el país es sumamente amplio, con superficies de cuencas sedimentarias presuntamente petroleras del orden de 1.300.000 kilómetros cuadrados en territorio y 1.000.000 de kilómetros cuadrados en la plataforma continental submarina, cuencas que no están debidamente exploradas, manteniéndose así la incógnita de nuestro potencial y de la posibilidad de establecer la adecuada política de exploración de estos recursos.

De no lograrse a breve término incorporar nuevas reservas de petróleo a las ya reconocidas, el país habrá de embarcarse en significativas importaciones de este combustible, con el consiguiente drenaje de divisas, máxime si se tiene en cuenta la tendencia alcista del precio internacional del petróleo.

Al desequilibrio en la balanza de pagos que habrá de significar una importación masiva de petróleo, debemos agregar la inseguridad de un abastecimiento externo de tal magnitud, proveniente de fuentes susceptibles de ser afectadas, por conflictos internacionales que traería aparejada prácticamente la paralización de la mayor parte de la actividad económica del país.

GAS

El incremento operado en el consumo de gas natural y gas licuado en los últimos años ha sido realmente notable, habiendo desplazado al gas manufacturado o gas de hulla y a otras fuentes de energía, como el carbón vegetal, la leña, la electricidad y el kerosene etc. en uso doméstico y al fuel oil o gas oil en el uso industrial.

Son causas principales de esta tendencia el hecho que este

combustible posee un elevado poder calórico de hasta 9.300 calorías por m³ de muy fácil utilización y manejo y no requiere instalaciones para su almacenaje, cuando es provisto por redes de la empresa distribuidora.

La incorporación del gasoducto Campo Durán (Salta) Buenos Aires, en el año 1960 significó el punto de partida de la gran expansión del consumo de gas por redes, de 9.300 calorías, que pasa de 695 millones de m³ a 3.409 millones de m³ en el año 1965, en que se procede a la habilitación del gasoducto Pico Truncado (Santa Cruz) Buenos Aires, llegándose a 5.156 millones de m³ en el año 1970 que se incorpora a la red el gasoducto Colonia Catriel - Bahía Blanca totalizando en 1972 los 5.602,1 millones de m³.

La distribución del consumo por tipo de usuario respondió a los siguientes valores:

	millones de m ³ <u>de 9300 c.</u>	<u>%</u>
Uso doméstico	1.122,6	20,0
Uso comercial	195,4	3,5
Uso industrial	2.935,8	52,4
Uso centrales eléctricas	1.216,8	21,7
Uso Sector público	<u>131,5</u>	<u>2,4</u>
T O T A L	<u><u>5.602,1</u></u>	<u><u>100,0</u></u>

En un mercado consumidor como el gas natural por redes, donde la demanda supera la oferta, la venta es una consecuencia de la disponibilidad del producto.

El consumo no refleja lo que el mercado esta capacitado, para absorber, por cuanto al no haber sido nunca satisfecho la totalidad de los pedidos y existir una considerable cantidad de usuarios sin conectar a la red, subsiste la incógnita con respecto a su real capacidad de consumo.

Las reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 1971 ascienden aproximadamente a 215.000 millones de m³ siendo de

destacar las cuencas neuquinas con 64.000 millones de m³ y las de Santa Cruz con 73.000 millones de m³, fuentes convenientemente vinculadas a los grandes centros consumidores por gasoductos que permiten el fácil transporte del producto.

El contrato oportunamente suscripto con la República de Bolivia permite la utilización de las reservas de los yacimientos situados en la cuenca cruceña, estimándose una reserva de 43.000 millones de m³, aclarándose que este producto importado, implicará un gasto de divisas, pues el suministro es pagadero en dólares.

Estas reservas permiten estimar, supuesto un crecimiento del consumo no superior al 10 % anual, que las mismas habrán de permitir el abastecimiento del mercado durante 25 o 30 años.

CARBON MINERAL

En el año 1972 las ventas de carbón nacional superaron las 750.000 toneladas, siendo las empresas de electricidad, las principales consumidoras, estando su comercialización en manos de la empresa estatal Yacimientos Carboníferos Fiscales, que se encuentra actualmente empeñada en lograr un impulso que le permita incrementar considerablemente la explotación de la Mina de Río Turbio, mediante la formación de sociedades mixtas con mayoría estatal y firmas del exterior que aportarían tecnología y maquinaria adecuada para una extracción masiva.

El total estimado de las reservas en carbón bruto asciende a 236 millones de toneladas equivalentes a patrón de 10.500 calorías considerándose posible incrementar la producción anual, mediante una adecuada racionalización en la explotación, ampliando y perfeccionando la capacidad operativa de la empresa.

Como ya quedó expresado la contribución actual del carbón mineral al Balance Energético Nacional es solo de 2,4 % del total.

COMBUSTIBLES VEGETALES

Como ya se expresara anteriormente la utilización de estos combustibles, ha declinado notablemente estimándose que actualmente contribuyen con el 5,8 % del total de energía equivalente en toneladas de petróleo de 10.500 calorías.

Los principales combustibles vegetales utilizados son la leña con el 50 %, el carbón de leña con el 15 % y los residuos vegetales con 35 %, bagazo, cáscara de arroz, girasol, marlo etc.

HIDROELECTRICIDAD

La potencia total instalada en el país es del orden de los 915.000 kW. con una generación media anual de 1.502.000 MWh. o sea aproximadamente el 1,2 % del total de energía equivalente en toneladas de petróleo de 10.500 calorías.

El total del potencial hidroeléctrico de la República Argentina excluyendo la posible utilización de la energía producida por diferencia en las mareas, se estima actualmente en 44.949 MW con una capacidad de generación anual de 172.526 GWh. es decir que la utilización actual es menor del 2 % en ambos casos.

En el capítulo siguiente dedicado al potencial hidroeléctrico argentino y al aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos nacionales o internacionales, se analizará en detalle este aspecto, tan importante como fuente renovable de energía primaria.

ENERGIA NUCLEAR

Según el organismo Internacional de Energía Atómica en el año 2.000 habrá aproximadamente 4.000.000 de MW nucleares, lo que representará el 60% del total de la potencia eléctrica instalada en el mundo.

En el gráfico N° 6 puede apreciarse la evolución habida desde 1957 que con 10 reactores instalados en 4 países se pasa a 1978 con 329 reactores en 25 países totalizando 189.743 MW. de potencia instalada.

El detalle por país del gráfico N° 7 muestra que solo la Argentina con dos centrales y Brasil con una central serán los dos únicos países Sudamericanos que dispondrán este tipo de fuente energética.

El componente básico de una central nuclear es el reactor en él se transforma la materia combustible nuclear - uranio natural o uranio enriquecido - en calor, el que a su vez se utiliza para producir vapor.

Este último al igual que en las centrales termoeléctricas convencionales, es el que acciona las turbinas acopladas a los alternadores o generadores que producen la energía eléctrica.

Los reactores que operan con uranio natural utilizan agua pesada, cuya tecnología de producción no es secreta y puede ser producida en el país y los reactores a uranio enriquecido funcionan con agua natural.

El reactor uranio natural -agua pesada, ha sido desarrollada principalmente por Canadá, país que continúa manteniéndose en esa línea. India, después de haber instalado dos reactores a uranio enriquecido, ha volcado sus esfuerzos a la línea de uranio natural.

Nuestro país acaba de suscribir con las empresas Atomic Energy of Canada Limited e Italmimpianti Societa Italiana un contrato para construir, instalar y entregar funcionando una central nuclear de 600.000 kW operada con uranio natural y agua pesada, en la Provincia de Córdoba, embalse Río Tercero.

Con la Central Nuclear de Atucha ubicada en el partido de Zárate Provincia de Buenos Aires, que también opera con uranio natural y agua pesada con una potencia de 320.000 kW., en el año 1980 el país tendría una potencia nuclear instalada de 920.000 kW. que pro-

CUADRO N° 6

EVOLUCION DE LOS REACTORES NUCLEARES

AÑO	N° DE PAISES	N° DE REACTORES	POTENCIA MW
1957	4	10	200
1962	8	40	3.000
1967	11	80	10.000
1972	17	150	50.000
1978	25	329	189.743

CUADRO N° 7

REACTORES EN OPERACION - AÑO 1978

(Estimado)

P A I S	N° DE REACTORES	POTENCIA MW
ARGENTINA	2	920
AUSTRIA	1	692
BELGICA	4	1.660
BRASIL	1	600
BULGARIA	2	880
CANADA	11	5.520
COREA	1	564
CHECOSLOVAQUIA	3	920
ESPAÑA	11	7.603
ESTADOS UNIDOS	123	98.520
FINALANDIA	3	1.480
FRANCIA	12	3.733
GRAN BRETAÑA	40	11.455
HOLANDA	2	502
INDIA	6	1.180
ITALIA	5	1.387
JAPON	29	18.076
MEJICO	1	600
PAQUISTAN	1	125
REP. FEDERAL ALEMANA	25	13.808
SUD AFRICA	1	500
SUECIA	9	5.752
SUIZA	5	2.656
UNION SOVIETICA	30	10.009
YUGOSLAVIA	1	600
25 PAISES	329	189.743

ducirían una energía de base del orden de los 7.800 millones de kWh por año.

La principal conveniencia para el país de utilizar para sus centrales nucleares, uranio natural, es que posee este mineral y se lo puede extraer y procesar en la Argentina.

La ventaja del uranio enriquecido se debe fundamentalmente a que el costo unitario de producción del kWh es menor en un 10% y a que el costo de instalación del reactor, es también inferior en un 25% respecto del reactor a uranio natural, pero ofrece el inconveniente de la materia prima utilizada que debe ser adquirida en el extranjero, siendo los Estados Unidos actualmente, el único proveedor en escala comercial.

De acuerdo a la clasificación adoptada por la Comisión Nacional de Energía Atómica, las reservas nacionales de uranio, razonablemente aseguradas y recursos adicionales posibles se estima en más de 770 millones de toneladas equivalentes a petróleo de 10.500 calorías.

Considerando la importancia del tema y no obstante la apurada síntesis expuesta, sobre cada una de las fuentes de energía y la estructura del consumo, se estima de gran utilidad efectuar un balance general energético de la utilización actual de cada fuente y su proyección futura en relación a los recursos disponibles reconocidos.

I - CONSUMO ENERGETICO DE LA REPUBLICA ARGENTINA

AÑO 1972	Miles de toneladas equivalentes a petróleo de 10.500 calorías	%
PETROLEO Y DERIVADOS	23.281,2	71,3
GAS	6.309,6	19,3
COMB. VEGETALES	1.876,7	5,8
CARBON MINERAL	<u>766,9</u>	<u>2,4</u>
	32.234,4	99,8
HIDROELECTRICIDAD	<u>399,7</u>	<u>1,2</u>
	<u><u>32.634,1</u></u>	<u><u>100,0</u></u>

II - RECURSOS ESTIMADOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA

<u>RECONOCIDOS</u>	Miles de toneladas equivalentes a petróleo de 10.500 calorías	%
PETROLEO	392.000	14,9
GAS	190.000	7,2
COM. VEGETALES	45.000	1,8
CARBON MINERAL	<u>236.000</u>	<u>9,0</u>
	863.000	32,9
(1) URANIO	772.045	29,4
(2) HIDROELECTRICIDAD	<u>988.570</u>	<u>37,7</u>
	<u><u>2.623.615</u></u>	<u><u>100,0</u></u>

(1) De acuerdo a la clasificación de la Comisión Nacional de Energía Atómica, se incluyen reservas y recursos razonablemente posibles.

(2) Para comparar los recursos hidroeléctricos, que son renovables, con las otras fuentes de energía, que son recursos perecederos, se consideró la energía hidroeléctrica obtenible durante un período de veinte años.

CONSUMOS Y RECURSOS ENERGETICOS

Para confeccionar los guarismos indicados en I y II se ha utilizado la información disponible hasta la fecha, para cada una de las fuentes de energía y se realizaron estimaciones para obtener los valores generales consignados, con las limitaciones que se señalan a continuación.

La primera dificultad que se presenta al tratar de comparar recursos renovables con recursos agotables, es determinar para los primeros un valor comparable con los perecederos, en el perio-

do de planeamiento que se considera.

Por ello para determinar los recursos hidroeléctricos se adoptó, el uso total de los recursos inventariados hasta el presente, durante un período de veinte años, período que se considera suficiente para la tesis sostenida en este trabajo.

Con respecto a los recursos hidroeléctricos, técnica y económicamente aprovechables, se debe destacar que al intensificarse su investigación se ampliará el catálogo de posibles aprovechamientos, con lo cual la cantidad de estos recursos seguramente se ha de incrementar.

Se han incluido como recursos de petróleo y gas a aquellos que se tiene conocimiento de su existencia a través de los estudios elaborados por Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado, incluyéndose en petróleo la recuperación secundaria. Se estima que de incrementarse el esfuerzo en la exploración, estos valores han de aumentarse correlativamente.

Como reservas de uranio se han incluido las tres categorías en que la Comisión Nacional de Energía Atómica, clasifica tales recursos, es decir las reservas comprobadas, los recursos razonablemente asegurados y los adicionales posibles. Cabe también en esta fuente la posibilidad de incrementar el total de reservas mediante mayor exploración y estudios mineros.

Para los combustibles vegetales se ha realizado una estimación en forma general. Su incidencia no es de gran importancia en el total del balance energético y su producción puede incrementarse si así fuera necesario.

Con respecto al consumo actual puede observarse que la mayoría del consumo energético del país se basa en el petróleo y el gas natural representando ambos el 90,6 % del total, siendo excesivamente bajos los consumos de las restantes formas de energía.

A pesar de las limitaciones sobre el valor cuantitativo de los recursos de las distintas fuentes primaria de energía, puede

con toda evidencia concluirse, que existe una estructura del consumo totalmente inversa a la estructura del potencia energético nacional y esta situación resulta aún más grave, por el desaprovechamiento del recurso renovable.

Ante un 37,7% de reservas hidroeléctricas, su aprovechamiento actual es del 1,2% mientras que para un 22,1% de recursos en petróleo y gas, su utilización actual es del 90,6%.

Hecho el análisis precedente con respecto al total del panorama energético nacional en el capítulo siguiente se ha de considerar el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico.

En el total del país sobre el 100% de recursos potenciales conocidos, solo se utiliza el 2% en MW de potencia eléctrica instalada y el 0,83% en generación de GWh de electricidad. Si se consideran las obras actualmente en construcción pertenecientes al Complejo El Chocón Cerros Colorados estos valores se elevarán para el año 1977 al 5,7% y al 3,7% respectivamente.

Esto último se bien representa una mejora, dista mucho de tener significación, si no se inicia en forma inmediata, la construcción de los otros grandes aprovechamientos hidroeléctricos disponibles en el país.-

-----000000000-----

CAPITULO IIPOTENCIAL HIDROELECTRICO ARGENTINOINTRODUCCION

Cuenca significa "territorio rodeado de alturas cuyas aguas afluyen todas a un mismo río, lago o mar", o en inglés "basin", toda la zona drenada por un río o sus tributarios, siendo su límite geográfico la línea que divide las aguas, la cual es consecuencia de movimientos geológicos o de arrastres de las mismas aguas.

Para algunos pueblos la división de las aguas es su límite; para otros es un elemento de solidaridad y unión. El "divortium aquarum" concepto universal, es el límite entre nuestro país y la República de Chile.

Las aguas de los tres grandes afluentes del Río de la Plata, nos unen con nuestros vecinos. Para promover el desarrollo de una cuenca, el elemento principal a disposición del hombre es el agua, pero respetando las leyes naturales, es decir, no desviarla, agotarla o alterarla.

La cantidad de agua en el mundo es abundante, pero un 97% es salada, un 2 % está congelada y solo 1 % es dulce y libre para poder ser utilizada por el hombre, para su alimentación, para riego y alimento de los animales, para las industrias y las máquinas productoras de energía eléctrica.

La demanda de agua en el mundo se estima habrá de duplicarse en 20 años y ya se gastan muchas calorías en licuar el hielo y en desalinizar las aguas de los mares.

El agua es una gran riqueza, dada por la naturaleza, pero en nuestro país no se aprovecha en la medida que sus posibilidades lo permiten; ella genera energía y hace girar las turbinas que son un elemento multiplicador de la economía del país y un

ahorro de divisas.

Su utilización como fuente de energía hidroeléctrica en grandes cantidades, permitirá economizar petróleo y evitará el agotamiento de nuestros yacimientos o permitirá destinarlos a la petroquímica con resultados mucho más beneficioso para la economía general del país.

Ordenar y aprovechar el agua es hacer obra de verdadero desarrollo del país, es poner al servicio del hombre los bienes y las fuerzas de la naturaleza, es movilizar riquezas que son impercederas y asegurar una renta permanente.

Es multiplicar el rendimiento del agro, una de las bases de nuestra riqueza potencial en la producción de alimentos, que tanto habrá de necesitar el mundo del mañana como consecuencia del notable aumento de su población.

OBJETIVOS MULTIPLES

El embalse de las aguas tiene objetivos múltiples de los cuales podemos principalmente indicar:

- 1) Control de las crecidas de los ríos.
- 2) Aumento de la superficie regable.
- 3) Provisión de agua para uso de las poblaciones.
- 4) Generación de energía eléctrica.
- 5) Asegurar la continuidad de la navegación.
- 6) Desarrollar, el turismo, la pesca y los deportes náuticos.
- 7) Recoger, controlar y evacuar los residuos urbanos.

Cuanto más se analiza el potencial hídrico argentino, más se comprende que nuestro porvenir inmediato debe fundarse en una severa economía de producción y en la explotación intensa en las próximas décadas de las fuentes primarias de energía que representa el aprovechamiento del caudal de sus ríos.

Anualmente cuando se analiza el aumento del P.B.I. no

se aprecia en su verdadera magnitud, la importancia de las divisas utilizadas para importar petróleo, que quemamos, junto con el petróleo nacional que extraemos a un ritmo, que de acuerdo a las reservas cubicadas, agotarán nuestros yacimientos, como quedó expresado en el capítulo anterior.

En cambio, de nuestros ríos interiores solo obtenemos el 1,2 % del consumo energético nacional, expresado en toneladas equivalentes de petróleo de 10.500 calorías, representando el petróleo y el gas el 90,6 % y el carbón mineral y los combustibles vegetales el 8,2 % del total.

Ninguna energía nos rinde el Río de la Plata, ni sus afluentes, aunque la utilización de esta importante cuenca litoral podría evitarnos gran parte del consumo de petróleo, que resulta tan oneroso para el país.

Debemos reconocer que la combustión hasta ahora ha sido una obsesión nacional, unas veces por comodidad, otras por urgencia, invocándose que la obra hidráulica es lenta en su proyecto y ejecución, y el constante aumento de la demanda requiere una inmediata solución.

Resulta evidente que al petróleo se lo aprecia en la Argentina, para consumirlo, no para cuidarlo a aprovecharlo más convenientemente, nuestros yacimientos explotados hasta ahora, son de bajos rendimientos promedios, 7 m³ por día, cuando hay países cuyos pozos rienden entre 1.400 y 2.100 m³ de producción promedio por día.

La razón es conocida, nuestro país tiene petróleo, pero no es un país petrolero, el futuro dirá si la exploración nos demuestra lo contrario. Mientras tanto, el considerable aumento del precio mundial del petróleo, que pasó de 25 dólares el m³ a 95 dólares el m³ agudiza el problema y magnifica la necesidad de utilizar al máximo nuestro potencial hidroeléctrico.

El consumo energético argentino, sigue hasta ahora pri-

sionero del petróleo, nada gana el país si lo que se quema son hidrocarburos nuestros, porque son caros y porque se agotarán pronto, de acuerdo a las reservas conocidas y cuando son importados, el drenaje de divisas influye desfavorablemente en nuestra balanza comercial.

Si logramos sustituir el consumo del petróleo como combustible, para dedicarlo a usos petroquímicos, no solo mejorará el resultado de nuestra balanza comercial, sino que evitaremos cambiar cereales y carnes, por petróleo para quemar, como sucede actualmente.

Nuestra decisión de llevar a la práctica el máximo aprovechamiento hidroeléctrico, no puede demorarse, pues en tal caso muchas industrias y consumos actuales podrán sufrir serias consecuencias, porque el petróleo continuará agotándose y la provisión exterior resultará más cara y difícil cada día.

FUENTES HIDRICAS

Las disponibilidades hídricas superficiales de la República Argentina, pueden estimarse en algo más de 680.000 millones de metros cúbicos anuales, distribuidos en forma irregular en su territorio a saber, zona litoral 82 %, zona árida y semiárida del centro-oeste 5 % zona sur patagónica 13 % en relación directa con la intensidad y distribución de las precipitaciones pluviales.

Cabe admitir en el país la existencia de seis Cuencas hídricas perfectamente definidas, en función de las fuentes que las alimentan, los regímenes de los ríos que la atraviesan y las características de las zonas que las integran.

Las cuencas en que se divide el país son las siguientes:

1 - CUENCA DEL PLATA

Esta situada en la parte norte, noreste y centro-este

de la República, siendo los ríos que pertenecen a esta cuenca: PARANA, URUGUAY, IGUAZU, PILCOMAYO, BERMEJO, PASAJE O JURAMENTO Y CARCARAÑA.

2 - CUENCA MEDITERRANEA

Ocupa la parte centro-oeste de la República, sus ríos nacen y terminan en territorio argentino, sin desagüe al mar, y los principales son: ROSARIO DE LA FRONTERA U HORCONES, SALI, DULCE, PRIMERO, SEGUNDO y QUINTO y todos desaguan generalmente formando lagunas o esteros.

3 - CUENCA CUYANA Y DEL RIO COLORADO

Ocupa la parte oeste de la República, sus ríos principales son: JACHAL, SAN JUAN, MENDOZA, TUNUYAN, DIAMANTE y ATUEL, afluentes del Río DESAGUADERO, así como los ríos GRANDE Y BARRANCAS afluentes del RIO COLORADO.

4 - CUENCA PAMPEANA

Ocupa parte de las provincias de la Pampa y Buenos Aires, sus principales ríos son: GRANDE, QUEQUEN y SAUCE CHICO, se trata de caudales de escasa pendiente de origen netamente pluvial, que desembocan en el mar.

5 - CUENCA PATAGONICA CON VERTIENTE AL PACIFICO

Ocupa varias franjas angostas que se apoyan en la Cordillera de los Andes, la primera situada en el centro-oeste de la provincia de Neuquén; la segunda al oeste de las provincias de Río Negro y Chubut; la tercera al oeste de la provincia de Santa Cruz,

y la cuarta en el Territorio de Tierra del Fuego. Sus principales ríos son FUTALEUFU, CARRÉN LEUFU, EPUYEN y MANSO.

6 - CUENCA PATAGÓNICA CON VERTIENTE AL ATLÁNTICO

Ocupa la parte sud del país, al este del cordón Andino y sus principales ríos son el LIMAY, NEUQUÉN, NEGRO, CHUBUT, SENGUERR, DESEADO, CHICO y SANTA CRUZ.

Considerando que la finalidad de este trabajo es analizar las posibilidades hidroeléctricas del país mediante la utilización de los caudales disponibles, no se estima práctico una detallada descripción de las características hídricas de los ríos que integran cada cuenca, magnitud de sus derrames, extensión de su área tributaria, longitud de su curso, importancia de sus desniveles como salto de agua etc. por cuanto, haría sumamente extenso su tratamiento, y dediosa su lectura. Por otra parte son temas que pueden ser consultados en un buen manual de geografía económica argentina.

RECURSOS HIDROELECTRICOS

Con respecto al tema, desarrollado en esta tesis, resulta conveniente resumir, los recursos hidroeléctricos de cada una de las cuencas, considerando, no solo la potencia que puede ser instalada, sino también la cantidad de energía eléctrica que se puede generar considerando las características del aprovechamiento que puede instalarse.

Debe aclararse al respecto que el estudio de un inventario hidroeléctrico se efectúa, con la información disponible al momento de su realización, pero que la experiencia demuestra que a medida que se avanza, en el estudio de las localizaciones de los aprovechamientos y su factibilidad técnica, se optimiza el

grado de utilización, incrementándose no solo la potencia factible de instalar si no también la generación de energía eléctrica que puede producirse.

Así, el último inventario del potencial hidroeléctrico del país, realizado en el año 1972 arrojó los siguientes guarismos:

Total de recursos disponibles medidos en potencia a instalar:	44.949 MW
Total de energía eléctrica posible generar anualmente	172.526 GWh

Si comparamos el inventario estimado de los recursos disponibles con los valores del aprovechamiento hidroeléctrico en el año 1972 tendremos:

	Recursos disponibles	Aprovechamiento S.P.	%
Potencia en MW	44.949	890,6	1,98
Generación energía eléctrica en GWh anuales	172.526	1.436,1	0,83

Del análisis de las cifras consignadas puede apreciarse que en 1972, solo había instalado menos del 2% de la potencia de recursos disponibles estimados y que la generación de energía representaba menos del 1 % del aprovechamiento posible.

Con la incorporación de las dos turbinas de 200 MW instaladas en El Chocón que ya operan en el año 1973 dichos porcentajes pasan al 2,87 % en la potencia y 1,78 % en la generación.

En el año 1977 fecha estimada para la terminación del Complejo El Chocón Cerros Colorados, la incorporación de los 1.650 MW de potencia con una generación anual estimada de 4.895 GWh. dichos porcentajes llegarán a 5,65 % y 3,67 % respectivamente.

Puede apreciarse, que a pesar de representar la incorporación de la producción del Complejo El Chocón Cerros Colorados al Balance de Energía Eléctrica el 21,67 % de la potencia total

instalada en el país y el 19,33 % de la generación total actual, la desproporción entre el potencial hidroeléctrico argentino y su aprovechamiento, -aún con el Complejo totalmente terminado- resulta realmente de mucha significación.

El Complejo El Chocón Cerros Colorados, con ser la primera obra hidroeléctrica de gran envergadura encarada en el país, solo representa el 3,66 % en MW de potencia de la cantidad disponible, y el 2,84 % de la generación posible estimada.

Estas cifras ponen de manifiesto la importancia que para el futuro del balance energético nacional, tiene encarar con decisión y firmeza la ejecución de las importantes obras hidroeléctricas nacionales o internacionales que integran el potencial argentino.

RECURSOS HIDROELECTRICOS ZONALES

Para verificar el grado de aprovechamiento hidroeléctrico de cada cuenca con relación a los recursos de potencia estimada para cada una, se incorpora el siguiente detalle:

C U E N C A	POTENCIA		
	RECURSO MW	UTILIZADO MW	%
DEL PLATA	24.217	89,0	0,37
MEDITERRANEA	731	176,6	24,16
CUYANA	6.684	356,4	5,33
PAMPEANA	12	0,3	2,50
PATAGONIA			
VERT. ATLANTICA	12.246	266,2	2,17
PATAGONIA			
VERT. PACIFICO	<u>1.059</u>	<u>2,1</u>	<u>0,20</u>
T O T A L	<u>44.949</u>	<u>890,6</u>	<u>1,98</u>

En valores absolutos, se aprecia que las cuencas CUYANA PATAGONICA, (vertiente Atlántica) y MEDITERRANEA, son las que pre

sentan los mayores aprovechamientos con un total de 799,2 MW, pero que en valores relativos son aprovechamientos de niveles sumamente bajos, no solo respecto del total disponible, si no aún dentro de las disponibilidades de cada una de las cuencas.

PRINCIPALES APROVECHAMIENTOS DE CADA CUENCA

En líneas generales el aprovechamiento de un recurso hídrico con fines energéticos, está condicionado a fenómenos topográficos, climáticos, de diseño, cálculo hidráulico y de estabilidad etc. Nuestros ríos aún los de mayor caudal tienen en general regímenes hidroeléctricos estacionales, de allí que sea necesario construir embalses, para retener las aguas en las épocas de abundante caudal.

Se estima conveniente un relevamiento de los principales aprovechamientos de cada cuenca indicándose el río o sistema, la central eléctrica, la estimación de la potencia expresada en MW y la energía estimada generar anualmente, expresada en GWh.

CUENCA DEL PLATA

<u>SISTEMA</u>	<u>CENTRAL</u>	<u>RECURSOS DE MAS DE 100 MW</u>	
		<u>POTENCIA</u> MW	<u>ENERGIA</u> GWh
BERMEJO	C. ORAN	180	900
	R. ZENTA	120	600
	R. PESCADO	150	600
	Z. DEL TIGRE	450	800
SALADO	C. CORRAL	100	500
	LA PUERTA	100	500
CARCARAÑA	RIO GRANDE	400	1.000
	PIEDRAS MORAS	100	400

<u>SISTEMA</u>	<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA</u> MW	<u>ENERGIA</u> GWh
PARANA	. APIPE - YACIRETA	1.050	8.000
	BELLA - VISTA	2.000)	
	ESQUINA	2.000)	47.000
	SANTA FE - PARANA	2.000)	
	. CORPUS	5.500	35.000
	PARANA MEDIO	4.000	30.000
URUGUAY	. SALTO GRANDE	1.500	6.000
	. RONCADOR	2.000	7.500
	. GARRUCHOS	1.100	5.000
	. SAN PEDRO	700	3.000
IBERA - PARANA	ITUZAINGO	1.500	6.000
CORRIENTES	CHAVARRIA	2.600	13.000
	ESQUINA 1 y 2	1.500	8.000
IGUAZU	. CATARATAS	800	6.000

Los aprovechamientos marcados con . son internacionales por lo tanto solo corresponde a la Argentina el 50 % de la potencia y de la energía eléctrica generada.

CUENCA MEDITERRANEA

<u>SISTEMA</u>	<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA</u>	<u>ENERGIA</u>
		MW	GWh
RIO SALI	HORCONES	30	65
	R.VIPOS	20	100
	R. ANGOSTURA	30	150
	R. MEDINA 1 y 2	100	350
	R. SOLCO	80	250
	P. VIEJO	20	100
RIO DULCE	R. HONDO	20	100
RIO LOS SAUCES	LA VIÑA 1 2 y 3	100	150

CUENCA CUYANARECURSOS DE MAS DE 50 MW

<u>SISTEMA</u>	<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA</u> MW	<u>ENERGIA</u> GWh
DESAGUADERO	LOS PATOS SUR	100	300
LOS PATOS	EL REFUGIO	60	200
	EL HORCAJO	70	250
	EL TONTAL	900	2.500
SAN JUAN	LAS HIGUERAS	100	400
	PUENTE ULLUN	60	200
MENDOZA	TUPUNGATO	100	400
	CORDON DEL PLATA	1.200	2.000
	LOS GATEADOS	120	500
TUNUYAN	POTRERILLOS	210	700
	SALINILLAS	120	500
	LA HORQUETA	150	600
	LOS BLACOS	250	850
	VALLE DEL UCO	120	500
DIAMANTE	LA CARPA	120	500
	EL DESFILADERO	100	400
	LA DESPRECIADA	60	200
	EL MEDANO	60	200
	EL PUESTO	60	200
	AGUA DEL TORO	130	500
	EL BAQUEANO	200	600
	LOS REYUNOS (1)	200	200
ATUEL SUPERIOR	LA MORENA	80	300
	EL SOSNEADO	200	600
	LOS POCITOS	60	200
ATUEL INFERIOR	NIHUIL (ampl.)	100	300
	VALLE GRANDE	100	300
COLORADO	HUELCHES	150	350

(1) Central de bombeo.

CUENCA PAMPEANARECURSOS DE MAS DE 10 MW

<u>SISTEMA</u>	<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA</u>	<u>ENERGIA</u>
		MW	GWh
RIO QUEQUEN	RIO QUEQUEN	12	87

CUENCA PATAGONICA - VERTIENTE ATLANTICARECURSOS DE MAS DE 100 MW

<u>SISTEMA</u>	<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA</u>	<u>ENERGIA</u>
		MW	GWh
LIMAY NEUQUEN	COMPLEJO EL CHOCON	1.650	4.895
	PIEDRA DE AGUILA	3.000	8.000
	ALICURA	1.000	3.500
COLLON CURA	RINCONADA	1.400	6.000
	CALEUFU		
LIMAY	ANGOSTURA	110	400
SANTA CRUZ	RIO LEONA	110	350
	CRUZ MEDIO	500	2.500
	CRUZ INFERIOR	1.000	5.000
	CERRO FORTALEZA	1.000	3.000
NEUQUEN	CHIHUIDO	2.000	3.000

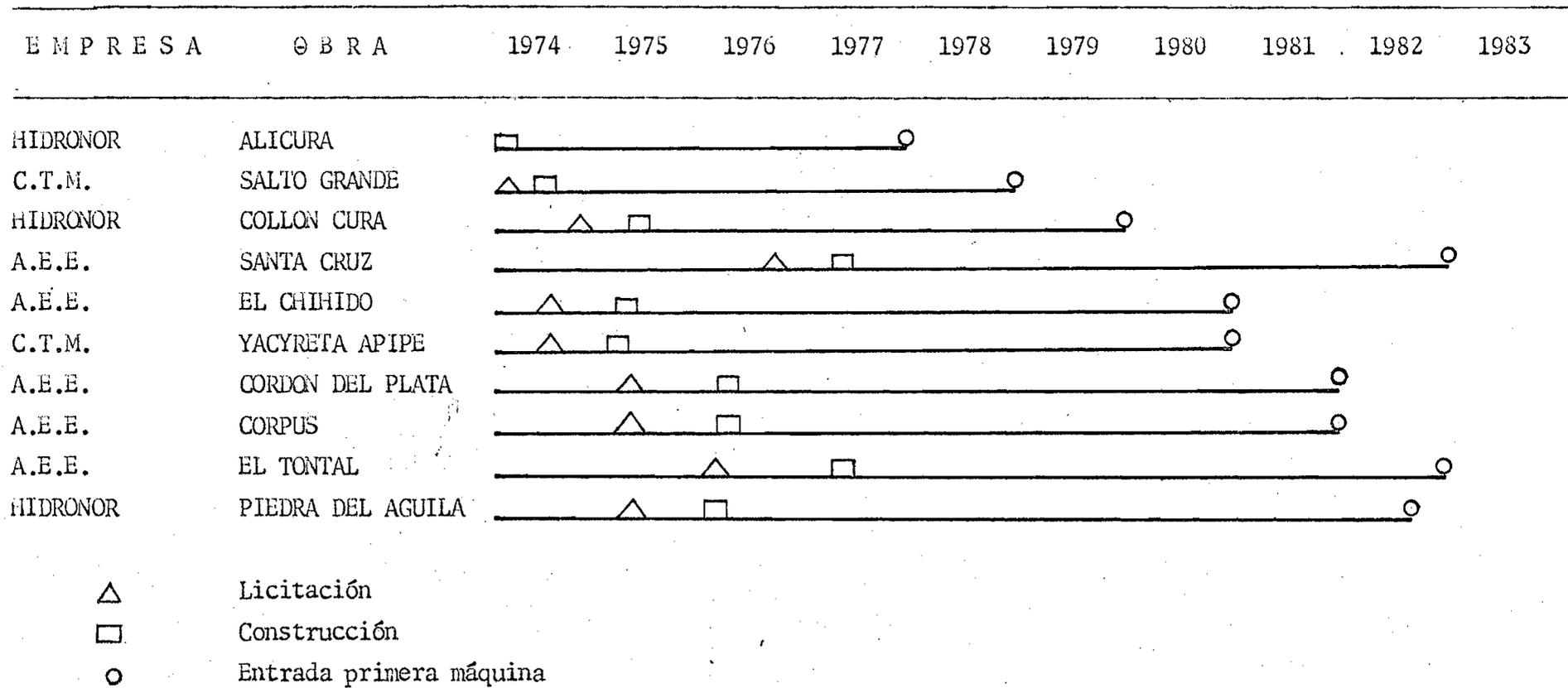
CUENCA PATAGONICA - VERTIENTE PACIFICORECURSOS DE MAS DE 10 MW

<u>SISTEMA</u>	<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA</u>	<u>ENERGIA</u>
		MW	GWh
LACAR	PASO HUA HUM	30	100
LAGO PUELO	L.VENZANO	15	75
	ESPERANZA	25	150
	L.EPUYEN	50	200
FUTALEUFU	R. FREY	200	1.200
	L. SITUACION	500	2.400
CARREULEUFU	CARREULEUFU	150	600

Como un complemento ilustrativo del potencial hidro-eléctrico del país, se agregan a continuación las características técnicas de los principales aprovechamientos, que ya cuentan con estudios de factibilidad y anteproyectos de ejecución aprobados de acuerdo al cronograma estimado que muestra el Cuadro N° 8 con indicación del organismo que tendrá a su cargo la construcción de la obra.

-----ooOoo-----

CUADRO N° 8
CRONOGRAMA ESTIMADO DE APROVECHAMIENTOS
HIDROELECTRICOS



APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOALICURA

CURSO DE AGUA : Río Limay (aguas arriba del Río Pichi Leufú)
MODULO DEL RIO : 270 m3 por segundo
SALTO NOMINAL DE LA CENTRAL : 100 metros
TIPO DE CENTRAL : pié de presa
POTENCIA : 1.000 MW
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA : 3.500 GWh anuales
TRANSMISION : LINEA EL CHOCON

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOCOLLON CURA

CURSO DE AGUA : Río Collón Cura (aguas arriba del río Caleufú)
MODULO DEL RIO : 360 m3 por segundo
SALTO NOMINAL DE LA CENTRAL : 83 metros
TIPO DE CENTRAL : pié de presa
POTENCIA : 1.400 MW
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA : 6.000 GWh anuales
TRANSMISION : LINEA EL CHOCON

Este aprovechamiento, posibilitará una mejora en la operación del embalse El Chocón por atenuación de las crecidas del río Collón Curá.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICORIO SANTA CRUZ

Este aprovechamiento se halla ubicado sobre el río que lleva su nombre, en su curso superior, en Cerro Fortaleza

SALTO NOMINAL DE LA CENTRAL : 62 metros

POTENCIA: 1ra. Etapa 600 MW

2da. Etapa 900 MW

PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA: de 3.000 a 5.000 GWh anuales

Mediante la construcción de esta presa de 75 metros de altura, se logrará sobre elevar el nivel de agua del Lago Argentino en 7 metros, lo que permitirá un embalse de 1.400 kilómetros cuadrados, pudiendo amortiguar cualquier pico de crecida y a la vez generar la energía necesaria de acuerdo a cualquier diagrama de carga.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOEL CHIHUIDO

Ubicado sobre el río Neuquén a 70 kilómetros al norte de Zapala entre los ríos Agrio y Covunco.

SALTO NOMINAL DE LA CENTRAL : 120 metros

POTENCIA : 2.000 MW GENERACION : 3.000 GWh anuales

MODULO DEL RIO : 300 m³ por segundo

Este aprovechamiento está destinado a generar energía en las horas de pico y representa una solución muy interesante por su magnitud y bajo costo.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOYACYRETA - APIPE

Ubicado sobre el Alto Paraná en la zona de la isla que le da su nombre, tiene carácter internacional pues es compartido con la República del Paraguay.

Tiene varias alternativas de potencia a instalar que van desde 1.050 MW hasta 4.000 MW con generación de energía desde 8.000 a 17.000 GWh anuales.

- CENTRAL : instalada en la presa, por ser de psada generará energía de base.
- MODULO DEL RIO : 11.000 m³ por segundo, permitiendo la navegabilidad del río aguas abajo de la presa durante todo el año.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOCORDON DEL PLATA

Ubicado en la Región Cuyo, Provincia de Mendoza en la confluencia de los ríos Cuevas, de las Vacas y Tupungato.

- CENTRAL : subterránea
- SALTO NOMINAL DE LA CENTRAL : 79 metros
- POTENCIA: 1.200 MW GENERACION: 2.000 GWh anuales

Este aprovechamiento regulará los caudales del río Tupungato permitiendo la producción con destino al Sistema Interconectado Nacional, de energía de pico, es decir de alta calidad. Permitirá asimismo ampliar la actual zona bajo riego.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOCORPUS

Ubicado sobre el río Paraná, cerca de la localidad de San Ignacio, en el límite con la República de Paraguay.

MODULO DEL RIO	:	11.830 m3 por segundo
SALTO NOMINAL DE LA CENTRAL	:	40 metros
CENTRAL DE PASADA	:	incorporada a la presa
POTENCIA	:	5.500 MW
GENERACION MEDIA ANUAL	:	35.000 GWh

Se trata de un aprovechamiento de usos múltiples, pues además de generar energía de base, atenuar las crecidas y facilitar la navegación, sirve de Puente internacional.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOEL TONTAL

Ubicado sobre el río San Juan, resulta muy interesante por su magnitud y bajo costo, destinado a incrementar la oferta de energía hidroeléctrica a la Red Nacional de Interconexión.

POTENCIA 900 MW	GENERACION 2.500 GWh anuales
CENTRAL EN CAVERNA	
LONGITUD DE CONDUCCION	: 45 kilómetros
DESNIVEL APROVECHABLE	: 865 metros
CAUDAL TURBINABLE	: 128 m3 por segundo.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICOPIEDRA DEL AGUILA

Este aprovechamiento está emplazado sobre el río Limay en las Provincias de Neuquén y Río Negro, a 250 kilómetros de la confluencia con el río Neuquén.

MODULO DEL RIO : 711 m3 por segundo
SALTO NOMINAL DE LA CENTRAL : 110 metros
CENTRAL : al pie de la presa
POTENCIA : 3.000 MW GENERACION : 2.400 a 4.000 GWh anuales

La construcción de este aprovechamiento ha sido concebida, como una central de regulación, que asegure la adaptación de la producción a las rápidas fluctuaciones de la demanda y puedan así cubrirse las puntas del diagrama de cargas de la Red Nacional de Interconexión.

La existencia de un embalse aguas abajo de la magnitud de El Chocón y la carencia de restricciones importantes en el ramo intermedio, permiten encarar el proyecto previendo su óptimo resultado.

CAPITULO IIISITUACION ACTUAL DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

Antes de plantear la hipótesis de la proyección de la demanda de energía eléctrica para el período 1974 - 1985 tema que se trata en el capítulo siguiente, se estima conveniente para un mejor ordenamiento de la tesis, analizar la situación actual del servicio eléctrico y su evolución histórica, tomando en consideración la distribución regional del país.

SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

La potencia instalada y la producción de energía eléctrica a cargo de los servicios públicos en el año 1972 con indicación de la fuente de energía primaria utilizada, se indica a continuación:

FUENTE DE ENERGIA	POTENCIA MW	INSTAL. %	ENERG.ELECTR.GENER.	
			ANUAL GWh	%
VAPOR	3.431	59,0	16.412	80,3
DIESEL - OIL	815	14,0	1.606	7,9
TURB. A GAS	<u>675</u>	<u>11,7</u>	<u>965</u>	<u>4,7</u>
	4.921	84,7	18.983	92,9
HIDROELECTRICA	<u>891</u>	<u>15,3</u>	<u>1.436</u>	<u>7,1</u>
	<u>5.812</u>	<u>100,0</u>	<u>20.419</u>	<u>100,0</u>

AUTOPRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

La insuficiencia de las empresas prestatarias del servicio público eléctrico, provocó la participación en el mercado de autoproduceres industriales, mediante la instalación de equipos

C U A D R O N° 9

ENERGIA ELECTRICA-SERVICIO PUBLICO
POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCION
TOTAL DEL PAIS

AÑO	POTENCIA INSTALADA MW				ENERGIA GENERADA GWh			
	Vapor	C.Inter.	Hidro.	Total	Vapor	C.Inter.	Hidro.	Total
1960	1.500	470	317	2.287	6.000	993	870	7.863
1961	1.641	532	322	2.495	6.522	1.074	1.024	8.620
1962	1.693	623	334	2.650	6.543	1.109	1.104	8.756
1963	2.200	675	342	3.217	6.829	1.195	1.111	9.135
1964	2.456	709	346	3.511	7.702	1.303	1.167	10.172
1965	2.655	755	344	3.754	8.591	1.403	1.155	11.149
1966	2.631	764	394	3.789	9.175	1.375	1.146	11.696
1967	2.664	780	409	3.853	9.796	1.433	1.188	12.417
1968	2.628	970	520	4.118	10.551	1.512	1.443	13.506
1969	2.928	1.060	584	4.572	12.040	1.914	1.283	15.237
1970	3.134	1.143	584	4.861	13.333	1.982	1.492	16.807
1971	3.250	1.346	687	5.283	14.664	2.504	1.481	18.649
1972	3.431	1.490	891	5.812	16.412	2.571	1.436	20.419

eléctrogenos propios, cuando concurren a la solución, alguna de estas condiciones:

- * Disponibilidad de combustibles de las propias industrias, ya sea como residuos del proceso industrial o destinados a la venta; destilerías de petróleo, aserraderos etc.
- * Utilización más favorable de los factores de carga: fábricas de papel, cartón, industrias electroquímicas, petroquímicas, etc.
- * En las industrias en que además de energía eléctrica se requiere una apreciable demanda de vapor, para los procesos industriales: ingenios azucareros, frigoríficos, etc.
- * Como potencia de reserva, para hacer frente a las posibles fallas en el servicio, durante las horas de pico o para cubrir posibles irregularidades en el suministro proveniente de centrales de servicios públicos.

De lo expresado precedentemente puede apreciarse dos mercados autoprodutores, uno constituido por aquellas industrias que por presentar condiciones favorable mantienen grupos autoprodutores para cubrir en forma parcial o total sus necesidades.

Cuando las industrias necesitan vapor y electricidad simultáneamente, el ciclo térmico, es tan favorable para su actividad, que el servicio público, no tiene ninguna posibilidad de competir con esa autogeneración.

El otro grupo lo constituyen aquellas industrias que si bien utilizan los suministros de los servicios públicos, se ven precisadas a instalar grupos eléctricos propios para cubrir diferencias en la provisión regular de energía eléctrica.

Debe destacarse la faz negativa de esta producción por los elevados costos por unidad de potencia y rendimiento y el bajo

factor de utilización, con el consiguiente incremento en los costos de la actividad industrial.

Por ello se estima prudente una disminución en la autogeneración, que en total no debería ser superior al 15% de la generación de todo el país, aceptando por supuesto que aquellas industrias, que tienen vapor sobrante de su proceso industrial, aprovechen esas excelentes condiciones para usar turbinas de contrapresión, autogenerando energía eléctrica.

AUTOPRODUCCION ACTUAL

La autoproducción de energía eléctrica, alcanzó en el año 1972 a la cantidad de 4.900 GWh, representando el 19,3 % del total del país, siendo la potencia instalada y la fuente de energía primaria utilizada la siguiente:

FUENTE DE ENERGIA	POTENCIA INSTAL.		ENERG. ELECTR. GENER. ANUAL	
	MW	%	GWh	%
VAPOR	923	51,9	3.351	68,4
DIESEL - GAS	829	46,7	1.483	30,3
	1.752	98,6	4.834	98,7
HIDROELECTRICA	24	1,4	66	1,3
	<u>1.776</u>	<u>100,0</u>	<u>4.900</u>	<u>100,0</u>

De las cifras consignadas precedentemente puede apreciarse que la mayor generación de energía eléctrica es de origen térmico y principalmente se realiza mediante la utilización de equipos que consumen derivados del petróleo gas y carbón, como combustible para la producción del vapor que utilizan las máquinas generadoras de energía eléctrica.

En la autoproducción prácticamente el 50 % de las insta

CUADRO N° 10

ENERGIA ELECTRICA - AUTOPRODUCCION
POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCION
TOTAL DEL PAIS

AÑO	POTENCIA INSTALADA MW				ENERGIA GENERADA GWh			
	Vapor	C.Inter.	Hidro,	Total	Vapor	C.Inter.	Hidro.	Total
1960	608	556	23	1.187	1.512	1.026	57	2.595
1961	618	583	24	1.225	1.709	1.158	60	2.927
1962	681	641	24	1.346	1.838	1.231	63	3.132
1963	786	689	21	1.496	1.398	1.291	63	3.252
1964	827	731	23	1.581	2.249	1.432	74	3.755
1965	883	772	23	1.678	2.582	1.582	70	4.234
1966	886	781	23	1.690	2.580	1.556	95	4.231
1967	893	784	23	1.700	2.654	1.533	83	4.270
1968	900	817	25	1.742	2.713	1.678	55	4.446
1969	924	846	25	1.795	2.945	1.771	61	4.777
1970	953	852	25	1.830	3.119	1.738	63	4.920
1971	956	847	25	1.828	3.312	1.600	63	4.975
1972	923	829	24	1.776	3.351	1.483	66	4.900

laciones utilizan vapor y el resto es de combustión interna. Las máquinas de combustión interna utilizan diesel oil o gas natural.

PRODUCCION TOTAL DEL PAIS

Si totalizamos la potencia instalada y la generación de energía eléctrica en todo el país en el año 1972 llegamos a las siguientes cifras:

	POTENCIA INSTAL.		ENERG.ELECTR.GENER.	
	MW.	%	GWh	%
<u>ENERGIA TERMICA</u>				
SERVICIO PUBLICO	4.921	64,9	18.983	75,0
AUTOPRODUCCION	1.752	23,1	4.834	19,1
<u>ENERGIA HIDROELECTRICA</u>				
SERVICIO PUBLICO	891	11,7	1.436	5,7
AUTOPRODUCCION	24	0,3	66	0,2
	<u>7.588</u>	<u>100,0</u>	<u>25.319</u>	<u>100,0</u>

POTENCIA TOTAL INSTALADA EN EL PAIS 7.588 MW

GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PAIS 25.319 GWh anual

Si consideramos que de los totales indicados, a la hidroelectricidad le corresponde una potencia instalada de 915 MW con una generación de 1.502 GWh por año, es decir el 12,0 % y el 5,9 % respectivamente, puede apreciarse el escaso aprovechamiento que de la energía hidráulica utiliza el país.

Se agrega el cuadro N° 11 que indica la evolución de la potencia instalada y el cuadro N° 12 con el detalle del total de la producción de energía eléctrica en todo el país.

CUADRO N° 11

ENERGIA ELECTRICA
POTENCIA INSTALADA TOTAL
MW

AÑO	VAPOR	COMBUST. INTERNA	HIDRO	TOTAL
1960	2.108	1.026	340	3.474
1961	2.260	1.115	346	3.721
1962	2.375	1.264	357	3.996
1963	2.986	1.364	363	4.713
1964	3.283	1.440	369	5.092
1965	3.538	1.527	367	5.432
1966	3.517	1.545	418	5.480
1967	3.557	1.564	433	5.554
1968	3.528	1.787	545	5.860
1969	3.852	1.906	609	6.367
1970	4.087	1.994	609	6.690
1971	4.206	2.193	712	7.111
1972	4.354	2.319	915	7.588

C U A D R O N° 12

PRODUCCION TOTAL DE ENERGIA ELECTRICAGWh

AÑO	VAPOR	COMBUST. INTERNA	HIDRO	TOTAL
1960	7.512	2.020	927	10.459
1961	8.232	2.231	1.086	11.549
1962	8.381	2.340	1.167	11.888
1963	8.727	2.486	1.174	12.387
1964	9.951	2.736	1.241	13.928
1965	11.173	2.985	1.225	15.383
1966	11.755	2.931	1.241	15.927
1967	12.450	2.966	1.271	16.687
1968	13.265	3.190	1.498	17.953
1969	14.985	3.685	1.344	20.014
1970	16.452	3.720	1.555	21.727
1971	17.975	4.104	1.544	23.623
1972	19.763	4.054	1.502	25.319

SERVICIOS Y CONSUMOS ACTUALES

Para analizar el actual ordenamiento eléctrico nacional y optimizar los recursos disponibles en el sector, como así también los que en el futuro se destinen al mismo, es necesario precisar las características de los distintos mercados cuyos requerimientos deberá satisfacer la oferta de energía eléctrica.

Podemos considerar dos tipos bien definidos de mercados eléctricos, a pesar de que no existe una división neta sino una amplia gama entre dos extremos.

a) Un primer grupo constituido por aquellas zonas en las cuales la densidad de consumo, considerado como el mejor parámetro indicador de un mercado, es lo suficientemente elevada, para permitir precios de venta que cubran los costos y una adecuada rentabilidad que la empresa prestataria destina a la expansión del servicio.

b) Un segundo grupo constituido por todas aquellas zonas, en las cuales la densidad de consumo es tan baja, que no permite pensar en tarifas que contemplen una adecuada rentabilidad.

Estos dos tipos de mercados eléctricos dan origen a dos acciones bien definidas:

Una acción empresaria cuyo campo de actuación, es la explotación de los mercados comprendidos en el primer grupo, posibilitando así una normal gestión económica de las empresas prestatarias que hace posible el autofinanciamiento de la expansión del servicio.

La otra es una acción de fomento o promoción, consecuencia de una determinada política de desarrollo regional provincial o nacional, tendiente a crear una infraestructura eléctrica básica imprescindible para el desarrollo económico que se pretende.

En este último caso, la expansión del sector requiere inversiones externas al sistema, que obligan a disponer de recur

sos provenientes de otros mercados del mismo sector o bien de otros sectores económicos ya sean provinciales o nacionales.

Estas características del mercado eléctrico nacional y la legislación existente (Ley 15336) hizo que se constituyera la actual organización productiva del sector eléctrico, en la cual las dos acciones antes mencionadas fueron desarrolladas, en la mayor parte de los casos, por un solo organismo local.

Estas acciones tienen dos niveles de decisión independientes, la primera a nivel de la misma empresa, basada en sus propias posibilidades de atender la política de expansión con sus propios recursos.

La segunda, a un nivel que escapa a la propia empresa para pasar a ser de exclusiva decisión de los correspondientes órganos políticos del gobierno.

Hasta no hace muchos años la República Argentina estaba constituida por mercados eléctricos aislados en su mayor parte, entre los cuales existían grandes zonas cuyo tamaño no justificaba su integración.

Operaban en el territorio nacional, numerosas empresas privadas en su mayoría de capital extranjero, que conjuntamente con algunas cooperativas de usuarios, prestatarios particulares y algunas centrales municipales, prestaban el servicio público de electricidad.

La inflación monetaria determinó el aumento de los costos del servicio, que al no ser siempre satisfechos en el cuadro tarifario, que debían aprobar las comunas, distorsionó la ecuación económico financiera de las empresas, con la consiguiente reacción de las mismas para ampliar sus instalaciones.

Este deterioro desembocó en la famosa "dieta eléctrica" que se agudizó en la década del cincuenta, agravado por el incremento de la demanda eléctrica y por el intenso proceso industrial, que las empresas no podían satisfacer y determinó finalmente que

las autoridades nacionales y provinciales frente a tal panorama, decidieran tomar parte activa en el proceso de equipamiento.

SITUACION DE LA CAPITAL FEDERAL Y EL GRAN BUENOS AIRES

Como primer paso tendiente a remediar este estado de cosas se suscribe en el año 1958 un convenio preliminar entre el Poder Ejecutivo Nacional y la Compañía Argentina de Electricidad (CADE) y la Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires (CEP).

El acuerdo que motivó en su momento, una activa agitación política, dejaba a las ex-CADE y CEP la concesión de los servicios públicos de electricidad en la Capital Federal y catorce partidos de la Provincia de Buenos Aires, incluida La Plata.

Las compañías CADE Y CEP formaban con el Estado una nueva Sociedad, el Estado a través de Agua y Energía Eléctrica tomaba a su cargo la prestación del servicio de catorce partidos de la Provincia de Buenos Aires.

Por Ley 14.772 en octubre de 1958 se declaran de jurisdicción nacional los servicios públicos interconectados del Gran Buenos Aires. El convenio definitivo se firma el 31 de diciembre de 1958 y da nacimiento a la actual Empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA).

La nueva empresa debe convertirse en propiedad absoluta del Estado Nacional en un plazo de diez años mediante el rescate de las acciones en poder de los accionistas de la ex-CADE. Se comenzó así la ejecución de un acelerado plan de equipamiento para paliar el déficit eléctrico en el sistema.

Se reforzó el sistema, con el aporte de energía de la Central San Nicolás de Agua y Energía Eléctrica y esta misma empresa inició la instalación en la Central Costanera de equipos por 600.000 KW.

En el año 1961 se aprueba y pone en ejecución el siguiente plan que termina por darle al servicio Buenos Aires Litoral la constitución actual:

1º) Total nacionalización de la empresa SEGBA, adquiriendo el Estado Nacional la totalidad de las acciones que aún quedaban en manos privadas.

2º) Se actualiza el Estatuto de SEGBA a la nueva constitución del Capital conservando su forma jurídica como Sociedad Anónima con mayoría estatal.

3º) Transferencia con cargo a SEGBA de las obras ejecutadas por Agua y Energía Eléctrica en la Central Costanera y en la líneas de transmisión.

4º) Transferencia a SEGBA de los servicios atendidos por Agua y Energía Eléctrica en los partidos del Gran Buenos Aires que están interconectados con la Capital Federal.

5º) El Estado Nacional autoriza un nuevo contrato de concesión a SEGBA S.A. con mayoría estatal.

SITUACION DEL INTERIOR DEL PAIS

La mayor parte de los servicios públicos de electricidad en el interior de la República Argentina, eran cumplidos antes de la década del 40 por empresas particulares.

A iniciativa de la General Electric y de Morgan se creó en E.E.U.U., la Electric Bond and Share Co. más conocida por la sigla EBASCO, a su vez esta dio origen a varios "holding companies" uno de los cuales la American Foreign Power Co. se interesó por los servicios de electricidad en nuestro país.

Se instaló en el país adquiriendo varias empresas locales que pertenecían al grupo "HERLITZKA" y mediante un acuerdo con CADE y con la Compañía Italo Argentina de Electricidad (CIAE) se asignaron las zonas de actuación.

El acuerdo estableció que EBASCO por intermedio de la American Foreign Co. actuaría en todo el territorio de la República, con excepción de Buenos Aires y su zona de influencia hasta 100 kilómetros a la redonda, Rosario y 50 kilómetros a la redonda y las ciudades de Bahía Blanca, Pergamino y Corrientes.

Como consecuencia del acuerdo, se creó el grupo de Empresas Eléctricas Argentinas constituido por nueve compañías que eran las siguientes:

- Nº 1 LOS ANDES (Mendoza, San Juan, San Luis)
- Nº 2 NORTE ARGENTINO (Tucumán, Salta, Jujuy)
- Nº 3 SUR ARGENTINO (Buenos Aires, Santa Fe, La Pampa, Río Negro)
- Nº 4 ESTE ARGENTINO (Entre Ríos y Chaco)
- Nº 5 CENTRAL ARGENTINA (Córdoba y Santa Fe)
- Nº 6 HIDROELECTRICA DE TUCUMAN
- Nº 7 GENERAL DE ELECTRICIDAD DE CORDOBA
- Nº 8 LUZ Y FUERZA DE CORDOBA
- Nº 9 ELECTRICIDAD DE ALTA GRACIA

Estas empresas constituían el denominado "grupo ANSEC" dependiente de EBASCO y en el año 1952 tenían a su cargo la explotación de (82) ochenta y dos centrales.

El resto del servicio en el interior del país estaba a cargo de SUDAM empresa vinculada a la Intercontinental Power Co. que tenía a su cargo (54) cincuenta y cuatro centrales y la Compañía SUIZO-ARGENTINA DE ELECTRICIDAD que atendía el servicio a su cargo con (20) veinte centrales.

PRESTATARIOS ACTUALES

La prestación del servicio público de electricidad en todo el país está actualmente a cargo de los siguientes prestata-

rios:

- * Dos empresas que operan en la Capital y el Gran Buenos Aires, (SEGBA e ITALO)
- * Veintidos empresas o direcciones provinciales de energía
- * Noventa servicios a cargo de Comunas
- * Setecientas cooperativas productoras y/o distribuidoras
- * Empresa Nacional Agua y Energía Eléctrica

Desde el punto de vista geográfico, nuestro país presenta una configuración eléctrica, en que se destacan los sistemas regionales, comenzando por el del Gran Buenos Aires-Litoral, el sistema desarrollado por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), el que atiende la Dirección de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires (DEBA) en el Sudeste de la provincia, el de Cuyo que abarca las provincias de San Juan y Mendoza y cuya explotación esta a cargo de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA DE LA NACION, empresa que también ha formado los sistemas Resistencia-Corrientes, Tucumán-Santiago del Estero; Salta Jujuy y Neuquén Río Negro.

Como puede apreciarse actualmente, todo el sector del servicio eléctrico, con una sola excepción (Cía Italo Argentina de Electricidad, que opera en la Capital Federal) es de propiedad nacional a través del Estado Nacional, las Provincias o las cooperativas.

Esta situación optimiza la posibilidad de la siguiente etapa de interconectar los sistemas, mediante la Red Nacional de Interconexión y el funcionamiento del Despacho Unificado de Carga de todo el sistema.

El ordenamiento del sistema, eliminando la heterogeneidad que el mismo exhibe actualmente, en todos sus aspectos, constituye un cambio estructural imprescindible, para que le permita crecer con productividad y eficiencia creciente en su prestación.

Sintetizando podemos apreciar que en la actualidad, en la prestación del servicio público de electricidad, coexisten, em

presas que atienden grandes conglomerados urbanos, geográficamente concentrados en SEGBA e ITALO, empresas provinciales que, con variados grados de interconexión, atienden zonas de distintas extensiones, Empresa Provincial de Electricidad de Córdoba EPEC, Dirección de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires DEBA, Electricidad de Misiones Sociedad Anónima EMSA etc.

Además, las cooperativas atienden medianas o pequeñas poblaciones o regiones rurales, empresas que ejecutan y explotan grandes obras y su sistema de transmisión caso HIDRONOR S.A. y una empresa del Estado Nacional, AGUA Y ENERGIA ELECTRICA que vende energía en block a otras empresas o la transmite y distribuye mediante sus propios sistemas, Mendoza, San Juan, Mar del Plata, Tucumán, Salta, Neuquén, etc.)

Los distintos entes que prestan el servicio, a que se ha hecho referencia, revisten diferentes estructuras jurídicas que les otorga mayor o menor flexibilidad para actuar y lo hacen en distintas jurisdicciones, según sea el poder concedente que autorizó la prestación del servicio, lo que en la práctica trae aparejado, dispares regímenes tarifarios, distinta policía del servicio y un desigual tratamiento a los usuarios.

La situación descripta, origina un panorama del servicio público de energía actual del país, cuyas principales características son:

- a) Falta de una planificación general.
- b) Inadecuado aprovechamiento de los recursos existentes.
- c) Superposición de esfuerzos e inversiones.
- d) Falta de un verdadero orden de prioridades.
- e) Sistemas tarifarios irracionales.
- f) Falta de un adecuado control de gestión.
- g) Multiplicidad de adquisiciones y almacenes etc.

Frente a esta situación, resulta evidente, la urgente necesidad de ordenar "REGIONALMENTE" la prestación del servicio

público de electricidad, la integración de las regiones mediante interconexiones, para responder, con rapidez y eficiencia a la demanda y evolución de los mercados eléctricos, la economía de su explotación y la seguridad en la prestación del servicio.

En el capítulo siguiente, al analizar la proyección de la demanda 1974/1985 se darán las características que según la tesis que sostiene este trabajo, debe adoptar el nuevo ordenamiento en la prestación del servicio público de electricidad, para posibilitar el desarrollo orgánico, racional y acelerado del país, al que todos aspiramos.

CONSUMO POR HABITANTE

Con referencia al índice del consumo de energía eléctrica per cápita, es conveniente destacar que nuestro país se caracteriza por una distribución particular de la población, siendo así que en la zona del Gran Buenos Aires - Litoral se produce y consume más de las dos terceras partes de la energía eléctrica total (servicio público y autoproducción).

Paralelamente en esta zona se encuentra concentrado el mayor potencial industrial del país y su población ocupa una posición bastante más promisoria en cuanto al consumo de energía eléctrica por habitante se refiere, comparándola con las otras zonas del interior que presentan un consumo notoriamente reducido.

La media general del consumo anual de energía eléctrica por habitante, tomando todo el país y como base la información del año 1970 y el censo de población del mismo año, es del orden de (800) ochocientos kWh. anuales por habitante.

Este valor se ha calculado, considerando el total de la energía generada por los servicios públicos, más la generada por la autoproducción y deduciendo adecuados porcentajes de pérdidas por las líneas de transmisión.

La ponderación de este promedio general, resulta bajo si efectuamos una comparación con el mismo valor de otros países, como puede apreciarse en el cuadro N° 13 que pone en evidencia la gran diferencia entre la mayoría de dichos países y el nuestro.

No resulta innecesario destacar que debe tenerse en cuenta las diferencias estructurales que pueden tener dichos países en su desarrollo industrial y la validez relativa de tal comparación, lo cual no invalida la conclusión que la Argentina tiene un bajo consumo eléctrico por habitante y que el mismo debe ser considerablemente incrementado si queremos lograr un adecuado nivel en la actividad económica general del país.

Pero si el promedio general del país resulta bajo, el mismo se encuentra influenciado por la gran concentración del consumo del sistema Gran Buenos Aires - Litoral lo que pone más en evidencia la distribución excesivamente baja de algunas regiones del interior.

En el cuadro N° 14 se indica el consumo eléctrico anual por habitante donde puede apreciarse que las Provincias de Catamarca, Corrientes, Formosa, La Rioja, Misiones, San Luis y Santiago del Estero tienen consumos inferiores a los 200 kWh por habitante, mientras que el resto de las Provincias, salvo excepciones, presentan valores que resultan inferiores a la media general.

Los valores indicados en el cuadro, deben ser debidamente evaluados para evitar errores de interpretación, si no se tiene en cuenta el consumo por categoría de usuarios, por ello el cuadro expresa los valores para el consumo Residencial, Comercial, Industrial y otros (para el Industrial se ha sumado servicio público más autoproducción).

Se observa como, sobre una media de 214 kWh por habitante para el consumo Residencial, solamente la Capital Federal y el Gran Buenos Aires, la superan, mientras el resto está por debajo de la media y muchas Provincias no superan los 100 kWh por ha-

CUADRO N° 13

AÑO 1970

CONSUMO DE ELECTRICIDAD

KWh/hab./año

ARGENTINA	801
ALEMANIA	3.797
AUSTRALIA	4.224
AUSTRIA	2.986
BELGICA	3.035
BRASIL	488
CANADA	9.021
CHILE	772
DINAMARCA	2.798
ESPAÑA	1.440
ESTADOS UNIDOS	7.661
FINLANDIA	4.700
FRANCIA	2.673
GRECIA	1.148
IRLANDA	1.786
ISLANDIA	6.864
ITALIA	2.028
JAPON	3.330
LUXEMBURGO	7.605
MEXICO	564
PAISES BAJOS	2.983
PORTUGAL	770
REINO UNIDO	3.944
SUECIA	7.396
SUIZA	4.151
TURQUIA	231
VENEZUELA	1.174

Fuente: Comisión Económica para América Latina.

C U A D R O N° 14
CONSUMO ELECTRICO POR HABITANTE EN 1970

(en MWh.)

	Resid.	Comerc.	SP Ind.+ AP	Otros	Total SP+AP
Capital Federal	0.448	0.225	0.343	0.207	1.223
Bs.As.	0.256	0.064	0.541	0.091	0.952
Catamarca	0.067	0.026	0.008	0.025	0.120
Córdoba	0.149	0.076	0.293	0.054	0.571
Corrientes	0.073	0.025	0.056	0.035	0.189
Chaco	0.070	0.028	0.102	0.028	0.228
Chubut	0.102	0.060	1.767	0.069	1.998
E. Ríos	0.095	0.038	0.128	0.060	0.321
Formosa	0.035	0.016	0.018	0.018	0.088
Jujuy	0.049	0.026	0.857	0.039	0.972
La Pampa	0.111	0.039	0.060	0.076	0.287
Mendoza	0.167	0.058	0.755	0.058	1.037
La Rioja	0.064	0.031	0.016	0.045	0.156
Misiones	0.042	0.026	0.079	0.029	0.176
Neuquén	0.082	0.031	0.380	0.078	0.569
Río Negro	0.109	0.066	0.659	0.051	0.885
Salta	0.064	0.040	0.225	0.038	0.367
San Juan	0.117	0.041	0.495	0.040	0.694
San Luis	0.072	0.048	0.048	0.027	0.195
Santa Cruz	0.106	0.054	1.985	0.132	2.277
Santa Fé	0.204	0.071	0.480	0.081	0.835
Sgo.del Estero	0.052	0.031	0.088	0.025	0.196
Tucumán	0.111	0.054	0.163	0.054	0.382
T. Fuego etc.	0.072	0.069	0.108	0.067	0.317
TODO EL PAÍS	0.214	0.078	0.422	0.087	0.801

Fuente: Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía.

bitante.

La situación expresada precedentemente, se ve aún agrada si se tiene en cuenta que hay poblaciones sin servicio eléctrico o con servicios discontinuos con solo pocas horas por jornada.

Esta grave situación de infraconsumo regional se vería atemperada si existieran otras formas de energía que sustituyeran a la electricidad, situación que lamentablemente no se aprecia en la realidad, como puede verificarse en el cuadro N° 15 donde se indican los consumos de gas (natural y licuado) por Provincia y es posible constatar que las provincias con bajo consumo de energía eléctrica también tienen muy bajo consumo de gas para uso doméstico.

Iguales consideraciones pueden formularse para los consumos de uso industrial para casi todas las Provincias del interior del país en las cuales la carencia de energía eléctrica y gas constituye una de las principales causas que limitan el desarrollo regional.

Como consecuencia de este análisis se evidencia en el sector energía eléctrica, una marcada concentración relativa al consumo de una determinada región mientras las restantes regiones se encuentran en una evidente situación de infraconsumo eléctrico.

En los cuadros N° 14 y N° 15, puede apreciarse esta circunstancia con la evidencia que reflejan los consumos zonales, y sus relaciones porcentuales con respecto al total del país.

PARQUE ACTUAL DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

En los cuadros N° 11 y N° 12 hemos visto la serie estadística de la potencia instalada y de la generación de energía eléctrica con cada una de las fuentes primarias de energía tanto por los servicios públicos como por la autoproducción, analizaremos ahora el parque de generación, es decir las máquinas instaladas, el tamaño de las unidades y su capacidad de generación.

CONSUMO DE GAS POR HABITANTE EN 1970

t.e.p./hab. año

	Domes- tico	Comer- cial	Indus- tria	Usinas	S.Públi- co	TOTAL
CAPITAL FEDERAL	0,161	0,030	0,045	0,111	0,007	0,355
BUENOS AIRES	0,080	0,004	0,151	0,004	0,002	0,241
CATAMARCA	0,003	---	...	0,004
CORDOBA	0,121	0,001	0,089	0,088	0,002	0,301
CORRIENTES	0,001	---	...	0,001
CHACO	0,002	---	...	0,003
CHUBUT	0,141	0,027	0,052	0,012	0,248	0,481
ENTRE RIOS	0,004	---	...	0,005
FORMOSA	---	---	---	---	...	---
JUJUY	0,003	0,001	0,251	---	0,001	0,256
LA PAMPA	0,004	---	...	0,004
LA RIOJA	0,003	---	0,001	0,004
MENDOZA	0,099	0,006	0,008	---	0,003	0,116
MISIONES	---	...	0,001
NEUQUEN	0,079	0,013	0,056	0,300	0,015	0,462
RÍO NEGRO	0,047	0,016	0,147	0,001	0,005	0,216
SALTA	0,036	0,003	0,129	---	0,002	0,170
SAN JUAN	0,013	0,003	...	---	...	0,016
SAN LUIS	0,010	0,001	...	---	0,001	0,012
SANTA CRUZ	0,026	0,004	...	---	0,003	0,033
SANTA FE	0,077	0,004	0,162	0,016	0,001	0,260
SGO.DEL ESTERO	0,004	...	0,050	---	...	0,055
TUCUMAN	0,037	0,002	0,110	0,046	0,002	0,197
TIERRA DEL FUEGO	0,372	0,110	0,097	0,032	0,155	0,766
TODO EL PAIS	0,078	0,007	0,099	0,028	0,005	0,216

... Consumos no significativos

--- Faltan datos

El parque existente de instalaciones de producción de energía eléctrica clasificado por unidades de generación se descompone de acuerdo a lo indicado en el cuadro N° 16 con más de 1.050 unidades, de las cuales solo 23 son de más de 50.000 kW. ubicadas en los principales sistemas, siendo todas accionadas a vapor.

El tamaño entre 5.000 kW y 50.000 kW representa un 35,5% y hay un 20% de máquinas con potencias unitarias inferiores a los 5.000 kW. lo cual es evidentemente motivo de bajo rendimiento en la utilización de combustible por cada kWh producido, mayores costos operativos y de mantenimiento etc.

Más del 15 % del parque actual fué instalado antes del año 1940 ver cuadro N° 17 y prácticamente todo este equipamiento tan antiguo se encuentra instalado en el sistema Gran Buenos Aires y casi todo se opera a vapor, existiendo, por lo tanto, una considerable parte del equipo con características de obsoleto, que además de ser antieconómico, contribuye a un uso ineficiente de los combustibles y de los recursos humanos para su operación y mantenimiento.

PARQUE DE PRODUCCION HIDROELECTRICA SUPERIOR A 20 MW

A continuación se indica el parque de centrales hidroeléctricas de Servicio Público, en operación en el año 1972, que como puede apreciarse pertenecen todas a la Empresa Agua y Energía Eléctrica de la Nación, salvo la primera turbina de El Chocón, inaugurada el 29 de Diciembre de 1972, que pertenece a Hidronor S.A. con capital íntegramente del Estado Nacional.

En la nómina, solo se incluyen las centrales hidroeléctricas que integran el parque actual superiores a los 20 MW de potencia instalada, aclarándose que el resto de menor potencia, pertenecen todas a la Empresa Agua y Energía Eléctrica y para dar una idea de su constitución diremos que son más de 20 turbogrupos con un total de 116 MW es decir con un promedio de 5,8 MW cada uno.

C U A D R O N° 16
TAMAÑO DEL PARQUE DE MAQUINAS
SERVICIO PUBLICO
AÑO 1971

	MW	%	Tipo
Mayores de 50.000 kW	2.344	44,5	V
Entre 15.000 y 50.000 kW	1.234	23,5	T.G., H., V
Entre 5.000 y 15.000 kW	657	12,0	T.G., V., H., D.
Menores de 5.000 kW	1.048	20,0	D., H.
TOTAL	<u>5.283</u>	<u>100,0</u>	

V: Vapor

H: Hidro

D: Diesel

T.G.: Turbinas a Gas

Fuente: Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía.

CUADRO N° 17

PARQUE DE MAQUINAS INSTALADOS HASTA EL AÑO 1940 (1)

	HIDRO (MW)	VAPOR (MW)	DIESEL (MW)	TOTAL (MW)
<u>TOTAL SISTEMAS</u>	<u>32,9</u>	<u>582,8</u>	<u>15,1</u>	<u>630,8</u>
GRAN BUENOS AIRES LITORAL	-,-	537,3	-,-	537,3
CORDOBA	17,0	-,-	7,2	24,2
CUYO	9,9	-,-	-,-	9,9
NOR-OESTE	5,6	-,-	2,0	7,6
PATAGONIA CENTRO	0,4	25,4	-,-	25,8
BUENOS AIRES-SUD	-,-	20,1	5,9	26,0

(1) En operación en 1971

Fuente: Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía

CENTRAL	UBICACION	Potencia MW	n° de GRUPOS	Produc. GWh	PROPIEDAD DE
Los Molinos	Córdoba	59,0	4	35,0	A.y E.E.
<u>Benjamín Reo</u>					
lín	Córdoba	38,4	3	14,2	"
San Roque	Córdoba	26,0	4	38,6	"
F. Ameghino	Chubut	46,7	2	49,1	"
Nihuil 1	Mendoza	74,2	4	197,6	"
Nihuil 2	Mendoza	133,1	6	290,8	"
Nihuil 3	Mendoza	52,0	2	91,7	"
<u>Alvarez Con</u>					
darco	Mendoza	27,4	2	121,2	"
Ullún	San Juan	45,0	2	138,6	"
Escaba	Tucumán	24,0	3	19,3	"
		<u>525,8</u>	<u>32</u>	<u>996,1</u>	
El Chocón	Neuquén	<u>200,0</u>	<u>1</u>		
		<u>725,8</u>	<u>33</u>	<u>996,1</u>	

La incorporación en el año 1972 del grupo generador n° 1 de la central El Chocón con 200 MW representó el 22 % de aumento de toda la potencia hidroeléctrica instalada en el país hasta la fecha y al incorporarse las cinco turbinas restantes de El Chocón de 200 MW cada una y las dos turbinas de la central Planicie Banderita de 225 MW. cada una, el aumento de la potencia hidroeléctrica instalada por la incorporación del Complejo El Chocón Cerros Colorados llegará al 180 % con respecto a todo el país antes del año 1972.

El racional aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, obligará indudablemente a la ejecución de la Red Nacional de Interconexión, teniendo en cuenta, las variantes en los regímenes hidráulicos de los ríos que integran el sistema hidrográfico argen-

tino.

La interconexión de los distintos sistemas regionales, permitirá, la transmisión de la energía excedente entre regiones o zonas, haciendo factible un mejor aprovechamiento de las disponibilidades de generación de acuerdo a las necesidades de la demanda, lográndose así la optimización de la potencia instalada en todo el sistema.

Dentro de este panorama general tienen un importante cometido las grandes centrales termoeléctricas ya sean convencionales o nucleares, ubicadas en los grandes mercados consumidores, las que deberán actuar como centrales complementarias, de base, de pico o de reserva según resulta más económico para el sistema interconectado.

-----ooOoo-----

CAPITULO IVPROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA 1974-1985INTRODUCCION:

El desarrollo futuro de la energía eléctrica, ofrece alternativas que deben plantearse y resolverse en base al crecimiento económico de toda la actividad del país, el que a su vez, depende en gran medida de la disponibilidad de energía en cantidad y a precios adecuados.

Si bien el crecimiento económico del país puede proyectarse con diversas alternativas, según sea el comportamiento que se le asigne a los distintos sectores que participan en el conjunto, es indudable que una estimación formulada sobre el crecimiento del P.B.I. según el ritmo secular no se ajustaría a lo que entendemos debe aspirarse en este sector de la producción.

Iguales consideraciones se deben formular si se adoptara como crecimiento del P.B.I. de la década un promedio superior al histórico pero dentro de límites razonables de realización.

Cualquiera de las dos alternativas que adoptáramos nos permitirían conociendo la proyección cuantitativa del conjunto de la economía, proyectar la demanda de energía eléctrica, pues es conocido que dentro de una economía sin grandes cambios estructurales el crecimiento de la demanda energética y la actividad económica general se correlacionan satisfactoriamente.

Sin embargo, son varios los factores que hacen dudosa la utilización de tal metodología para un plan de desarrollo y sustitución de otras fuentes de energía, por la energía eléctrica, que es el aspecto fundamental de este trabajo.

En efecto, suponemos un cambio estructural, económico y social y al mismo tiempo corregir la distorsión de los consumos regionales, ya que la situación actual se caracteriza, por consu-

mos muy superiores al promedio en la Capital Federal y en el Gran Buenos Aires, cercano al promedio en otras regiones de la franja central, pero sumamente bajos en el resto del país (ver cuadro n° 14).

Las correlaciones entre indicadores económicos y energéticos obtenidos de las series históricas no son válidas para una extrapolación a aplicar en un período de desarrollo, en el cual se prevén modificaciones de gran importancia.

En síntesis, la tendencia histórica, no determina más que el límite inferior de una banda de proyección, pero resulta incompatible con un plan eléctrico, en el cual se pretende asignar mayor preponderancia a la energía eléctrica dentro del conjunto, a la vez que corregir distorsiones regionales.

Puede plantearse el empleo de otra metodología, basada en una abundante oferta de energía eléctrica, permitiendo de esta manera una demanda inducida, por la propia oferta, pero tiene una limitación muy importante, que es el elevado costo del equipamiento que podría no ser aprovechado totalmente, por no estar compatibilizados todos los factores que hacen a su utilización.

PREMISAS BASICAS

La base del presente trabajo es que la producción de energía eléctrica, satisfaga todas las futuras necesidades tanto en el sector doméstico, como en el industrial y en el comercial, contribuyendo al mayor bienestar y no limitando la producción por falta de abastecimiento eléctrico, todo ello compatibilizado con las posibilidades reales de inversión y financiamiento del sector dentro de la economía global del país.

Para ello se plantea una hipótesis de crecimiento que permita:

a) Que el consumo de energía eléctrica crezca a un ritmo mayor, pronosticándose que hacia 1985 habrá de cuadruplicarse el consumo de 1971.

b) Que el consumo por habitante de 800 kWh de 1970, llegará a los 3.000 kWh por habitante en 1985.

c) Que las zonas actualmente marginadas se acerquen entre sí en lo que al consumo doméstico se refiere y que no existan limitaciones para el consumo industrial.

d) Que la participación de la autoproducción de electricidad disminuya al mínimo compatible con la economía del servicio de aquellas industrias cuyo ciclo térmico vapor-electricidad le es más favorable.

e) Que se congele el parque térmico y se sustituyan consumos de fuel oil o gas, por la producción hidráulica y nuclear, como objetivo para lograr una relativa reducción en el requerimiento de los hidrocarburos.

PROYECCION DE LA DEMANDA

Las previsiones en que se fundamenta la proyección de la demanda de energía eléctrica se indican en el cuadro N° 18 y en cuanto a los desvíos de las mismas, que desde ya se aceptan, debe tomarse como premisa, que es preferible un error por exceso y no por defecto, ya que en el análisis que se efectúa en este trabajo, se intenta definir "niveles de demanda" a satisfacer, más que la fecha exacta en que tales niveles se han de producir.

Es evidente que proyectar la demanda de energía eléctrica, no es tarea fácil, sin embargo, debemos aceptar que es el elemento clave y el más importante para tomar las decisiones sobre el equipamiento óptimo, dentro de las políticas y estrategias establecidas.

Hablar de proyecciones eléctricas, implica considerar

C U A D R O N° 18

SERVICIO PUBLICOPROYECCION DE ENERGIAProducciónGWh

AÑO	Serv.Púb. Sistema Interconec.	Interconecta- do/Serv.Púb. %	Total Servicio Público	Autopro- ducción	Total Serv. Público + Autoprod.	% Autoprodu.
1972	13.630	66,6	20.419	4.900	25.319	19,3
1973	14.713	63,3	23.252	5.224	28.476	18,3
1974	18.041	69,4	25.961	5.996	31.957	18,7
1975	21.644	75,4	28.986	6.342	35.328	17,9
1976	23.672	73,1	32.362	6.694	39.056	17,1
1977	30.181	83,5	36.133	7.043	43.176	16,3
1978	33.555	83,1	40.342	7.432	47.774	15,5
1979	42.338	94,0	45.042	7.825	52.867	14,8
1980	46.834	93,1	50.289	8.218	58.507	14,0
1981	52.554	93,6	56.148	8.789	64.937	13,5
1982	58.504	93,3	62.689	9.384	72.073	13,0
1983	65.388	93,4	69.992	10.000	79.992	12,5
1984	73.347	93,9	78.087	10.864	88.951	12,2
1985	82.800	95,0	87.120	11.794	99.914	11,9

dos tipos de proyecciones, una referida a la "demanda del consumo" y otra a la "demanda de carga máxima".

La proyección de la demanda del consumo, que medimos en kWh es la cantidad de electricidad, que a lo largo de las horas, los días o el año, estimamos se habrá de requerir para satisfacer los requerimientos del mercado. Esta proyección debe ser tomada en cuenta para la determinación de la calidad del equipamiento.

La otra proyección, la de la demanda de carga máxima, es la suma de las demandas de cada uno, del total de los usuarios en un corto período de tiempo, por lo general entre 15 o 20 minutos o una hora. Esta es la proyección que más importancia tiene para tomar las decisiones del volumen del equipamiento.

La interacción entre las dos proyecciones, es en realidad utilizada para la estimación del panorama de las decisiones del equipamiento, en volumen, cantidad y tamaño del parque generador de máquinas a instalar y la reserva técnica con que debe contar el sistema.

El planeamiento de grandes sistemas eléctricos, necesariamente obliga a analizar cuidadosamente la reserva técnica de la capacidad instalada, valor que determina, que potencia debe instalarse, que excediendo la demanda, deberá estar en condiciones para cubrir la eventualidad de la puesta intespestiva -fuera de servicio- de alguno o algunos de los generadores, sin que ello necesariamente afecte la regularidad, ni la calidad del suministro.

En nuestro país, la gran dispersión geográfica de los centros de generación, determina interconexiones de gran longitud y la posibilidad de cortes en las líneas de transmisión, juega un papel muy importante dentro del sistema argentino, pero mediante la utilización de transmisiones alternativas, se logra reducir la necesidad total de reserva, con respecto a los subsistemas interconectados.

Como elemento ampliatorio de este importante aspecto de las proyecciones, se ha incorporado a este capítulo un apéndice con especificaciones técnicas sobre la demanda de energía eléctrica y la reserva técnica.

En el cuadro N° 19 se indica la producción estimada de energía eléctrica expresada en GWh (Giga Watt hora = millones de kWh) que pasa de 13.630 en el año 1972 a 30.181 en el año 1977 y a 82.800 en 1985 en los servicios públicos interconectados.

El total de GWh generados por los servicios públicos esten o no conectados a la red nacional, pasa de 20.419 en el año 1972 a 36.133 en el año 1977 y a 87.120 en el año 1985, año en que se habrá logrado el 95 % de la interconexión de los servicios regionales.

Con respecto a la autoproducción, se estima que su generación pasará de 4.900 GWh en el año 1972 con el 19,3 % del total generado a 7.043 GWh. en el año 1977 disminuyendo al 16,3 % del total y a 11.794 GWh en el año 1985 con un peso relativo de 11,9 % del total.

Complementando la información del cuadro N° 18 se ha confeccionado la proyección de la generación de energía eléctrica por cada uno de los sistemas en el cuadro N° 19, indicando la línea escalonada el año de la interconexión al sistema nacional.

En dicho cuadro se expresa la producción en GWh por cada sistema en que está dividido el país, indicándose con la línea escalonada en que año se estima habrá de integrarse el sistema a la red nacional de interconexión, totalizándose al pie del cuadro la generación total interconectada de cada año.

Para la proyección de la demanda de carga máxima o potencia necesaria para poder atender satisfactoriamente el sistema, se ha confeccionado el cuadro N° 20 en el que se indica en MW la potencia prevista en cada sistema con la línea escalonada

C U A D R O N° 19

SERVICIO PUBLICO

PROYECCION DE GENERACION DE ENERGIA

en GWh

Subsistema	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
G.B.AL.	13.540	14.611	15.767	17.014	18.359	19.812	21.379	23.088	24.895	26.864	28.989	31.400	33.755	36.640
DEBA N.	90	102	116	132	150	170	194	220	236	253	270	290	310	330
B.A. SUD	1.231	1.434	1.671	1.947	2.269	2.644	3.080	3.590	4.092	4.665	5.317	6.060	7.177	8.500
COMAHUE	350	413	487	575	678	800	945	1.100	1.316	1.552	1.832	2.135	2.551	3.000
CENTRO	1.326	1.508	1.714	1.949	2.216	2.520	2.865	3.220	3.704	4.211	4.788	5.440	6.190	7.000
CUYO	1.758	2.096	2.499	2.979	3.552	4.235	5.092	6.020	7.153	8.500	10.101	12.000	14.244	16.900
PATG.CENTRO	313	347	386	2.188	3.125	3.177	3.235	3.380	3.511	3.791	4.162	4.653	5.298	6.150
NOA	568	665	779	913	1.070	1.253	1.468	1.720	1.927	2.159	2.419	2.710	3.036	3.400
NEA	177	202	230	263	300	342	390	446	499	559	626	700	785	880
INTERCONEC.	13.630	14.713	18.041	21.617	23.672	30.181	33.555	42.338	46.834	52.554	58.504	65.388	73.347	82.800

C U A D R O N° 20

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGA MAXIMA

(MW)

Subsistema	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
G. BAL	2.551	2.767	3.002	3.257	3.533	3.833	4.158	4.512	4.872	5.263	5.684	6.136	6.629	7.158
DEBA N.	56	64	72	81	92	98	105	112	120	129	138	148	158	168
B.A. SUD	312	356	406	464	529	605	690	788	898	1.024	1.167	1.330	1.575	1.848
COMAHUE	61	72	87	104	124	148	176	210	248	293	346	408	484	576
CENTRO	285	325	370	422	481	549	625	713	813	927	1.056	1.205	1.368	1.548
CUYO	315	418	495	585	692	818	968	1.145	1.360	1.617	1.922	2.283	2.709	3.216
PATAG.CENTRO	51	78	85	312	430	438	448	458	488	526	572	630	718	828
NOA	140	161	184	212	243	279	320	368	413	464	522	586	656	732
NEA	44	49	55	62	70	78	88	99	111	124	139	155	174	198
TOTAL INTERC.	2.607	2.831	3.567	4.328	4.759	6.051	6.722	8.306	9.212	10.367	11.546	12.881	14.471	16.328

(1)

(1) Suma de las cargas máximas sin considerar la simultaneidad.

de la interconexión y el total de la potencia por año del servicio interconectado.

El total de MW estimados pasa de 3.815 en el año 1972 a 6.846 en el año 1977 y a 16.297 en el año 1985, indicándose la potencia de cada sistema y con la línea escalonada el año en que pasa a integrar el sistema interconectado.

Así definida la gama de las proyecciones de las demandas del consumo y de la carga máxima, en el capítulo siguiente, abordaremos la posibilidad del equipamiento, pero antes debemos indicar, como debe ser, a juicio de la tesis encarada en este trabajo, el futuro ordenamiento eléctrico nacional.

CONCEPTO DE UN NUEVO ORDENAMIENTO ELECTRICICO NACIONAL

En el capítulo anterior al analizar la situación actual, se expresó que al efectuar la proyección de la demanda para 1974-1985 se darían también las características que debe adoptar en el futuro el ordenamiento en la prestación del servicio de electricidad, para posibilitar un desarrollo nacional orgánico.

La tesis que sostiene este trabajo es que está ya iniciado el lanzamiento del país, en materia de generación hidroe-léctrica, encontrándose hoy en ejecución, vitales obras de infraestructura eléctrica, que habrán de significar para la década un formidable esfuerzo, para lo cual es necesario la máxima concentración y el mejor aprovechamiento de los medios disponibles.

ORDENAMIENTO JURIDICO ACTUAL LEY 15336

La Ley que regula el servicio eléctrico actual es la N° 15336 y fue promulgada el 20 de septiembre de 1960. Dicha Ley regla las actividades de la industria eléctrica destinada a la generación, transformación y transmisión o a la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas correspondan a la jurisdicción nacional.

El artículo tercero en su primer párrafo define el serv

cio público de electricidad como "la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo a las regulaciones pertinentes".

Es decir, que circunscribe el concepto de servicio público a solo la etapa de distribución y considera a las demás, cuando estén destinadas total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público, de interés general, afectadas a dicho servicio y encuadradas en las normas legales y reglamentarias que aseguren el funcionamiento normal del mismo (art.3º segundo párrafo).

Completa el cuadro del concepto de "servicio público" el art. 4º, en cuanto refuta actos comerciales de carácter privado las operaciones de compraventa de electricidad de una central con una línea de transmisión o de ésta con el ente administrativo o con el concesionario que en su caso presta el servicio público.

La misma discriminación, puede apreciarse en el artículo 6º que precisa el ámbito de la jurisdicción nacional. No obstante, de los artículos 11, 14, 15, 16, 18 y 20 resulta que todo el proceso está sujeto al régimen de concesiones y autorizaciones administrativas, con la sola exclusión -según los artículos 14 y 21 de:

a) Los aprovechamientos de fuentes de energía hidroeléctrica de cursos de agua pública hasta 500 kW, siempre que no afecten a otros aprovechamientos o los planes nacionales y locales de electrificación.

b) La utilización, por los propietarios de cursos de agua privada, a que se refieren los artículos 2350 y 2637 (reformados por Ley 17711) del Código Civil, de la respectiva energía hidroeléctrica para su propio uso y aún cederla a terceros, con tal que no revista el carácter de un servicio público, tal como lo

concibe la misma Ley 15.336.

c) El establecimiento de plantas térmicas o líneas de transmisión y distribución, cualquiera sea la fuente de la energía a transportar, cuando la potencia sea menor de 5.000 kW y sus instalaciones no requieran el uso de la vía pública, en general, de bienes del dominio público o afectados al uso o servicio público

Tales aprovechamientos, aún cuando excluidos del régimen de concesiones y autorizaciones, deben ejercerse con sujeción a las reglamentaciones vigentes o a dictarse, de acuerdo a lo dispuesto por el primer párrafo del artículo 21.

El artículo 37, en concordancia con la amplitud del régimen de concesiones y autorizaciones, establece que todas las funciones y atribuciones del gobierno, inspección y policía del servicio, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, serán ejercidas por la Secretaría de Energía y Combustibles (hoy Secretaría de Energía según la Ley actual de Ministerios).

Por su parte, si bien los artículos 39 y 40 hacen un distinguo entre tarifas y precios, llevando esta última designación a pensar en los actos comerciales de carácter privado del artículo 4º, resulta de aquellas mismas disposiciones, que es siempre el Poder Ejecutivo Nacional quien fija unas y otros, no solo para lo que la Ley designa como servicio público, sino también para la energía eléctrica que se comercialice en las centrales y líneas que integran la Red Nacional de Interconexión.

Dentro del mismo orden de ideas, cabe agregar, que según el artículo 42, las industrias solo podrán abastecerse directamente e interconectar sus propias centrales con los servicios eléctricos nacionales, cuando las circunstancias lo justifiquen y ello se juzgue conveniente y adecuado por la Secretaría de Energía.

CONCEPTO DEL SERVICIO PUBLICO PARA UN NUEVO ORDENAMIENTO ELECTRICO

Lo integral e instantáneo del proceso, desde que se produce hasta que se consume la energía eléctrica, es el hecho que jurídicamente, cuando el proceso de orienta a la satisfacción de las necesidades de la colectividad, debe considerarse dentro del concepto de "servicio público".

Esta interpretación, da origen a la insoslayable intervención del poder público en todas las etapas, para asegurar el suministro, su regularidad y continuidad, el otorgamiento de concesiones, autorizaciones y reglamentaciones a que todo ese proceso debe estar sometido y la fijación, también por el poder público de las tarifas o precios de venta en las distintas etapas.

Por ello, se estima no ajustada a la realidad la determinación de la Ley 15336, de considerar servicio público solo a la etapa de distribución, pues si se trata de un proceso integral y el interés general juega en todas y cada una de sus etapas, no cabe si no concluir que cuando el destino de la energía eléctrica, es satisfacer las necesidades de los usuarios de una colectividad, el servicio público, comprende tanto la producción, transporte y transformación, como la distribución de la energía eléctrica.

SISTEMAS DE TRANSMISION

Es notable, el desarrollo de la tecnología de los últimos tiempos en materia de transmisión de energía eléctrica a grandes distancias, situación que debe ser tenida muy especialmente en cuenta en nuestro país, por lo que ello significa, en el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, generalmente alejados de los grandes mercados consumidores.

La evolución en los sistemas de transmisión del país con indicación de la tensión máxima, y la longitud de la línea de alta tensión; es la indicada a continuación hasta el año 1970, estimándose la necesidad de las líneas que deberán ser tendidas en

el período comprendido entre los años 1973 - 1985.

AÑO	TENSION	LINEAS
	MAXIMA kW	A.T. LONG. KM.
1950	66	157
1960	66	1.024
	132	1.171
1970	66	2.600
	132	3.300
	220	250
1973/85	66	3.500
Estimado	132	4.500
	220	3.000
	330	1.200
	500	3.000

Se nota el progreso constante con tensiones y longitudes crecientes, como consecuencia de centralizar la producción para obtener los mejores rendimientos técnico-económicos y cubrir las necesidades de un mercado siempre en expansión y desarrollo.

Los continuos desarrollos tecnológicos en materia de transmisión de energía eléctrica, hacen que la prestación de este importante servicio público, no pueda darse a bajo costo y alta eficiencia dentro del estrecho marco que ofrece la actual Ley 15336

Tales desarrollos conducen a interconexiones en alta tensión que posibiliten la coordinación y complementación técnica-económica entre los distintos sistemas que prestan el servicio en todo el país.

El transporte de energía eléctrica a grandes distancias es una necesidad, por la particular conformación geográfica de nuestra República, donde las fuentes primarias de generación hidroeléctricas se encuentran lejos de los mercados consumidores. Las grandes obras hidroeléctricas generalmente deben ir asociadas

a extensas líneas de transmisión.

Por ello, el país necesita que jurídicamente se adapte la legislación vigente, estableciendo obligaciones de interconexión en el ámbito de la jurisdicción nacional y se celebren los acuerdos que fueren necesarios con las Provincias, para desarrollar progresivamente en todo el territorio la integración de todos los sistemas eléctricos, creando la Red Nacional de Interconexión (RNI)

RED NACIONAL DE INTERCONEXION

La génesis de las interconexiones proviene de la necesidad de centralizar la producción para obtener los mejores rendimientos técnicos económicos y cubrir las necesidades de un mercado siempre en expansión y desarrollo.

Tenemos el ejemplo de la Capital Federal que, de sistema local pasó a integrar uno regional (Gran Buenos Aires-Litoral) y en 1973 se interconectó El Chocón-Neuquén-Comahue, dándose así principio al Sistema Nacional.

Muy importante es la integración de la Red Nacional de Interconexión, pues este objetivo, habrá de convertirse en esta década en una imperiosa necesidad para el desarrollo regional del país.

Las ventajas son evidentes, disminuyéndose la necesidad de reserva, por ser compartida, se cubren mejor los picos de energía hidráulica de gran flexibilidad, aunque la generación esté alejada del consumo, se aprovechan los corrimientos horarios (hora astronómica) entre las grandes ciudades y los consiguientes corrimientos de los picos de carga (entre Bs.Aires y Mendoza hay 41 minutos de diferencia, se puede transferir energía de base sobrante en energía de punta de alta calidad etc.

La Red Nacional de Interconexión posibilitará un despacho económico de cargas en todo el país y el intercambio de energía entre zonas, lográndose en síntesis el sistema nacional optimi

zado.

En el gráfico N° 21 se pueden apreciar los distintos sistemas eléctricos regionales, que se estima habrán de interconectarse antes del año 1980 de acuerdo a la siguiente secuencia:

SISTEMAS	1	GRAN BUENOS AIRES - LITORAL
ACTUALMENTE	2	BUENOS AIRES - SUD
INTERCONECTADOS	3	COMAHUE

SE INTERCONECTARAN EN EL AÑO

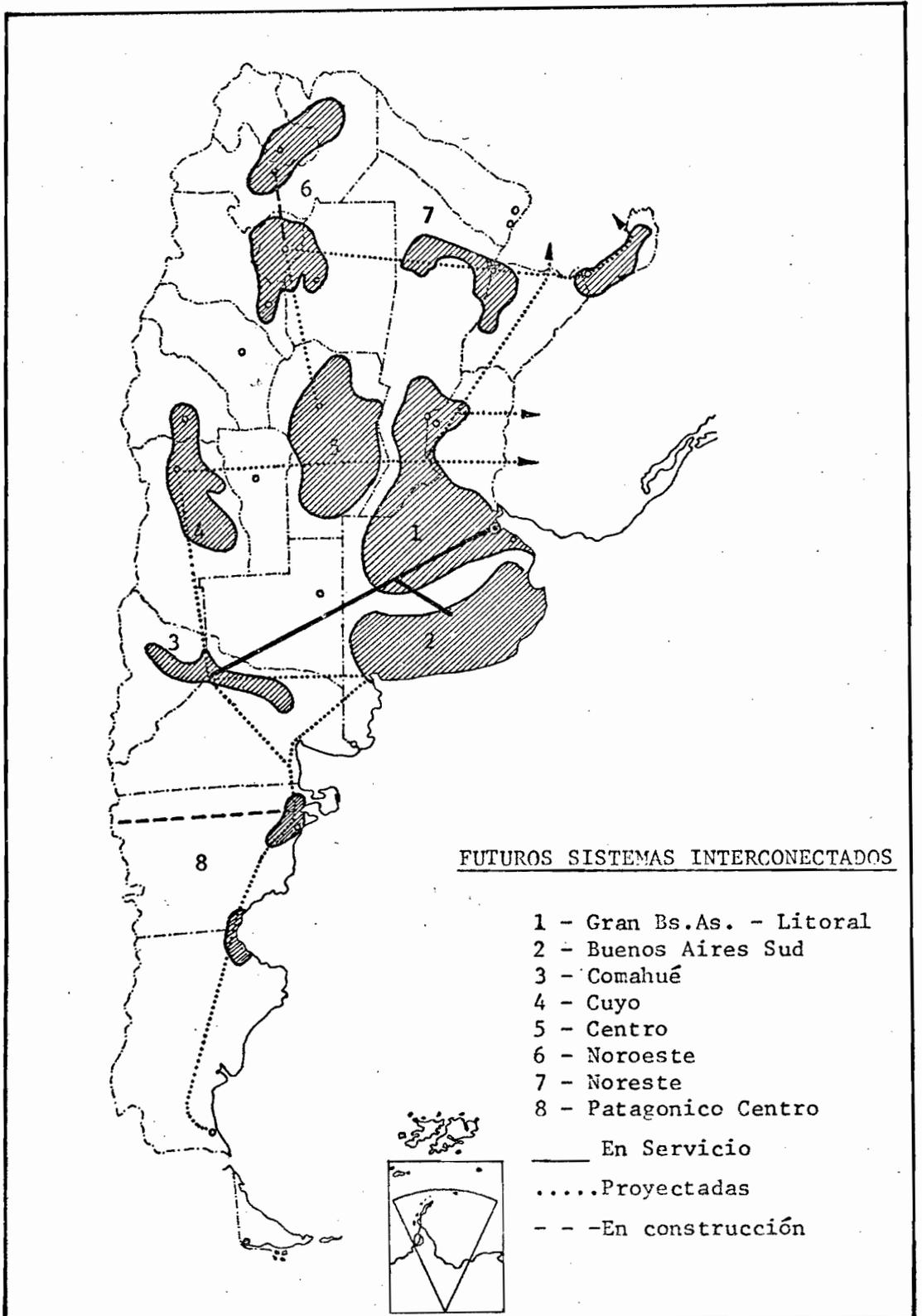
1975	5	CENTRO - EPEC (CORDOBA)
1977	4	CUYO
1978	8	PATAGONIA CENTRO
1980	6	NOROESTE
	7	NORESTE

EL NUEVO ORDENAMIENTO ELECTRICO NACIONAL

Para llevar a la etapa de las realizaciones, el esquema general esbozado en esta tesis, y atender con eficiencia el futuro eléctrico del país, se hace necesario reformar, el régimen jurídico actual, mediante el dictado de una Ley de Ordenamiento Eléctrico Nacional que deberá:

- * Definir claramente el concepto de "servicio público de electricidad".
- * Establecer la obligación de la interconexión, cuando a juicio del Estado Nacional y dentro de su competencia así lo determine.
- * Definir claramente los aspectos de jurisdicción y control de gestión de las empresas.
- * Establecer mecanismos de financiación para las grandes

GRAFICO N° 21
SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES
RED NACIONAL DE INTERCONEXION



obras, con la mayor participación del ahorro nacional.

* Determinar mecanismos de programación y ejecución de obras con cronogramas para el desarrollo de la industria eléctrica nacional.

* Contemplar el funcionamiento coordinado de:

Empresa Nacional de Electricidad

Empresas Regionales de Electricidad

Empresas Zonales de Distribución Eléctrica

Cooperativas de Electricidad

Despacho Unificado de Cargas.

LA EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Partiendo de la base, de que con una sola excepción todo el sector del servicio eléctrico es de propiedad nacional a través del Estado Nacional, las Provincias o las Cooperativas, como quedó expresado en el Capítulo III, la Empresa nacional, deberá ser creada dentro del encuadre jurídico del decreto-Ley 19550/72 y dotada del máximo de flexibilidad y fluidez operativa como una sociedad anónima del Estado.

La Empresa deberá estructurarse sobre la base de las actuales AGUA Y ENERGIA ELECTRICA DE LA NACION, SEGBA S.A. e HIDRONOR S.A. integrándose con la representación de las empresas provinciales.

Tendrá jurisdicción en todo el sistema interconectado y sus principales funciones deberán ser:

- * Realizar los estudios y proponer los planes de mediano y largo plazo.
- * Coordinar los planes de desarrollo eléctrico regional.
- * Establecer las decisiones del equipamiento a escala nacional.
- * Dictar reglas de normalización de equipos y materiales.
- * Coordinar las políticas, los proyectos, la operación y el

mantenimiento preventivo de los sistemas.

- * Coordinar las compras de elementos normalizados, a fin de establecer la mejor complementación, con la industria eléctromecánica local.
- * Ejercer la supervisión de la Red Nacional de Interconexión que integrará su patrimonio, debiendo ordenar y operar el Despacho Unificado de Cargas entre todos los sistemas interconectados.
- * Canalizar los recursos financieros nacionales e internacionales para la ejecución de las grandes obras eléctricas.

EMPRESAS REGIONALES DE ELECTRICIDAD

Complementando la acción de la Empresa Nacional se constituirán Empresas Regionales, de acuerdo a las áreas de influencia con dimensión técnica y económica adecuada para la prestación del servicio público de electricidad.

Estas empresas también deberán funcionar con autonomía operativa bajo la forma jurídica de sociedades anónimas del Estado y actuarán independientemente en sus respectivas regiones en todas sus etapas de generación, transformación y distribución.

La participación inicial deberá estar en proporción a los patrimonios de los respectivos entes que la integren al momento de su formación, debiendo el estatuto asegurar a las Provincias la dirección de la gestión empresarial.

EMPRESAS ZONALES DE DISTRIBUCION ELECTRICA

La evolución en los sistemas de distribución indica la necesidad de establecer que las Empresas Regionales puedan constituir Empresas Zonales de distribución, dentro de sus respectivas Regiones, para la prestación del servicio públi-

co en sus etapas de distribución en alta tensión, transformación, electrificación rural y distribución en baja tensión.

En toda su gestión, técnica, económica y financiera deberán seguir los lineamientos que les imparta la Empresa Regional a quien le compren la energía eléctrica que distribuyen.

DESPACHO UNIFICADO DE CARGAS

El "Despacho Unificado de Cargas" complementará todo el sistema, mediante un programa de computación que determinará para cada momento, de acuerdo a la demanda y a la carga requerida, que equipos, sistemas de transmisión o fuentes de generación, deben ser incorporados o retirados del sistema, para lograrse, la más optima utilización del mismo, en las condiciones más económicas para el conjunto.

Para lograr la estructura empresaria expuesta precedentemente, resulta conveniente centralizar todo lo que hace a la prestación del servicio público de energía eléctrica y, a la vez, descentralizar todo cuanto haga al desarrollo general, pero el esquema debe necesariamente apoyarse en la previa declaración de la jurisdicción nacional en todo el ámbito del conjunto.

Por último, debe expresarse, que el proceso del nuevo ordenamiento, obligará a analizar enfrentamientos de larga data, antinómicas tales como empresas del poder central, empresas provinciales, cooperativas, sociedades anónimas, empresas del Estado, la ubicación de las centrales nucleares en el sistema a cargo de Agua y Energía Eléctrica de la Nación, dentro de la zona de Empresas Regionales, etc. aflorarán a la superficie y provocarán perturbaciones inevitables.

Los problemas que se planteen deberán necesariamente tener soluciones nacionales, pues cualquier otra actitud, demorará el proceso, no solo del ordenamiento eléctrico sino del desa-

rrollo integral del país.

APENDICE ANEXO AL CAPITULO IV
DEMANDA ELECTRICA Y RESERVA TECNICA

La expresión de la demanda, exige el uso de algunos términos técnicos, cuyo significado, se tratará de resumir en este apéndice para facilitar la comprensión, de los que no están familiarizados con la terminología utilizada.

Comenzaremos por establecer la diferencia entre "potencia" y "energía".

La "potencia" se mide en kW, en HP o en unidades equivalentes y representa la capacidad para producir trabajo. La "energía" se mide en kWh, en HPh o en unidades similares y representa efectivamente el trabajo realizado.

W = Watio = Vatio (unidad de potencia eléctrica). kW = kilovatio = mil vatios. kWh = kilovatio hora = trabajo realizado por un kilovatio en una hora.

La diferencia entre "potencia" y "energía" se puede apreciar en un caso simple de un consumo residencial, en el consumo total del mes, por ejemplo 10 kWh.

Esta sola información no refleja bien la característica de la demanda representada por este consumo, pues se puede llegar a él de diferentes maneras. Por ejemplo, mediante la utilización de un solo elemento de 100 vatios encendido durante 100 horas durante el mes ó mediante 10 elementos de 100 vatios cada uno, encendidos durante 10 horas en el mes.

El consumo en kWh es el mismo en ambos casos, pero la "demanda" será sustancialmente distinta en términos de "potencia" del generador que suministra la energía. En el primer caso bastaría con un generador de 100 vatios para atender la única unidad encendida, mientras que en el segundo caso, se requerirá un generador con una "potencia de 1.000 vatios".

La demanda, en el sistema eléctrico atendido por una empresa de electricidad está dada, por la demanda máxima horaria, expresada en miles de k $\text{\$}$, la producción de energía expresa en millones de kWh anual y el factor de carga media anual del sistema.

El factor de carga, expresa la relación entre la potencia hipotética media durante el año y la potencia máxima requerida durante una hora en el año.

- a) Dividiendo la producción de energía anual por 8.760, número de horas que tiene el año, se obtiene la potencia media horaria.
- b) Dividiendo la potencia media, por la demanda máxima, resulta el factor de carga.

El factor de carga, tiene mucha importancia económica y técnica, porque refleja la medida en que es aprovechada la instalación.

A una misma potencia instalada, un mayor factor de carga, significa utilizar más energía, lo que se traduce en menor costo por kWh.

Cuanto más alto sea el factor de carga, mayor provecho se obtiene de las instalaciones, en términos de energía total producida. La demanda tipo industrial o del transporte, origina factores de cargas elevados, pues se mantienen durante un mayor número de horas en el día.

En cambio la demanda de tipo doméstico, tiende a producir factores de cargas bajos, porque se concentra en pocas horas del día.

En resumen, mientras mejor repartidos en el tiempo estén los consumos, mejor será el factor de carga del sistema o central eléctrica.

Así, la demanda de un sistema, en términos de potencia, se define como la carga máxima solicitada por la fuente de abastecimiento.

cimiento en un intervalo de tiempo que fluctúa por lo general entre 15 o 20 minutos y una hora.

La carga máxima de la red, es la mayor demanda de carga absorbida, en el período considerado y representa el punto culminante (pico de máxima) de la curva de carga.

El diagrama de la curva diaria de carga o de demanda de energía de una central, generalmente presenta dos picos de carga máxima y entre ellos dos mínimos o valles de la curva, dando lugar a las denominadas "energía de base" y "energía de pico o punta".

De tal manera que, en realidad, la interrelación de la demanda total del consumo y de la demanda máxima, es la que configura finalmente el panorama de las decisiones del volumen y características del equipamiento.

La reserva técnica de un sistema eléctrico, está dada por un parque de máquinas, que permita disponer de una potencia en reserva, que por lo menos soporte la salida intempestiva del servicio de la máquina de mayor capacidad de generación.

Además, la reserva técnica, permite periódicamente y en forma rotativa, efectuar el servicio de mantenimiento de todo el parque de maquinarias, para efectuarles revisiones y acondicionamientos normales.

—oo0oo—

CAPITULO VEQUIPAMIENTO PARA SATISFACER LA DEMANDA DE
ENERGIA ELECTRICACONCEPTO

Determinada la proyección de la demanda de energía eléctrica que ha de proveerse y la capacidad o potencia que ha de instalarse, elementos que fueron analizados en el capítulo anterior, el problema que se plantea es elegir entre las alternativas posibles para alcanzar los niveles previstos.

Las centrales para la generación de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos, de acuerdo con los recursos naturales utilizados para su transformación en energía eléctrica.

Existen las centrales hidroeléctricas, que utilizan la energía hidráulica contenida en los cursos de agua disponibles en el país o en la zona y las centrales termoeléctricas, que transforman en electricidad la energía térmica de otros combustibles (carbón, fuel-oil, gas, uranio etc.)

Sabemos que existen centrales térmicas e hidráulicas en varias posibilidades, según sea el combustible que utilizan las primeras y la cantidad y altura de caída de las aguas las segundas y también existen las centrales que en los últimos tiempos se han dado en llamar de bombeo.

Debemos aclarar al respecto, que en realidad la central de bombeo, no aporta energía eléctrica, sino que consume, pues su función es llenar mediante la utilización de energía de base y disponible, su reservorio de agua que en cantidad y altura adecuada, utiliza luego para generar energía eléctrica en las horas de pico del sistema.

Se estima entre un 20 o 30 % menor la energía producida que la utilizada, la diferencia a favor de las centrales de bombeo, está en que el costo de la energía de base, es inferior al de la energía de punta o pico. (ver apéndice de aclaraciones sobre demanda que se agrega al final del Capítulo IV).

Para equiparar las proyecciones estimadas, es sabido que existe un considerable número de proyectos, mucho de los cuales ya cuentan con la decisión de las autoridades en cuanto a su prioridad y ejecución. Así debe ser y no puede ser de otra manera en cuanto al tiempo de ejecución, porque la puesta en servicio de cualquier central eléctrica que debe cubrir la base de un diagrama de carga, no puede hacerse hoy en menos de 5 a 6 años, o más, si su volumen es grande.

Consecuentemente, considerando la proyección de la demanda del conjunto del sistema, la decisión fundamental a adoptar se refiere a la utilización de los recursos térmicos o hidráulicos en la generación de energía eléctrica.

Tres son los factores fundamentales a tener en cuenta en el momento de tomar las decisiones:

- a) Cantidad y calidad de los recursos energéticos disponibles.
- b) Usos alternativos de esos recursos, evaluando la posibilidad de la exportación de alguno de ellos, y
- c) Facilidades, limitaciones y combinaciones posibles en el uso de esas fuentes de energía para satisfacer la demanda requerida.

La tendencia de la política energética de nuestro país debe ser la de utilizar al máximo los recursos energéticos renovables (hidroelectricidad) los combustibles sólidos (carbón mineral nacional) y el uranio natural nacional.

Ello es así, por cuanto es urgente para la economía general del país, corregir la actual situación, del exagerado con-

sumo de los subproductos combustibles derivados del petróleo, en usos que pueden ser sustituidos y reducir en todo lo posible la utilización de derivados del petróleo y gas para la generación de energía eléctrica.

En el Capítulo I, ya se puso en evidencia, al analizar el balance energético total, la desproporcionada influencia del consumo de hidrocarburos a expensas del desaprovechamiento de los recursos hidroeléctricos.

La implementación de esta política, implicará la necesidad de incrementar la participación de la energía eléctrica dentro del total de la energía, es decir la llamada "electrificación de la energía", basándose ésta en la hidroelectricidad.

Como es conocido, además de las ventajas que proporciona la realización de obras hidráulicas desde el punto de vista de los usos energéticos, dichas obras suelen ser de usos múltiples, pues permiten a la vez que generar energía eléctrica, facilitar la navegación, eliminar las crecidas, aumentar las superficies bajo riego etc.

La estrategia del máximo uso del carbón mineral nacional, se compatibilizó con las metas de producción fijadas en los Planes Nacionales de Energía y en estimaciones efectuadas por la Empresa del Estado que tiene a su cargo la explotación, Yacimientos Carboníferos Fiscales.

En cuanto a las centrales nucleares, la existencia de suficientes reservas uraníferas, hará posible un equipamiento de centrales, cuyas características económicas son semejantes a las de las centrales hidroeléctricas, alta inversión inicial y bajo costo de operación.

El país cuenta con un potencial hidroeléctrico, cuya racional explotación, será necesario encarar con toda decisión, para llegar a aprovechar en la próxima década parte de esa importan

te fuente de energía hoy desaprovechada.

Parece lógico suponer que los mayores esfuerzos se dirijan a impulsar aquellas obras hidroeléctricas de carácter nacional o internacional, en particular las que ofrecen la posibilidad de una inmediata realización y puesta en funcionamiento en término, para satisfacer el requerimiento de la demanda.

Cualquier demora en su ejecución, habrá de significar un grave riesgo para el desarrollo económico del país y con toda seguridad, obligará a tomar decisiones de emergencia para cubrir, eventuales déficit de energía eléctrica, que sin ninguna duda además de ser irracionales, resultarán mucho más gravosas para el crario nacional.

Las autoridades deben tomar la decisión y tomarla a tiempo. Es bastante reciente el ejemplo que por no haber tomado a tiempo en su oportunidad, una decisión, hubo que adoptar luego decisiones que -sin ser las peores- probablemente en su momento, no hubieran sido elegidas como soluciones.

EQUIPAMIENTO EN GENERAL

Trataremos primero el equipamiento en general para dedicarnos luego al importante aporte que el potencial hidroeléctrico del país puede tributar para cubrir en gran parte la necesidad de energía eléctrica y sustituir el consumo de combustibles escasos.

Para la determinación del equipamiento óptimo, debemos dejar establecida la estrategia de máxima integración de los sistemas regionales mediante su interconexión, tendiendo líneas de transmisión de energía eléctrica en grandes potencias, las que permitan llegar con la energía allí donde sea requerida.

Se hará necesario establecer una perfecta coordinación entre las generaciones de tipo hidroeléctrico, nuclear y térmico

C U A D R O N° 22

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO 1972-1985

CIFRAS EN MW

TIPO DE POIENCIA	1972		1973		1974		1975		1976		1977	
	MW	%										
TERMICA CONV.	4.246	73,1	4.246	65,2	4.246	58,1	4.359	56,1	4.359	50,4	5.129	52,4
TURBINA A GAS	675	11,6	962	14,7	1.229	16,8	1.263	16,2	1.263	14,6	1.263	12,8
NUCLEAR	--	--	--	--	320	4,4	320	4,1	320	3,7	320	3,3
SUBTOTAL	4.921	84,7	5.208	79,9	5.795	79,3	5.942	76,4	5.942	68,7	6.712	68,5
HIDROELECTRICA	891	15,3	1.308	20,1	1.508	20,7	1.833	23,6	2.712	31,3	3.081	31,5
TOTAL	5.812	100,0	6.516	100,0	7.303	100,0	7.775	100,0	8.654	100,0	9.793	100,0

CUADRO N° 22

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO 1972-1985

(continuación)

CIFRAS EN MW

TIPO DE POTENCIA	1978		1979		1980		1981		1982		1983-1985	
	MW	%	MW	%								
TERMICA CONV.	5.119	44,2	5.149	39,1	5.149	36,7	5.149	33,7	5.149	30,5	5.149	18,8
TURBINA A GAS	1.263	10,9	1.263	9,6	1.263	9,0	1.263	8,3	1.263	7,5	1.263	4,6
NUCLEAR	320	2,8	920	7,0	920	6,6	920	6,0	920	5,4	920	3,4
SUB-TOTAL	6.702	57,9	7.332	55,7	7.332	52,3	7.332	48,0	7.332	43,4	7.332	26,8
HIDROELECTRICA	4.886	42,1	5.822	44,3	6.702	47,7	7.952	52,0	9.577	56,6	20.052	73,2
TOTAL	11.588	100,0	13.154	100,0	14.034	100,0	15.284	100,0	16.909	100,0	27.384	100,0

convencional para lograr un esquema coherente y con posibilidades de óptima explotación del conjunto del sistema que estimamos prácticamente todo interconectado, para el año 1985.

Dentro de las políticas y estrategias establecidas, se confeccionó el cuadro N° 22 que indica el PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO 1972 - 1985, indicándose para cada año y por tipo de potencia expresa en MW las incorporaciones y las variaciones porcentuales que con relación al total participa cada tipo de generación.

Tomando los años extremos del PLAN tenemos las siguientes variaciones fundamentales:

GENERACION	1972		1985	
	MW	%	MW	%
TERMICA CONVENCIONAL	4.246	73,1	5.149	18,8
TURBINAS A GAS	675	11,6	1.263	4,6
ENERGIA NUCLEAR	—	—	920	3,4
	4.921	84,7	7.332	26,8
HIDROELECTRICA	891	15,3	20.052	73,2
T O T A L E S	5.812	100,0	27.384	100,0

Es decir que aumentando la potencia instalada en 21.572 MW que representa un 371 %, la generación térmica convencional y la generación a base de gas natural, si bien aumenta en 1.491 MW. su participación relativa en el total pasa del 84,7 % al 23,4 % con el consiguiente ahorro de combustibles derivados de los hidrocarburos que son escasos en el país, de importación con costos elevados y que pueden ser utilizados con mejores rendimientos en la petroquímica.

En cuanto a la generación nuclear pasa de cero en el año 1972 a 920 MW en el año 1985, habiéndose previsto únicamente, la Central Atucha en la Provincia de Buenos Aires, con 320 MW que ya se encuentra en la etapa final de su construcción y se espera entre en funcionamiento en los primeros meses del año 1974, y la Cen

tral Córdoba a instalarse en Río Tercero, Provincia de Córdoba, con 600 MW. cuya construcción está a punto de ser contratada, al tiempo de efectuarse el presente trabajo, previéndose su entrada en servicio para el año 1979.

En cuanto a la generación hidroeléctrica, puede apreciarse que se le asigna una muy importante gravitación en el total del equipamiento pues pasa de 891 MW en el año 1972 a 20.052 en el año 1985 con una participación relativa del 73,2 % del total.

La importancia que el presente trabajo le confiere al potencial hidroeléctrico argentino, las posibilidades de ejecución de las extraordinarias obras nacionales e internacionales que pueden encararse y la gran disponibilidad de energía aprovechable, fueron expuestas en el Capítulo II de este trabajo.

Como quedó dicho en el Capítulo III, al tratarse el tema del parque actual de generación, (ver cuadro N° 17) existe un total aproximado de 630 MW en máquinas instaladas antes del año 1940, de los cuales aproximadamente 600 MW son térmicas (vapor-diesel).

Además existen máquinas que si bien fueron instaladas con fecha posterior, su explotación resulta antieconómica, por lo que se puede estimar la potencia total a retirar a partir del año 1977 en 1.200 MW con el siguiente programa tentativo de retiros:

<u>MW A RETIRAR EN CADA AÑO</u>							
1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
100	100	100	150	150	200	200	200

Con los valores consignados en el cuadro N° 22 y el programa tentativo de retiros expresado precedentemente se ha confeccionado el cuadro N° 23 resumiendo la evolución de la potencia total instalada.

Corresponde consignar que los valores determinados para el equipamiento óptimo, fueron establecidos, utilizando al efecto, como principal herramienta de este trabajo el "Modelo Matemático"

CUADRO N° 23

SERVICIO PUBLICOPLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICOPOTENCIA INSTALADAMW

AÑO	TOTAL SISTEMAS	RETIROS	TOTAL
1972	5.812	--	5.812
1973	6.516	--	6.516
1974	7.303	--	7.303
1975	7.775	--	7.775
1976	8.684	--	8.684
1977	9.783	100	9.683
1978	11.588	100	11.468
1979	13.154	100	13.054
1980	14.034	150	13.884
1981	15.284	150	15.134
1982	16.909	200	16.709
1983-1987	27.384	400	26.984

para optimización del equipamiento argentino, elaborado por la Secretaría de Energía, con la participación de los distintos organismos y empresas del Estado que intervienen en el tema: Recursos Hídricos, Comisión Nacional de Energía Atómica, Agua y Energía Eléctrica, Segba S.A. e Hidronor S.A.

En cuanto a las incorporaciones previstas para cada tipo de potencia, el año de su incorporación, la ubicación y la empresa que habrá de incorporarla se han efectuado las previsiones que se indican en el cuadro n° 24 clasificadas por tipo de generación.

Las obras incluídas en el cuadro anterior, deberán entrar en servicio antes del año 1979, de acuerdo a los proyectos ya seleccionados para garantizar la satisfacción de la demanda, reducir el uso de los hidrocarburos, disminuir la autoproducción etc., muchas de las cuales se hallan ya en proceso de contratación o licitación.

Con respecto a las obras que abarcan el período hasta el año 1985, debe destacarse la necesidad de adoptar en tiempo las decisiones, como premisa fundamental para que se pueda contar en las fechas previstas con la provisión de energía estimada en la proyección de la demanda, del período considerado.

Para visualizar las variaciones que por cada tipo de generación se producen de acuerdo al plan de equipamiento proyectado, se han confeccionado los cuadros n°s 25 a 28 indicándose para cada uno de los sistemas eléctricos los totales anuales de MW de potencia instalada.

Corresponde aclarar que las incorporaciones de potencia previstas, fueron incluídas hasta el año 1979 de acuerdo con la programación y los estudios específicos efectuados por los distintos organismos oficiales que tienen a su cargo la prestación de los servicios.

Las obras que deberían entrar en servicio con posteriori-

CUADRO N° 24

POTENCIA A INCORPORAR1973 - 1985TERMICA CONVENCIONAL

<u>EMPRESA</u>	<u>POTENCIA</u> <u>MW</u>	<u>Ú-B I C A C I O N</u>	<u>AÑO</u>
SEGBA S.A.	350	Gran Bs.As. - Litoral	1975
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	160	Sta. Fé - Gran Bs.Aires	1975
" " " "	30	C.Rivadavia - Chubut	1977
" " " "	350	Luján de Cuyo Mendoza	1977
" " " "	13	Barranqueras Chaco	1977
	<u>903</u>		

TURBINAS A GAS

SEGBA S.A.	185	Gran Bs.As. - Litoral	1973-74
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	30	Paraná Entre Ríos	1974
CIA. ITALO ARG.ELECTRICIDAD	30	Gran Bs.As. - Litoral	1974
EMP.PROV.ELECT. CORDOBA	45	Córdoba - Centro	1974-75
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	19	Corrientes	1974
" " " "	19	Jujuy	1974
" " " "	36	Salta-Sgo.del Estero	1974
" " " "	60	Río Negro	1974
" " " "	15	Tucumán	1974
" " " "	15	Comodoro Rivadavia	1974
" " " "	15	Santa Cruz	1974
	<u>469</u>		

CUADRO N° 24

(Continuación)

EMPRESA	POTENCIA MW	UBICACION	AÑO
TRANSPORTE	4.765		
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	166	Los Blanco - Cuyo	1979
	<u>4.931</u>		
HIDRONOR S.A.	300	Collon Curá	1980
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	260	Córdoba - Centro	1980
" " " "	210	Potrerillos	1980
COM.TEC.MIXTA APIPE	2.250	Apipé	1981-1982
HIDRONOR S.A.	500	Alicurá	1982
" " "	2.100	Piedra del Aguila	1983-1987
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	960	El Chihuido	" "
" " "	1.200	Cordón del Plata	" "
" " "	810	El Tontal	" "
" " "	1.260	Santa Cruz	" "
" " "	3.500	Corpus	" "
" " "	760	Río Grande	" "
HIDRONOR S.A.	120	Arroyito	" "
	<u>14.230</u>		

CUADRO N° 24

(Continuación)

<u>EMPRESA</u>	<u>POTENCIA</u> <u>MW</u>	<u>UBICACION</u>	<u>AÑO</u>
TRANSPORTE	469		
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	38	Santa Fé	1974
" " "	15	Villa María-Cordoba	1975
" " "	6	San Luis	1975
" " "	15	V. Concepción-E. Ríos	1975
" " "	30	La Rioja	1976
DIREC. ELECT. BS. AIRES	15	Necochea	1975
	<u>588</u>		
<u>NUCLEARES</u>			
COM. NAC. ENERG. ATOMICA	320	Atucha-G. Bs. As.-Litor.	1974
" " " "	600	Córdoba	1979
	<u>920</u>		
<u>HIDROELECTRICAS</u>			
HIDRONOR S.A.	1.200	El Chocón-Neuquén	1973-1976
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	448	Futaleufú-Chubut	1975-1976
" " "	102	Salta	1975
" " "	129	Agua del Toro-Cuyo	1976
" " "	216	Los Reyunos	1976-1977
HIDRONOR S.A.	450	Planicie Banderita	1977-1978
COM. TEC. MIX. S. GRANDE	1.220	Salto Grande	1978-1979
HIDRONOR S.A.	500	Alicura	1978
AGUA Y ENERGIA ELECTRICA	500	Río Grande	1978
	<u>4.765</u>		

RESUMEN M.W.

	<u>1973-79</u>	<u>1980-85</u>
TERMICA CONVENCIONAL	903	-.-
TURBINAS A GAS	588	-.-
NUCLEARES	920	-.-
HIDROELECTRICAS	<u>4.931</u>	<u>14.230</u>
	<u>7.342</u>	<u>14.230</u>

TOTAL GENERAL

21.572 MW

CUADRO N° 25

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

GENERACION TERMICA CONVENCIONAL

MW

S I S T E M A	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983 1987
GRAN BS.AS.-LITORAL	3.056	3.056	3.056	3.056	3.056	3.406	3.406	3.406				3.406
BS.AIRES-SUD	501	501	501	521	521	521	521	521				521
COMAHUE	30	30	30	30	30	30	30	30		S I N		30
CUYO	120	120	120	126	126	476	476	476				476
CENTRO	302	302	302	374	374	374	374	374			V A R I A N T E S	374
NOROESTE	120	120	120	120	120	120	120	120				120
NORESTE	67	67	67	82	82	122	112	142				142
PATAGONIA	50	50	50	50	50	80	80	80				80
	4.246	4.246	4.246	4.359	4.359	5.129	5.119	5.149	5.149	5.149	5.149	5.149

C U A D R O N° 26
PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO
GENERACION TURBINA A GAS

MW

S I S T E M A	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983 1987
GRAN BS.AS.-LITORAL	675	675	675	675								675
BS.AIRES - SUD		94	110	120								120
COMAHUE			16	16								16
CUYO		80	110	110				S I N				110
CENTRO		60	110	110								110
NOROESTE		40	109	109								109
NORESTE			20	20								20
PATAGONIA		13	79	103								103
	675	962	1.229	1.263	1.263	1.263	1.263	1.263	1.263	1.263	1.263	1.263

CUADRO N° 27
PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO
GENERACION NUCLEAR

MW

S I S T E M A S	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983 1987
GRAN BS.AS.-LITORAL			320					320				320
BS. AIRES - SUD												
COMAHUE												
CUYO												
CENTRO								600		S I N		600
NOROESTE												
NORESTE												
PATAGONIA												
	--	--	320	320	320	320	320	920	920	920	920	920

CUADRO N° 28

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

GENERACION HIDROELECTRICA

MW

S I S T E M A S	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983 1987
GRAN BS.AS. -LITORAL							1.080	1.350	1.350	1.350	1.350	1.215
BS. AIRES - SUD												
COMAHUE	218	618	818	818	1.218	1.443	2.168	2.168	2.468	2.468	2.968	6.028
CUYO	370	372	372	372	616	760	760	926	1.246	1.246	1.246	3.296
CENTRO	173	173	173	173	185	185	185	685	945	945	945	945
NOROESTE	83	98	98	200	200	200	200	200	200	200	200	200
NORESTE										1.250	2.375	6.875
PATAGONIA	47	47	47	270	493	493	493	493	493	493	493	1.493
	891	1.308	1.508	1.833	2.712	3.081	4.886	5.822	6.702	7.952	9.577	20.051

ridad a esa fecha, al no contarse con informaciones oficiales, fueron incluidas anualmente por medio de estimaciones siguiendo la proyección de la demanda.

Debe tenerse en cuenta que las distintas etapas de estos cronogramas poseen cierta elasticidad y solo reflejan la mejor información con que se cuenta hasta el momento de efectuarse este trabajo, en la práctica, deberán adecuarse a los ajustes que necesariamente deberán realizar las empresas responsables de su ejecución.

Las obras hidroeléctricas fueron seleccionadas de un amplio catálogo de proyectos con sus características técnico-económicas, que deberá a su vez ir ampliándose y perfeccionándose en la medida que progresen los estudios de factibilidad y máxima utilización de los diversos aprovechamientos hidroeléctricos nacionales e internacionales.

La plena explotación de los recursos hídricos para la generación de energía eléctrica y la incorporación de las centrales nucleares, será la característica predominante en las próximas décadas, por ello, será necesario establecer una perfecta coordinación entre la generación de tipo hidroeléctrico, nuclear y térmico convencional para lograr un esquema coherente y extender las líneas de transmisión y las de distribución para contribuir a la descentralización industrial y al desarrollo regional.

Considerando el problema geográfico de la ubicación de los distintos sistemas eléctricos en que se divide el país, la instalación de grandes centrales en lugares distantes de los mercados consumidores, hará necesario transmitir grandes cantidades de energía e interconectar los sistemas entre sí.

Como parte del equipamiento, deberán construirse las principales líneas de alta tensión que se incluyen en el cuadro n° 29 indicándose en cada caso, estimativamente el año en que deberán entrar en servicio.

C U A D R O N° 29
PRINCIPALES LINEAS ALTA TRANSMISION
ENTRADA EN SERVICIO

LINEAS	AÑO	TENSION KV	DISTANCIA Km
CENTRO-CUYO	1977	500	50
CENTRO-NOROESTE	1979	220	120
COMAHUE-BAHIA BLANCA	1979	500	575
GRAN BS.AS. - LIT. - NORESTE	1981	750	1.000
CUYO-COMAHUE	1983	500	700
NOROESTE-NORESTE	1983-1987	500	650
BAHIA BLANCA-PATAGONIA CEN- TRO	1987	330	580
GRAN BS.AS. - LIT. - BAHIA BLANCA	1987	500	400

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE LA GENERACION

Ya se indicó en el Capítulo III la distribución del par que de generación del sistema interconectado, habiéndose puesto de manifiesto el elevado consumo de los combustibles derivados del petróleo para generar energía eléctrica a raíz de la gran preponderancia de las instalaciones térmicas y la poca incidencia de la hidroelectricidad.

El objetivo principal de este trabajo es demostrar la enorme posibilidad que tiene el país de revertir esta situación y procurar mediante el incremento de la generación hidroeléctrica, disminuir el consumo de fuel oil y gas natural.

Así, si tomamos los consumos estimados que habrán de producirse de cada combustible, como consecuencia del cumplimiento del plan de equipamiento propuesto, tendremos las siguientes variantes:

AÑO	FUEL OIL (tn)	CARBON (tn)	GAS NATURAL (10 ³ m3)
1972	3.250.000	354.000	1.234.000
1979	540.000	3.000.000	1.000.000
1983	170.000	3.000.000	720.000
1985	170.000	3.000.000	720.000

El consumo estimado de fuel oil para el año 1985 es el mínimo compatible, con los requerimientos de las instalaciones regionales, que se estima deberán generar energía eléctrica utilizando dicho combustible.

En cuanto al carbón mineral, la meta de producción ya fue determinada por Yacimientos Carboníferos Fiscales, Empresa del Estado, que está empeñada en estos momentos en intensificar al máximo su extracción, mediante sociedades mixtas con capitales del exterior, que aportarían sistemas y maquinarias adecuadas.

Con respecto al consumo de carbón, debe aclararse que ya se analizó la factibilidad de las transformaciones de las calderas, de las centrales eléctricas, siendo menester realizar pocas inversiones adicionales, para adaptar sus quemadores para utilizar este combustible en forma alternativa con el fuel oil.

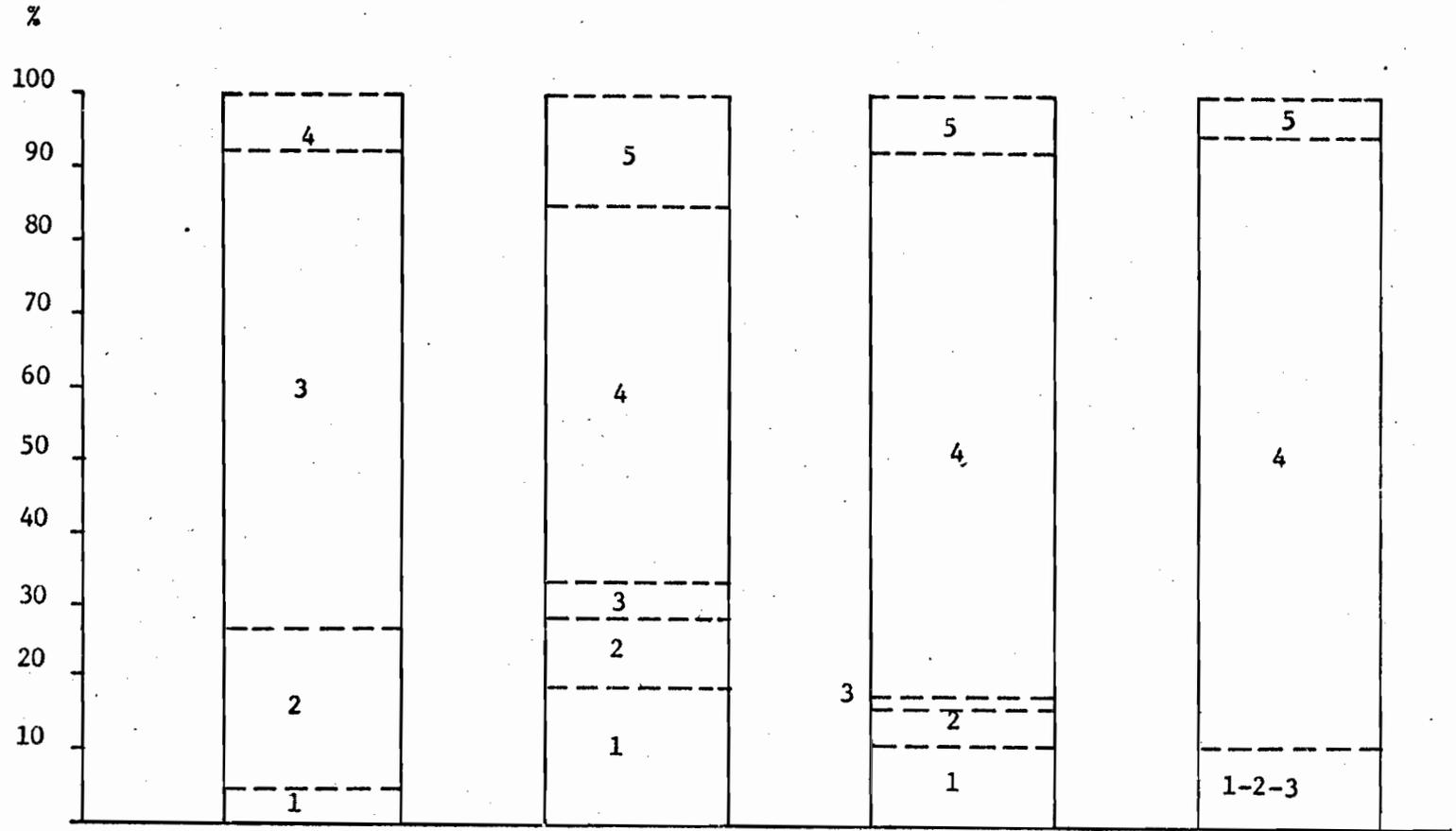
En lo referente al gas natural, las condiciones especiales técnicas de algunas instalaciones y su ubicación en las zonas de influencia de su captación obligará a quemar un mínimo de este combustible en centrales eléctricas.

En el cuadro n° 30 se expresa porcentualmente cual será la estructura del consumo por tipo de combustible, expresado en toneladas equivalentes de petróleo de 10.500 calorías, utilizando los coeficientes adecuados al tipo de generación que cada central hidroeléctrica o nuclear reemplaza en el diagrama de cargas.

Resulta importante destacar, el cambio estructural del consumo de combustibles y la sustitución de los hidrocarburos, por otras fuentes más abundantes en el país y al mismo tiempo que la hidroelectricidad generada por energía renovable, pasa a tener la preeminencia que este trabajo le asigna al potencial hídrico argentino, pues del 7,1 % que tenía en el año 1972, pasaría al 83,4 % en el año 1987.-

-----oo0oo-----

CUADRO N° 30
ESTRUCTURA PORCENTUAL DE LA GENERACION
DE ENERGIA ELECTRICA SEGUN LA FUENTE



	<u>1972</u>	<u>1979</u>	<u>1983</u>	<u>1987</u>
1 - CARBON MINERAL	4,5	19,4	11,6	} 10,8
2 - GAS NATURAL	22,5	9,0	4,1	
3 - FUEL OIL	65,9	5,4	1,2	
4 - HIDRAULICA	7,1	51,4	75,6	83,4
5 - NUCLEAR	--	14,8	7,5	5,8

CUADRO N° 30

SERVICIO PUBLICOESTRUCTURA PORCENTUAL DE LA GENERACION ELECTRICAFUENTE PRIMARIA DE ENERGIA

	1972	1979	1983	1987
Carbón Mineral	4,5	19,4	11,6	-.-
Gas Natural	22,5	9,0	4,1	-.-
Fuel-Oil	<u>65,9</u>	<u>5,4</u>	<u>1,2</u>	<u>-.-</u>
Sub-Total Térmico	92,9	33,8	16,9	10,8
Hidraulica	7,1	51,4	75,6	83,4
Nuclear	<u>-.-</u>	<u>14,8</u>	<u>7,5</u>	<u>5,8</u>
TOTAL	<u>100,0</u>	<u>100,0</u>	<u>100,0</u>	<u>100,0</u>

CAPITULO VI
INVERSIONES Y SU FINANCIAMIENTO

INTRODUCCION

El plan de inversiones para atender el equipamiento de la proyección de la demanda estimada en el presente trabajo, comprende los montos que es necesario invertir en los tres rubros principales que comprenden: generación de la energía eléctrica, su transmisión, referida a las interconexiones entre los grandes sistemas eléctricos y su distribución en baja tensión.

Partiendo de las obras necesarias para cubrir el incremento previsto de la demanda, de manera de minimizar el costo, optimizando los proyectos hidroeléctricos, térmicos y nucleares, se ha proyectado el calendario de inversiones para el período 1974-1987 que se indica en el cuadro n° 31 desagregado en generación térmica e hidroeléctrica, transmisión y distribución.

Del análisis de dicho cuadro, puede apreciarse que el total a invertir por grandes conceptos, expresados en pesos y a valores constantes del año 1973 asciende a \$ 133.935 millones de pesos de acuerdo al siguiente detalle:

INVERSION	millones de pesos	%
Generación a vapor y gas	3.000	5,7
Generación nuclear	8.841	16,7
Generación hidráulica	<u>41.117</u>	<u>77,6</u>
Sub-total generación	(39,5%) <u>52.958</u>	<u>100,0</u>
Alta tensión (líneas troncales)	9.970	12,3
Baja transmisión y distribución	<u>71.007</u>	<u>87,7</u>
Sub-total transmisión y distribución (60,5%)	<u>80.977</u>	<u>100,0</u>
TOTAL GENERAL	(100,0%) <u><u>133.935</u></u>	

Corresponde aclarar respecto a la estimación de los va-

CUADRO N° 31
DEMANDA DE INVERSIÓN REAL

en millones de pesos 1973

CONCEPTOS	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984/87	TOTAL
<u>I-GENERACION</u>												
<u>HIDROELECTRICA</u>												
Construcción	1.370	1.243	1.022	1.576	1.496	1.290	2.019	2,197	1.786	1.757	5.989	21.745
Nacional	497	402	520	519	556	384	346	234	386	400	1.647	5.891
Equipo												
Importado	392	948	1.047	963	888	900	840	167	688	730	3.946	11.509
Imprevistos	113	129	130	153	177	129	141	134	143	144	579	1.972
	<u>2.372</u>	<u>2.722</u>	<u>2.719</u>	<u>3.211</u>	<u>3.117</u>	<u>2.703</u>	<u>3.346</u>	<u>2.732</u>	<u>3.003</u>	<u>3.031</u>	<u>12.161</u>	<u>41.117</u>
<u>TERMICA</u>												
Construcción	315	154	92	27	9	-						597
Nacional	226	349	368	154	47	10						1.154
Equipo												
Importado	290	276	312	192	25	10						1.105
Imprevistos	40	39	39	21	4	1						144
	<u>871</u>	<u>818</u>	<u>811</u>	<u>394</u>	<u>85</u>	<u>21</u>						<u>3.000</u>

CUADRO N° 31
DEMANDA DE INVERSIÓN REAL
 (Continuación)

en millones de pesos

CONCEPTOS	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984/87	TOTAL
<u>NUCLEAR</u>												
Construcción	-	85	60	191	111	106	136	60	106	51	-	906
Nacional	58	135	209	489	667	527	604	410	376	500	203	4.178
Equipo												
Importado	59	109	357	305	603	400	525	299	238	321	121	3.337
Imprevistos	6	16	31	49	69	52	63	38	36	44	16	420
	123	345	657	1.034	1.450	1.085	1.328	807	756	916	340	8.841
<u>II-TRANSMISION</u>												
<u>ALTA TRANSMISION</u>												
Construcción	4	30	30	30	40	40	40	40	40	40	150	484
Nacional	43	360	370	420	450	480	520	550	560	520	1.900	6.173
Equipo												
Importado	20	150	170	200	210	230	240	260	260	240	860	2.840
Imprevistos	3	27	29	32	35	37	40	42	43	40	145	473
	70	567	599	682	735	787	840	892	903	840	3.055	9.970

CUADRO N° 31
DEMANDA DE INVERSIÓN REAL
 (Continuación)

en millones de pesos 1973

CONCEPTOS	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984/87	TOTAL
<u>TRANSMISION Y DIS- TRIBUCION</u>												
Construcción	256	240	330	340	410	450	440	560	550	560	2.580	6.716
Equipo												
Nacional	2.447	2.560	2.950	3.090	3.680	4.050	3.960	5.030	4.950	5.040	23.180	60.937
Importado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Imprevistos	126	120	164	172	204	225	220	280	275	280	1.288	3.354
	<u>2.829</u>	<u>2.920</u>	<u>3.444</u>	<u>3.602</u>	<u>4.294</u>	<u>4.725</u>	<u>4.620</u>	<u>5.870</u>	<u>5.775</u>	<u>5.880</u>	<u>27.048</u>	<u>71.007</u>

CUADRO N° 31

R E S U M E N

en millones de pesos 197

C O N C E P T O S	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984/87	TOTAL
<u>I-GENERACION</u>												
Hidroeléctrica	2.372	2.722	2.719	3.211	3.117	2.703	3.346	2.732	3.003	3.031	12.161	41.117
Térmica	871	818	811	394	85	21						3.000
Nuclear	123	345	657	1.034	1.450	1.085	1.328	807	756	916	340	8.841
	3.366	3.885	4.187	4.639	4.652	3.809	4.674	3.539	3.759	3.947	12.501	52.958
<u>II-TRANSMISION</u>												
Alta Transmisión	70	567	599	682	735	787	840	892	903	840	3.055	9.970
Transmisión y Dis- tribución	2.829	2.920	3.444	3.602	4.294	4.725	4.620	5.870	5.775	5.880	27.048	71.007
	6.265	7.372	8.230	8.923	9.681	9.321	10.134	10.301	10.437	10.667	42.604	133.935

lores consignados en este cuadro, que las inversiones correspondientes a los años 1974 - 1975 y 1976 están compatibilizados en el calendario de las inversiones ya programadas y en trámite de ejecución.

Para el período 1980 - 1987 se consideró como un conjunto, las inversiones de los siguientes proyectos: Piedra del Aguila, Collón Curá, Corpus, Chihuido etc. cuya prioridad de ejecución no ha sido aún determinada.

Los costos estimados de las líneas de transmisión responden a valores internacionales, e incluyen el valor de los transformadores y equipos de maniobra necesarios de acuerdo al flujo de potencia y energías a transmitir.

En cuanto a la alta transmisión, transmisión intermedia y distribución, en baja tensión, las inversiones estimadas realizar en el período considerado, representa aproximadamente un 60,5% del total, mientras que la generación de energía eléctrica propiamente dicha, insume el 39,5 %. Estos porcentajes se consideran normales de acuerdo a los antecedentes internacionales y costos locales.

Para el rubro alta transmisión, se consideró una componente importada, relativamente baja 3,5 % por cuanto una vez en producción la planta de aluminio de Puerto Madryn, se incrementará la participación nacional, del cableado fabricado con dicho metal y alma de acero.

La industria argentina, está en condiciones de proveer la inmensa mayoría o casi la totalidad de los elementos que integran los equipos para los sistemas de transmisión y distribución, de excelente calidad en iguales y razonables condiciones de precios y financiación, aspecto este último que deberá ser convenientemente apoyado por los organismos de crédito local.

Tanto las inversiones correspondientes a generación, como a alta transmisión, transmisión en baja tensión, y distribución.

se han incrementado en un 5 % en concepto de imprevistos.

Para facilitar la interpretación del cuadro n° 31 se han desagregado por concepto y por año los distintos rubros indicándose el componente importado que deberá ser atendido con divisas y el componente en moneda local.

Esta evaluación resulta sumamente importante, por cuanto para el componente importado, las autoridades responsables del sector externo, que tienen a su cargo, todo lo relacionado con los problemas de la balanza de pagos, deberán decidir con tiempo, el tipo de financiación externa que se estime más conveniente para el país, ya sea recurriendo a fuentes de crédito de organismos financieros internacionales, o bien a créditos directos de los países proveedores.

Resumiendo el cuadro n° 31 donde se indican los valores anuales desagregados por concepto tenemos:

I - GENERACION (en millones de pesos)

	Hidro	Térmica	Nuclear	Total	%
<u>CONSTRUCCION</u>	21.745	597	906	23.248	43,9
NACIONAL	5.891	1.154	4.178	11.223	21,2
<u>EQUIPOS</u>					
IMPORTADOS	11.509	1.105	3.337	15.951	30,1
<u>IMPREVISTOS</u>	1.972	144	420	2.536	4,8
	<u>41.117</u>	<u>3.000</u>	<u>8.841</u>	<u>52.958</u>	<u>100,0</u>
%	77,6	5,7	16,7	100,0	

II - TRANSMISION (en millones de pesos)

	Alta Transmisión	Transmisión en baja y distribución	Total	%
<u>CONSTRUCCION</u>	484	6.716	7.200	8,9
NACIONAL	6.173	60.937	67.110	82,9
<u>EQUIPOS</u>				
IMPORTADOS	2.840		2.840	3,5
<u>IMPREVISTOS</u>	473	3.354	3.827	4,7
	<u>9.970</u>	<u>71.007</u>	<u>80.977</u>	<u>100,0</u>
%	12,3	87,7	100,0	

III - RESUMEN GENERAL (en millones de pesos)

	Generación	Transmisión	Total	%
<u>CONSTRUCCION</u>	23.248	7.200	30.448	22,7
NACIONAL	11.223	67.110	78.333	58,6
<u>EQUIPOS</u>				
IMPORTADOS	15.951	2.840	18.791	14,0
<u>IMPREVISTOS</u>	2.536	3.827	6.363	4,7
	<u>52.958</u>	<u>80.977</u>	<u>133.935</u>	<u>100,0</u>
%	39,5	60,5	100,0	

La proyección anual de la inversión, expresada en millones de pesos, clasificando la parte que corresponde pagar en moneda local y la que corresponde pagar en divisas según el origen del componente incorporado resulta:

AÑO DE INVERSION	PAGOS EN MONEDA LOCAL	PAGOS EN DIVISAS	TOTAL
1974	5.504	761	6.265
1975	5.889	1.483	7.372
1976	6.344	1.886	8.230
1977	7.263	1.660	8.923
1978	7.955	1.726	9.681
1979	7.781	1.540	9.321
1980	8.529	1.605	10.134
1981	9.575	726	10.301
1982	9.251	1.186	10.437
1983	9.376	1.291	10.667
1984/1987	37.677	4.927	42.604
	<u>115.144</u>	<u>18.791</u>	<u>133.935</u>
%	85,9	14,1	100,0

ESTRUCTURA GENERAL DEL FINANCIAMIENTO

Determinado el plan de inversiones que demandará al país, el cumplimiento del plan de equipamiento eléctrico, se hace necesario estudiar y proyectar la estructura de su financiamiento determinando las posibles fuentes de recursos.

El proceso del financiamiento incluye varios aspectos básicos:

- a) la formación de ahorros, que representa el aspecto estrictamente económico del problema.
- b) la captación y canalización de estos ahorros hacia los fines específicos descados.
- c) en esencia, el financiamiento del plan debe indicar las fuentes de recursos financieros necesarios para su ejecución y describir los mecanismos a través de los cuales fluirán esos

recursos hacia los usos específicos asignados.

- d) los recursos financieros son limitados y generalmente insuficientes en relación a la magnitud de la inversión pública total..
- e) es necesario encarar las obras en forma estrictamente ordenada, para evitar que el plazo de ejecución se alargue más de lo previsto, con el consiguiente encarecimiento de los costos.

Los proyectos de inversión del sector público se financian con los saldos positivos de la cuenta corriente de este sector y con los préstamos obtenidos del sector privado local o de fuentes externas.

Como el superávit provendrá esencialmente de los impuestos pagados por la comunidad, la formación de ese ahorro, se habrá logrado principalmente a través del sistema impositivo.

Por otra parte la asignación de fondos para inversiones específicas es resuelta por decisión gubernamental de modo tal, que obtener y asignar recursos para el sector energía a cargo del sector público, está estrechamente ligado a la política fiscal.

Las tarifas de los servicios públicos de energía eléctrica también pueden ser utilizadas para generar los recursos y captar fondos para invertir en la financiación de la expansión del sistema.

Parte de la inversión que el plan requiere puede ser financiada mediante créditos internos o externos a mediano o largo plazo, de proveedores o del sistema bancario.

Es evidente, que la solución final que haya de adoptarse, respecto de los medios o fuentes de recursos a utilizar, dependerá de las condiciones institucionales, del nivel general de la economía del país y de la política fiscal que se desee seguir, pero lo que debe evitarse, es que el plan pueda verse rezagado en el calen

dario de inversiones por insuficiencias en la percepción de sus respectivos planes de financiación.

FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO

En general, la empresa productora de energía eléctrica se ve enfrentada en forma permanente a un problema financiero de más difícil solución que el de otras empresas debido a cuatro razones fundamentales:

- a) Porque se trata de una industria de alta densidad de capital por unidad de producto.
- b) Porque se trata de un monopolio dentro de una zona o región determinada y por consiguiente no puede compartir la responsabilidad de atender un aumento de la demanda con firmas competidoras, como es el caso de la mayoría de los sectores industriales.
- c) Porque el sector eléctrico se caracteriza por un alto grado de dinamismo dentro del proceso de desarrollo económico, aún en períodos de estancamiento general de la economía, debe hacer frente a expansiones de importancia en su capacidad instalada.
- d) Porque las tarifas por los servicios que presta son autorizadas por el poder concedente, que generalmente por razones ajenas al servicio, establece tarifas políticas que no contemplan el aspecto económico de la empresa.

El problema que acentúa, más aún en nuestro caso, debido a que, según la tesis que se expone, es necesario proveer fondos, no solo para la renovación y expansión normal de los sistemas eléctricos, sino también para recuperar a la brevedad posible, el atraso de los mismos, respecto a la demanda, eliminar las restricciones que aún quedan y sustituir los consumos de hidrocarburos por energía hidroeléctrica.

Por ello, las fuentes y métodos de financiamiento que se proponen en la tesis de este trabajo, tienen por objeto asegurar una afluencia adecuada y regular de fondos a todo el sector a cargo de la ejecución y puesta en marcha de las obras e instalaciones proyectadas.

CLASIFICACION DE LAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO

Las principales fuentes de recursos para empresas eléctricas, pueden clasificarse en cuadro grandes grupos:

- a) Autofinanciamiento.
- b) Aportes de nuevos capitales.
- c) Emisión de obligaciones.
- d) Obtención de créditos.

Todos ellos tienen en común el hecho de significar un ingreso de recursos para la empresa, de modo de permitirle realizar nuevas inversiones y ampliar su capacidad productiva, para estar en condiciones de atender la expansión regular del servicio.

Sin embargo, desde el punto de vista económico, existe una diferencia sensible entre los dos primeros, que significan una incorporación neta de capital y los otros dos, que obligan a contraer deudas, que a mediano o largo plazo la empresa tendrá que cancelar.

Pero el caso del financiamiento del plan del equipamiento, propuesto en este trabajo, supera los canales regulares de financiación de las empresas de electricidad, pues la realización de las obras necesarias para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en la cantidad y con la sustitución de las fuentes primarias que se proyecta, exige inversiones masivas de magnitud, que hacen necesario recurrir a fuentes extrañas a la empresa que las debe construir.

Una correcta ecuación económica de la explotación del

servicio eléctrico permite disponer anualmente a través de las tarifas, de los recursos necesarios para cumplir con las obligaciones financieras que reclama la expansión normal del servicio público, pero resultan insuficientes la mayor de las veces por aplicarse tarifas políticas, que no contemplan las reales necesidades del sector.

Cualquiera sea la estructura jurídica que se adopte en el futuro, para la prestación del servicio público de energía eléctrica en el país, tema que se trató en el Capítulo IV, deberá recurrirse a todas las fuentes de recursos posibles para lograr el financiamiento del importante plan de ejecuciones que se encara en el presente trabajo.

Será necesario además, planificar cuidadosamente la obtención de recursos, en cantidad, oportunidad y continuidad suficiente y su adecuada aplicación, no solo para superar los inconvenientes actuales que caracterizan las obras públicas, sino también fundamentalmente, para posibilitar la ejecución del plan nacional energético que el desarrollo del país requiere, sin trabas ni demoras.

Las principales fuentes de financiamiento que pueden ser utilizadas son:

- * Recursos propios de las empresas eléctricas
- * Fondos de renovación y amortización
- * Créditos a corto plazo de proveedores locales
- * Préstamos de Bancos locales o Caja Nacional de Ahorro y Seguro
- * Emisión de acciones y obligaciones
- * Créditos de proveedores extranjeros en combinación con organismos financieros de los respectivos países de origen, a plazos relativamente largos.
- * Recursos de FONDOS ESPECIALES creados al efecto con finalidades específicas
- * Aportes del Tesoro Nacional por vía impositiva

- * Préstamos de organismos financieros internacionales a largo plazo.
- * Créditos de consorcios de organismos o Bancos extranjeros.

FINANCIACION DEL EQUIPAMIENTO FUTURO

Conocido el monto de las Inversiones, que demandará el equipamiento necesario, para atender la demanda de energía eléctrica en el período 1974 - 1985 de acuerdo a lo expresado en el Capítulo V, trataremos a continuación la estructura del financiamiento propuesto para llevar a la práctica su ejecución en el plazo establecido.

RECURSOS PROPIOS DE LA EMPRESA

Los recursos propios de las empresas eléctricas, provienen de dos conceptos incorporados a las tarifas, la rentabilidad del capital invertido y los coeficientes de amortización, reposición o renovación.

LA RENTABILIDAD

La rentabilidad invertida, son utilidades no distribuidas, se considera razonable una tasa de rentabilidad para la base tarifaria única del 8 %. En nuestro país solamente tres empresas, SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SEGBA S.A., HIDRONOR S.A. y COMPAÑIA ITALO ARGENTINA DE ELECTRICIDAD S.A. tienen asegurado por el contrato de concesión dicho porcentaje.

La Empresa AGUA Y ENERGIA ELECTRICA tiene un régimen especial, pero que no se aplica y el resto de las empresas no cuenta

con ninguna previsión de esta naturaleza.

Mucho se ha discutido, sobre cual debe ser la real tasa de rentabilidad, criterio que en algunos casos se analiza en función de un único proyecto, relacionado con el análisis clásico beneficio costo y en otros casos con un conjunto de proyectos, resultando difícil la solución por la heterogeneidad de los mismos.

En el presente trabajo, se ha incorporado una rentabilidad del 3,2 % para 1974 de acuerdo a las informaciones de las empresas y las tarifas vigentes, del 3 % para el año 1975 y del 4 % para el período 1976/1983 es decir, se parte de la hipótesis que solamente el 50 % de la rentabilidad estimada razonable, se incorpora a la tarifa.

Lo importante de destacar en este aspecto, es que se estima necesario incrementar la participación cuantitativa de este concepto, en las fuentes de financiación de las empresas, especialmente a través del usuario del servicio público de electricidad, que debe dejar de ser simple espectador, en tan importante gestión del desarrollo económico, para convertirse cada vez más en elemento activo del proceso.

FONDO DE RENOVACION

En lo que respecta a los fondos de depreciación o amortización, desde un punto de vista teórico no deberían incluirse entre las fuentes del auto financiamiento de la empresa ya que, por definición, su objeto se limita a mantener el activo fijo de la empresa, sin contribuir a su expansión.

No obstante, desde el punto de vista práctico es difícil distinguir entre ambos por diversas razones. En primer término, por que dichos fondos, no se acumulan en forma líquida, hasta reemplazar la maquinaria respectiva, sino que se van invirtiendo continua-

mente en la misma empresa.

En segundo término y como consecuencia del desarrollo tecnológico, la maquinaria existente se reemplaza con otra diferente, por lo cual no existe la continuidad y uniformidad que teóricamente se supone.

Por esta vía, también se produce un efecto expansivo, por una parte, el avance tecnológico tiende a reducir los costos unitarios de inversión del equipo electromecánico, mejorando la eficiencia operativa, de ahí su influencia en las tarifas o en la rentabilidad de la empresa.

A su vez, la expansión en la demanda del mercado consumidor, llevará a la empresa, a instalar unidades de mayor capacidad, disminuyendo los costos unitarios, en virtud de la economía de escala.

En ambos casos, las reservas de depreciación calculadas sobre valores originales de inversión, a valores constantes, tenderán a superar las necesidades de reposición, dejando un margen disponible para el aumento neto de la capacidad de inversión.

La evolución histórica para las dos empresas más importantes AGUA Y ENERGIA ELECTRICA y SEGBA S.A. que en conjunto representan más del 80% de los activos y fondos totales, indica un promedio por concepto de fondos de renovación en el período 1967 - 1973 del 4,2 % sobre la base tarifaria.

Para el período 1974 - 1983 se ha fijado en este trabajo con criterio conservador, un 3 % por todo concepto (instalaciones, comunicaciones, transmisión etc.) aplicado sobre la base tarifaria única.

FONDOS ESPECIALES DE ENERGIA

Los fondos especiales de energía, tienen su origen en la asignación de recursos afectados para el financiamiento de obras

determinadas. Si bien la práctica de crear impuestos específicos afectados al cumplimiento de fines predeterminados, es objetable desde un punto de vista técnico y es rechazada en general, en casos particulares como este, se vuelve prácticamente indispensable para asegurar a los contratistas el pago puntual de sus certificados y así lograr varios oferentes y obtener buenos precios en las cotizaciones.

Actualmente en el sector energía operan cinco FONDOS ESPECIALES que cumplen con toda eficiencia los fines para que fueron creados

- * FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA
- * FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA
- * FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR
- * FONDO EL CHOCON CERROS COLORADOS
- * FONDO NACIONAL DE GRANDES OBRAS ELECTRICAS.

Con estos fondos se financian parcialmente los planes de obras energéticas de las Empresas de Energía del Estado AGUA Y ENERGIA ELECTRICA - GAS DEL ESTADO - YACIMIENTOS CARBONIFEROS FISCALES - HIDRONOR S.A. - COMISION TECNICA MIXTA DE SALTO GRANDE y COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA, de acuerdo a las afectaciones que anualmente determina el Poder Ejecutivo Nacional según las necesidades y prioridades de las obras en ejecución.

A estos fondos específicos, este trabajo les asigna una muy importante función que cumplir, partiendo de la hipótesis que como mínimo el 50% de los montos a recaudar durante la ejecución del PLAN DE EQUIPAMIENTO deben ser destinados al Sector Energía Eléctrica.

En el cuadro N° 33 se indica la participación relativa de cada una de las fuentes del financiamiento estimado y puede apreciarse que al rubro FONDOS ENERGETICOS se le asigna el 39,4 % del promedio total, que es el porcentaje mayor.

CREDITOS INTERNOS

Se parte en este rubro, que el sector eléctrico recibirá durante toda la vigencia del plan, iguales montos que los asignados en 1973, excluido todo aporte del Tesoro Nacional.

El Banco Central de la República Argentina mediante Circulares B - 618 y 1001 y el Banco Nacional de Desarrollo y la Caja Nacional de Ahorro y Seguro arbitraron, mecanismos financieros para facilitar la participación de la industria nacional en competencia con los oferentes del exterior.

Se considera la hipótesis del financiamiento bancario local de \$ 1.000 millones anuales con una tasa del 8 % amortizable en cinco años.

CREDITOS EXTERNOS

La parte de provisión de equipos importados es financiada con créditos de proveedores extranjeros o de instituciones de créditos de los países en que esos proveedores operan, como un medio de promoción de sus exportaciones a plazos de hasta 12 años, a una tasa del 8,5 % anual.

ORGANISMOS FINANCIEROS INTERNACIONALES

Se establece la participación de estos organismos en préstamos netos a ser recibidos anualmente en un 15 % de la inversión total anual, excluidos los equipos importados y el monto financiado con créditos internos, con un interés del 8 % anual amortizable en 15 años con 5 años de gracia.

FUENTES Y USOS

En base al esquema financiero descripto precedentemente y con los supuestos y premisas señalados, se ha confeccionado el cuadro N° 32 indicándose las FUENTES Y USOS de fondos anuales, que acumulados por el período considerado arroja las siguientes cifras:

(en millones de pesos 1973)

FUENTES

		%
<u>RECURSOS PROPIOS</u>		30,0
Rentabilidad	25.344	
Fondos de Renovación	<u>19.135</u>	
<u>FONDOS ENERGETICOS</u>	58.326	39,4
<u>CREDITOS INTERNOS</u>	14.000	9,4
<u>CREDITOS EXTERNOS</u>	31.395	21,2
Proveedores	16.516	
Organismos internacionales	<u>14.879</u>	
	<u>148.200</u>	<u>100,0</u>

USOS

<u>INVERSION REAL</u>		73,8
En moneda local	115.144	
En divisas	<u>18.791</u>	
<u>SERVICIO DE DEUDA</u>		25,1
Deudas contraídas	7.918	
Intereses en moneda local	246	
Amortización	1.015	
Intereses en divisas	1.669	

CUADRO N° 32
PLAN DE FINANCIACION
FUENTES Y USOS ANUALES

en millones de pesos 1973

F U E N T E S	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984 1987	TOTAL
<u>TOTAL ANUAL</u>	6.290	7.567	8.043	8.549	9.470	10.183	10.405	10.440	11.439	11.928	53.886	148.200
<u>RECURSOS PROPIOS</u>	1.396	1.767	2.015	2.172	2.490	2.907	3.027	3.337	3.582	3.813	17.973	44.479
Rentabilidad	725	1.010	1.151	1.241	1.423	1.661	1.730	1.907	2.047	2.179	10.270	25.344
Fondos de Renovación	671	757	864	931	1.067	1.246	1.297	1.430	1.535	1.634	7.703	19.135
<u>FONDOS ENERGETICOS</u>	2.252	2.359	2.405	2.908	3.821	4.023	4.260	4.483	4.749	4.978	22.088	58.326
<u>CREDITOS</u>	2.642	3.441	3.623	3.469	3.159	3.253	3.118	2.620	3.108	3.137	13.825	45.395
Internos	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	4.000	14.000
Externos	1.642	2.441	2.623	2.469	2.159	2.253	2.118	1.620	2.108	2.137	9.825	31.395
Proveedores	813	1.670	1.713	1.573	1.180	1.280	1.125	438	948	970	4.806	16.516
Organismos Inter- nacionales _g	829	771	910	896	979	973	993	1.182	1.160	1.167	5.019	14.879

CUADRO N° 32

(Continuación)

en millones de pesos 1973

U S O S	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984 1987	TOTAL
<u>TOTAL ANUAL</u>	8.071	9.361	10.365	11.559	12.551	12.693	13.774	14.068	14.243	14.558	60.189	181.433
<u>INVERSION REAL</u>	6.265	7.372	8.230	8.923	9.681	9.321	10.134	10.301	10.437	10.667	42.604	133.933
Moneda local	5.504	5.889	6.344	7.263	7.955	7.781	8.529	9.575	9.251	9.376	37.677	115.144
Divisas	761	1.483	1.886	1.660	1.726	1.540	1.605	726	1.186	1.291	4.927	18.791
<u>SERVICIO DE DEUDA</u>	1.711	1.889	2.030	2.524	2.752	3.248	3.510	3.631	3.663	3.741	16.874	45.573
<u>DEUDA CONTRAIDA</u>	1.711	1.407	1.000	900	700	600	500	400	300	200	200	7.918
Int. moneda local	160	38	10	9	7	6	5	4	3	2	2	240
Amort.moneda local	483	244	60	54	42	36	30	24	18	12	12	1.015
Intereses divisas	278	239	240	216	168	144	120	96	72	48	48	1.669
Amortización divisas	790	886	690	621	483	414	345	276	207	138	138	4.988
<u>DEUDA A CONTRAER</u>	-	482	1.030	1.624	2.052	2.648	3.010	3.231	3.363	3.541	16.674	37.655
Int. moneda local		80	144	192	224	240	240	240	240	240	960	2.800
Amort.moneda local		200	400	600	800	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	4.000	11.000
Intereses divisas		126	296	478	614	734	858	955	1.010	1.077	5.111	11.253
Amortización divisas		76	190	354	414	674	912	1.036	1.113	1.224	6.603	12.590
<u>CAPITAL CIRCULANTE</u>	95	100	105	112	118	124	130	136	143	150	711	1.924

C U A D R O N° 32

(Continuación)

R E S U M E N

En millones de pesos 1973

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984 1987	TOTAL
<u>F U E N T E S</u>												
Total Anual	6.290	7.567	8.043	8.549	9.470	10.183	10.405	10.440	11.439	11.928	53.886	148.200
<u>U S O S</u>												
Total Anual	8.071	9.361	10.365	11.559	12.551	12.693	13.774	14.068	14.243	14.558	60.189	181.432
DEFICIT	1.781	1.794	2.322	3.010	3.081	2.510	3.369	3.628	2.804	2.630	6.303	33.232

C U A D R O N° 33

FINANCIACION

PARTICIPACION RELATIVA DE CADA FUENTE

F U E N T E S	1974	1976	1978	1980	1982	1984 1987	TOTAL
<u>TOTAL ANUAL</u>	100	100	100	100	100	100	100
RECURSOS PROPIOS	22,2	25,0	26,2	29,0	31,3	33,3	30,0
FONDOS ENERGETICOS	35,8	29,9	40,3	40,9	41,5	40,9	39,4
CREDITOS							
INTERNOS	15,8	12,4	10,6	9,6	8,7	7,4	9,4
EXTERNOS	26,2	32,7	22,9	20,5	18,5	18,4	21,2

Amortización en divisas	<u>4.988</u>	
Deudas a contraer	37.655	
Intereses en moneda local	2.800	
Amortización en moneda local	11.000	
Intereses en divisas	11.259	
Amortización en divisas	<u>12.596</u>	
CAPITAL CIRCULANTE		<u>1,924</u>
		<u>1,1</u>
		<u>181.432</u>
		<u>100,0</u>
TOTAL DE FUENTES	148.200	
TOTAL DE USOS	<u>181.432</u>	
DEFICIT	<u>33.232</u>	

Como puede apreciarse en la estimación efectuada se produce un déficit, para cuya financiación, una alternativa podría ser, incrementar las tarifas eléctricas en un 25 % promedio anual para el período considerado, incremento que sobre la tarifa actual básica usada para efectuar la proyección, de \$ 0,3700 por kWh significaría elevarla a \$ 0,4625 por kWh.

No se descartan otras posibilidades de financiar el déficit, o alternativas combinadas con aportes del Tesoro Nacional, o bien incrementando los recursos de los FONDOS ESPECIALES DE ENERGIA, según las circunstancias coyunturales que anualmente puedan presentarse.

El plan de financiamiento adoptado en este trabajo tiene por objeto asegurar los recursos necesarios para poder realizar en término las inversiones que reclama el equipamiento del período considerado y por supuesto no es el único posible ni el mejor, se le reconoce la virtud de utilizar las principales fuentes que son

actualmente usadas para las obras en ejecución.

De tal modo, alternativamente podrán cambiarse, ampliarse o modificarse las fuentes de recursos, según lo aconsejen las circunstancias, dadas las características propias de la prestación del servicio público de electricidad y la economía general del país durante su desarrollo.

-----ooOoo-----

CAPITULO VIIEL CHOCÓN CERROS COLORADOSCONCEPTO

La inclusión de este capítulo en el trabajo, tiene por objeto demostrar, como con un buen proyecto, un poco de esfuerzo de toda la población y una buena organización inicial, es posible la realización de obras, que como El Complejo El Chocón Cerros Colorados permite cumplir con la premisa fundamental de la hora, que es avanzar sin tregua, hacia la definitiva consolidación económico social de la República.

Decimos con el esfuerzo común de toda la población, por cuanto, los recursos financieros aportados en moneda local fueron provistos por el FONDO NACIONAL EL CHOCÓN CERROS COLORADOS creado específicamente para esta obra por Ley n° 17.574, mediante un impuesto equivalente al 5 % de la tarifa eléctrica en todo el país y un impuesto del 5 % sobre el precio del petróleo elaborado también en todo el país.

El producido de este recurso específicamente afectado a la obra y su producido anual se indica en el cuadro n° 34 con indicación de su origen, donde puede apreciarse que la energía eléctrica aportó hasta el año 1974 el 47 % y el petróleo elaborado el 51 % del total.

La buena organización inicial la constituyó la creación de la Empresa Hidronor Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. fundada el 27 de Octubre de 1967 en vigencia de la Ley 17318 que facilitaba la constitución de sociedades anónimas con mayoría de capital accionario del Estado.

A esta empresa se le otorgó la concesión para la construcción y explotación del Complejo, incluyéndose la transmisión de la energía eléctrica producida. Actualmente son accionistas de Hidro-

C U A D R O N° 34

FONDO NACIONAL EL CHOCON-CERROS COLORADOS

En pesos Ley 18.188

I N G R E S O S

AÑO	PETROLEO	ELECTRICIDAD	VARIOS	TOTAL
1967	27.833.173.	--	--	27.833.173
1968	35.640.796	--	--	35.640.796
1969	50.195.071	52.251.594	--	102.446.665
1970	57.900.182	69.590.253	--	127.490.435
1971	56.425.092	81.861.265	6.303.323	144.589.680
1972	98.180.913	125.146.064	15.660.659	238.987.636
1973	191.883.804	197.498.038	--	389.381.842
1974 (1)	128.742.301	74.521.026	--	203.263.327
TOTALES	646.801.332	600.868.240	21.963.982	1.269.633.554
%	<u>50,94</u>	<u>47,33</u>	<u>1,73</u>	<u>100,00</u>

(1) Hasta el mes de Junio inclusive.

nor, la Secretaría de Estado de Energía, Agua y Energía Eléctrica de la Nación y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires SEGBA, cuyas acciones deben ser transferidas a la Corporación de Empresas Nacionales en virtud de la Ley n° 20.558.

Con respecto al "buen proyecto" se quiere significar que es muy importante para el éxito de la empresa cuando se encaran obras de esta magnitud, contar con un proyecto bien estudiado en su faz técnica y en su aspecto financiero, pues resulta el procedimiento más breve y económico para su ejecución.

El país, desafortunadamente está, sembrado de obras públicas, que fueron lanzadas sin proyecto y sin financiamiento, que se fueron diseñando o completando a medida que se construían, que demoraron mucho más de lo previsto y que finalmente fueron terminadas a un costo mucho más elevado que el estimado originariamente.

Como la tesis que se sostiene en este trabajo es un importante equipamiento hidroeléctrico, en el que se incluyen obras de extraordinarias concepciones y realizaciones, las referencias precedentes tienen por objeto poner en evidencia que si fue posible que el país realizara EL CHOCON CERROS COLORADOS, exageradamente calificada "la obra del siglo", también puede encarar con éxito obras con SALTO GRANDE, YACYRETA-APIPE, CORPUS, EL CHIHUIDO etc. a poco que cumpla con las pautas mínimas indicadas.

Sin desmedro para la extraordinaria importancia que por su magnitud y complejidad tiene el CHOCON CERROS COLORADOS, se estima que es excesiva la denominación de obra del siglo, porque sin lugar a dudas, el país habrá de realizar antes de finalizar el siglo otras obras que seguramente la superarán en muchos aspectos.

Con todo fundamento, se puede afirmar, que los diques de El Chocón y Cerros Colorados; ya han justificado en el año 1972, una importante proporción de la inversión que se apropió a la atenua

ción de las crecidas de los ríos Limay y Neuquén, en su evaluación como proyecto de propósitos múltiples.

De no haber existido ambos embalses, la onda de crecida hubiera alcanzado en el valle del Río Negro, por la acción conjunta de ambos ríos durante el mes de mayo de 1972, un caudal superior a los 7.000 m³ por segundo, arrasando caminos, viviendas plantaciones y cobrando vidas humanas.

El 29 de Diciembre de 1972, se puso en marcha oficialmente el primer grupo turbogenerador de la Central Hidroeléctrica El Chocón, cumpliéndose con los plazos establecidos en los contratos, con la empresa constructora. Han participado en la obra, más de 150 empresas de todas las especialidades y el costo real, en moneda de valor constante, está resultando menor que el presupuestado.

LA ZONA DE SU EMPLAZAMIENTO

El "Complejo El Chocón Cerros Colorados" realiza un aprovechamiento múltiple de los ríos Limay y Neuquén, que a partir de su confluencia, integran el Río Negro.

La región de implantación de las obras, se ubica en la zona patagónica norte, en el área denominada "Comahue" con una superficie de unos 310.000 Km² y una población del orden de los 350.000 habitantes.

La región denominada Comahue, está formada por las Provincias de Neuquén y Río Negro, el partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y los departamentos de Puelen, Cura-Co, Lihuel Calei y Calen - Calen de la Provincia de La Pampa.

La zona está surcada por la red hídrica más importante que nace y termina en territorio argentino y las cuencas de sus ríos tiene origen en la precordillera, donde tiene lugar una vio-

lenta concentración de los derrames cuando la zona es alcanzada por las grandes tormentas de otoño - invierno, que provocan crecidas de gran intensidad, pero de breve duración, constituyéndose en un fenómeno destructor.

El río Limay nace en un medio lacustre, que le otorga apreciable regularidad y que ejerce un control natural sobre los derrames del sector alto de la cuenca. Las lluvias proveen la parte más importante del caudal, cumpliendo el derretimiento de la nieve, en primavera, un rol complementario en la alimentación hídrica de este río.

En cambio la cuenca del río Neuquén, con una distribución de cursos "en abanico" es básicamente nival y los mayores aportes utilizables se reciben en primavera con el derretimiento de las nieves.

Ambos ríos se unen y forman el río Negro, que es el río interior más grande del país con un caudal medio de 1.000 metros cúbicos por segundo. Este río constituye por la importancia de su riqueza hídrica el cuarto de la República Argentina, después del PARANA, PARAGUAY y URUGUAY.

A título comparativo y para situar órdenes de magnitud se estima útil consignar los siguientes caudales medios de referencia, el río Paraná en Rosario 20.000 metros cúbicos por segundo y el río Uruguay en Concordia 4.000 metros cúbicos por segundo.

El río Paraná es el más grande del país y el cuarto del mundo por la extensión de su cuenca con más de 3.000.000 de Km² y el río Uruguay por su caudal el segundo del país.

OBJETIVOS MÚLTIPLES DEL COMPLEJO

El Complejo El Chocón Cerros Colorados está integrado por un conjunto de obras de distintas naturaleza, de acuerdo a las cuencas de los ríos Limay y Neuquén, que operan en forma conjunta

y comparten funciones complementarias, de ahí el concepto de "complejo" con que se lo denomina.

Los principales objetivos tenidos en cuenta en su concepción fueron los siguientes:

- 1) Control de crecidas y regulación de las aguas.
- 2) Producción de energía eléctrica.
- 3) Aumento de las superficies regables.
- 4) Navegación del Río Negro.
- 5) Turismo, pesca y deportes náuticos.

CONTROL DE LAS CRECIDAS

Este objetivo es entre los múltiples del Complejo, el más importante para toda la zona de influencia del valle del río Negro pues toda su población, las mejoras y bienes incorporados a la producción, anualmente eran amenazados por las crecidas de los ríos Limay y Neuquén.

Los embalses de El Chocón (sobre el río Limay) y de las cuencas Los Barreales y Mari Menuco, alimentadas por el río Neuquén controlarán y amortiguarán las crecidas de ambos ríos, evitando así para siempre la amenaza constante que agobiaba anualmente a la zona.

Si se tiene presente que las épocas de aguas altas de ambos ríos son coincidentes, por responder a un fenómeno meteorológico común (lluvias de otoño e invierno) se verá que al sumarse los caudales de ambas cuencas inmediatamente la alarma cundía a lo largo de todo el valle del río Negro y la angustia y la zozobra se apoderaba de toda la población.

La última gran crecida que asolara la zona, causada por la conjunción extraordinaria de los grandes caudales de los ríos Limay y Neuquén, fue a mediados del año 1899 con 9.000 m³/seg. Adg

más de las crecidas anuales operadas hasta 1972 de menor intensidad.

En el mes de mayo de 1972 el río Limay tuvo una crecida de más de 2.000 metros cúbicos por segundo absorbiendo el embalse de El Chocón gran parte de ese caudal y se dejó pasar tan solo 150 m³/seg. requeridos aguas abajo para riego y consumo.

A su vez el río Neuquén, experimentó una crecida de 5.000 m³/seg. cifra pico en su caudal en lo que va del siglo y mediante las obras realizadas en Portezuelo Grande, se desviaron hacia la cuenca natural Los Barreales 3.500 m³/seg. y 1.500 m³/seg. siguieron curso río abajo, siendo parte desviados al lago Pellegrini, evitándose así, lo que hubiera producido una gran inundación en la fértil zona del Alto Valle del Río Negro con sus consecuentes pérdidas.

Es este un aspecto muy importante de destacar, por la extraordinaria importancia que representa para el valle del río Negro, las obras realizadas, si se tiene en cuenta que el cierre del dique del río Neuquén podrá controlar caudales de hasta 11.500 m³/seg. y la presa de El Chocón cuenta con una capacidad de control de hasta 8.000 m³/seg. del caudal del río Limay, es decir un total de 19.500 m³/seg. crecida máxima previsible.

Como término de referencia accesible, debe subrayarse que la capacidad combinada de regulación de crecidas de El Chocón Cerros Colorados, en total 19.500 m³ por segundo equivale al caudal medio ya mencionado del río Paraná. Si bien no es fácil apreciar la magnitud de estos enormes volúmenes de agua, resulta objetiva la imagen colosal de uno de los ríos más grandes del mundo.

La extraordinaria importancia que para la seguridad del valle del Río Negro, significa la construcción de El Chocón Cerros Colorados, no sea tal vez, debidamente valorada, en toda su magnitud, en función del parámetro económico que representa la produc-

ción de energía eléctrica, circunstancia que este trabajo estima corresponde destacar expresamente, pues el control de las crecidas, constituye uno de los objetivos básicos, que motivó la ejecución del Complejo.

PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

La parte correspondiente a la producción y transmisión de la energía eléctrica, desempeña también un rol muy importante entre los objetivos múltiples que decidieron la construcción del Complejo, debe pensarse al respecto que para hacer rentable al proyecto debe utilizarse toda la capacidad de producción de energía eléctrica que significa tener un volumen total de embalse entre las dos cuencas de más de 63.500 hectómetros cúbicos.

Construidas las presas para controlar las crecidas inmediatamente aparece la conveniencia de utilizar su drenaje para generar energía eléctrica mediante la instalación de las correspondientes turbinas, que permitan amortizar el capital invertido en su construcción.

Pero la cantidad de energía eléctrica que es posible generar con el caudal disponible y el salto útil de cada presa, supera toda posibilidad de utilización de dicha energía en la zona de las obras, por lo menos por muchos años, apareciendo así el gran mercado consumidor, capaz de utilizar toda la potencia que es posible instalar y la cantidad de energía eléctrica que se puede producir, ese único mercado es el Gran Buenos Aires-Litoral.

La región del Comahue podrá consumir en forma prioritaria y a precios preferenciales, toda la energía eléctrica que necesite, mediante una línea en 132.000 voltios hasta la Central Alto Valle de la Empresa Nacional Agua y Energía Eléctrica que tiene a su cargo la distribución en todo el sistema Patagónico Norte.

El excedente de la producción respecto al consumo del Comahue, será entregado al Sistema interconectado a cuyo efecto se construyó el sistema de transmisión de 500.000 voltios, compuesto de dos líneas de 1.100 kilómetros de longitud cada una, que partiendo de El Chocón llegan al Gran Buenos Aires, entregando energía eléctrica en bloque a SEGBA S.A. en la Subestación de EZEIZA cabecera del sistema de interconexión a 220.000 voltios.

Dado que las centrales hidráulicas de El Chocón Cerros Colorados, funcionan en paralelo con las centrales térmicas (a vapor y gas) del Gran Buenos Aires - Litoral, con la nuclear de Atucha y las Centrales térmicas de Agua y Energía de San Nicolás y Rosario, el sistema de transmisión ha sido diseñado para ser operado desde el Despacho Unificado de Cargas que actualmente opera en Rosario.

Existen en las líneas El Chocón - Buenos Aires, estaciones intermedias de seccionamiento y compensación en PUELCHES (Provincia de La Pampa) y en HENDERSON en la Provincia de Buenos Aires que permiten, además, transferir cargas de una línea a la otra.

Estas estaciones posibilitan también suministros de energía en bloque a otros sistemas interconectados como Olavarría y Bragado, importantes subestaciones de la red eléctrica de la Dirección Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires.

El sistema de transmisión de El Chocón - Cerros Colorados y las subestaciones que forman parte del mismo constituyen la primera sección de la red nacional de interconexión eléctrica de muy alta tensión. Esta red nacional, vinculando los centros industriales y urbanos, existentes o a crearse, promoverá el desarrollo equilibrado de todo el país.

AUMENTO DE LA SUPERFICIE REGABLE

La superficie cultivada en los valles de los ríos Neuquén

Limay y Río Negro, alcanza actualmente a las 100.000 hectáreas. Con las obras construídas, el área cultivable, por beneficio de incrementar las tierras bajo riego, será superior a 1.000.000 de hectareas, convirtiéndose así la región del Comahue en una de las mayores áreas con posibilidad de riego de clima templado en el mundo.

La utilización del agua a lo largo de los valles de los citados ríos, es aún de poca significación, frente al aporte de los mismos, pero toda la producción que hoy existe, expresión del esfuerzo continuo del hombre, se debe a las posibilidades que ofrecen las condiciones naturales de la zona, clima benigno, suelo disponible y agua en abundancia, elementos que garantizan el gran desarrollo futuro de esa privilegiada región del país.

El uso del agua en esos valles, para las poblaciones e industrias, es pequeño, comparado con su utilización para el regadío. La población de la provincia de Río Negro es del orden de los 200.000 habitantes; en la zona regada llega a 124.000 habitantes, es decir que la densidad para la provincia es de 0,94 habitantes por km², mientras que en el valle Superior llega a 6,7 habitantes por km² y en la zona regada del mismo es de 160 habitantes por km².

En la provincia de Neuquén, la población es del orden de los 115.000 habitantes, de los cuales 55.000 habitan en el departamento de Confluencia. En este departamento se encuentran las dos zonas bajo riego más importantes de la provincia, denominadas Chacras Neuquén en el valle inferior del río Limay y Colonia Centenario en el valle inferior del río Neuquén. La densidad para la provincia es de 1,2 habitante por km² y en la zona regada de 200 habitantes por km².

En la medida que se construyan las obras de infraestructuras de apoyo y se radique población, esta zona se constituirá en un excelente polo de desarrollo, para la agricultura, la ganadería y para las industrias con grandes insumos de energía eléctrica.

LAS OBRAS QUE INTEGRAN EL COMPLEJO EL CHOCÓN

La obra fundamental del sistema, la presa de El Chocón que constituye el cierre frontal del río, se ubica sobre el cauce del río Limay a 80 kilómetros al sudoeste de la confluencia con el río Neuquén y a una altura de 386 metros sobre el nivel del mar en su coronamiento. La altura máxima desde su fundación es de 86 metros, y su longitud en el coronamiento alcanza a 2.400 metros.

La presa forma un lago con un espejo de agua a nivel 381 metros, de 82.500 hectáreas de superficie, creando un embalse de 20.170 millones de m³. de capacidad y ocupará una longitud de valle de 66 kilómetros por 19 kilómetros en su parte más ancha.

El coronamiento de la presa, es un camino de dos calzadas que sirve de puente para unir las dos provincias, Río Negro y Neuquén. Junto a la presa está la obra de toma que se eleva en forma de torre, en cuyo interior se encuentra el equipamiento de rejas, compuertas y mecanismos de accionamiento.

La conducción del agua desde la toma hasta las turbinas, se efectúa mediante seis túneles, uno para cada turbina. Los túneles están horadados en el macizo rocoso, reforzados con conductos metálicos y revestidos con hormigón. El diámetro interior de cada conducto es de 10 metros y su longitud de 225 metros con una diferencia de nivel entre la toma y la descarga en la turbina de 61 metros.

En la margen derecha de la presa, está emplazado el evacuador de crecidas o vertedero que permite regular los caudales a evacuar, mediante cuatro compuertas accionadas desde un puente de maniobras.

LA CENTRAL HIDROELECTRICA

La sala de máquinas, está emplazada aguas abajo del pie

de la presa, sobre la margen izquierda del río Limay. Es del tipo convencional, con una superestructura de hierro, con una longitud de 225 metros y un ancho de 26,5 mts.

Las turbinas que accionan los generadores son tipo Francis, de eje vertical de una potencia de 273.000 C.V. girando a una velocidad de 38,3 revoluciones por minuto bajo una carga neta de 61,3 metros de caída de agua.

El diámetro del rotor de cada turbina es de 6,35 metros y el rotor pesa 185 toneladas. Cada una de las seis turbinas impulsan seis generadores de energía eléctrica de 200.000 kW. de capacidad cada uno, siendo el diámetro de cada generador de 21,5 metros y el peso total de cada conjunto de turbina y generador es de 790 toneladas.

La potencia eléctrica es generada a 16 kv. y es transformada a 500 kv mediante bancos de transformadores de 540 MVA a razón de uno por cada par de generadores, que son seis en total. Así la potencia instalada en El Chocón es de 1.200.000 kW. que en un año promedio producirán 3.322 millones de kWh.

CERROS COLORADOS

El conjunto de las obras así denominadas, ejecutadas para dominar el caudal del río Neuquén comprende:

PORTEZUELO GRANDE

Esta obra consiste en un dique o azud de aproximadamente 7 metros de altura y 3 kilómetros de largo que cierra el cauce del río Neuquén y su zona inundable, en su parte central tiene un vertedero provisto de seis compuertas radiales, que permiten una descarga de 3.600 m³/seg.

Aproximadamente un kilómetro aguas arriba del azud, sobre la margen derecha del río, se ha construido una estructura de derivación con doce compuertas radiales que permiten el pasaje de 8.000 m³/seg. hacia el canal de derivación de la Cuenca natural denominada Los Barreales.

La capacidad combinada de ambas obras permite controlar la máxima crecida prevista del río Neuquén, estimada en 11.500 m³/seg. desapareciendo así definitivamente el peligro que anualmente amenazaba toda la zona aguas abajo.

LOMA DE LA LATA

La gran depresión natural que forman las cuencas de Los Barreales y Mari Menuco está dividida por el cordón denominado Loma de La Lata. El agua del río Neuquén es derivada a la primera de las cuencas o sea Los Barreales y mediante las obras construidas en Loma de La Lata, una vez llenada ésta, el agua es derivada a la segunda Cuenca, Mari - Menuco.

Las obras en Loma de La Lata, consisten en la construcción de dos diques, uno de 1.500 metros de longitud y 4 metros de altura y otro de 2.300 metros de largo y 13 metros de alto. En este último dique se incorporó una estructura de control de nivel, con cinco compuertas de izaje vertical de 6 metros de ancho por 6 metros de alto cada una.

Una vez llenadas las dos cuencas, el espejo de agua formado será de 60.000 hectáreas y las obras de Loma de La Lata, serán utilizadas para controlar y regular el nivel de la cuenca de Mari Menuco, que es la que alimenta las obras de aprovechamiento hidroeléctrico de Planicie Banderita, al otro extremo del lago.

La capacidad del embalse es de 43.451 millones de metros cúbicos y las aguas vuelven al cauce natural del río luego de pasar

por las turbinas instaladas en la Central hidroeléctrica de Planicie Banderita.

PLANICIE BANDERITA

Esta central hidroeléctrica, constituye la fase final del Complejo El Chocón - Cerros Colorados y está emplazada en el extremo sudeste de la cuenca Mari Menuco.

La central es alimentada desde la cuenca, mediante un canal de toma, construido a cielo abierto, de 2 kilómetros de largo con una profundidad promedio de 20 metros, que descarga en las obras de toma, mediante compuertas de mantenimiento y control.

Los túneles de descarga a las turbinas, tienen un diámetro de 8,75 metros con una longitud de 330 metros con revestimientos metálicos y hormigonados.

Se instalarán dos turbinas, similares a las de la Central de El Chocón, pero con una potencia de 225.000 kW. cada una que trabaja con un desnivel de salto de agua de 70 metros.

La potencia total instalada en la Central Planicie Banderita será de 450.000 kW. y generará energía eléctrica en un año promedio de 1.573 millones de kWh.

Si sumamos la potencia y la generación de las dos Centrales, El Chocón y Planicie Banderita tenemos el total del Complejo:

	kW	millones kWh
	Potencia instalada	producción año promedio
El Chocón 6 x 200.000 kW	1.200.000	3.322
Planicie Banderita 2 x 225.000	450.000	1.573
	<u>1.650.000</u>	<u>4.895</u>

La energía eléctrica generada por ambas centrales será utilizada en la zona y el sobrante transmitido al Gran Buenos Aires - Litoral, de acuerdo a lo expresado al tratar el objeto del Complejo "Producción de Energía Eléctrica".

Como quedó dicho en el Capítulo III la potencia total del país instalada en 1972 era de 7.588 MW y la generación fue de 25.319 GWh. La incorporación del Complejo El Chocón Cerros Colorados significa un incremento del 21,7 % en la potencia total instalada y un aumento del 20 % en la energía eléctrica generada en todo el país.

Con respecto a la potencia y a la generación de origen hidráulico El Complejo significa un extraordinario aporte para el país. Recordemos que la potencia total hidroeléctrica instalada en el año 1972 era de 915 MW y la generación de 1.502 GWh es decir la construcción de estas dos centrales representa el 180 % de aumento en la potencia instalada y el 326 % en la generación hidroeléctrica.

LA CONSTRUCCION DEL COMPLEJO COMO EXPERIENCIA ARGENTINA

Las características principales de esta importante obra hidroeléctrica argentina fueron descriptas en la forma más sumaria posible, considerando, que su inclusión en este trabajo solo tiene por objeto, utilizarla de modelo, para demostrar que el país está en condiciones de encarar la ejecución de las importantes obras que integran su potencial hidroeléctrico y cuya factibilidad técnica ya está demostrada.

Analizaremos a continuación los principales elementos que caracterizaron la acción de la empresa Hidronor S.A. cuya gestión se inicia el 9 de enero de 1968 el constituirse el primer directorio, culminando así la importante tarea preparatoria previa

realizada por la Secretaría de Energía.

La empresa a quién se le encomienda la ejecución de tan importante obra, debía estar dotada de un muy alto grado de flexibilidad y fluidez operativa, para poder encarar con éxito, los problemas de dirección y de ejecución que se debían abordar y resolver, tanto por la magnitud de la obra, cuanto por ser nuevos dentro de la experiencia argentina.

En vista de ello y considerando que la Ley 17318 de reciente sanción, permitía al Estado Nacional, crear entidades con las características de sociedades anónimas con mayoría estatal y con una estructura societaria apropiada para la ejecución de ciertas obras públicas, se optó por encuadrar el nuevo ente estatal dentro de las disposiciones de esta Ley.

La creación de este ente específico, dotado de la agilidad y capacidad de acción suficiente, fue uno de los elementos positivos que permitieron cumplir con éxito el objetivo fijado de hacer llegar la producción eléctrica del Complejo a la zona Buenos Aires Litoral en el año 1973.

REGIMEN DE CONTRATACION DE OBRAS

Una de las modalidades operativas fundamentales del nuevo ente creado, es su ágil y eficiente régimen de contratación de obras. La empresa no realiza o ejecuta obras por administración, sino que adjudica contratos a empresarios o consorcios de empresas técnica y económicamente capacitados para realizarlas.

Hidronor S.A. ha puesto especial cuidado en asegurar que este principalísimo aspecto de su gestión, le permita el cumplimiento estricto del calendario fijado para la habilitación de las distintas obras y que éstas se realicen a los costos más bajos de acuerdo a las especificaciones de las bases y pliegos de condicio-

nes.

Estos objetivos fueron logrados, con la máxima participación de la industria y de los servicios locales, estableciendo un adecuado margen de protección, frente a provisiones externas de menor costo.

Se configuró así un régimen promocional, para los bienes de origen nacional a ser incorporados a las obras del Complejo y a los que hayan de ser utilizados en ellas:

- * La exención del impuesto a las ventas.
- * La desgravación del impuesto a los réditos.
- * El reintegro impositivo.
- * La importación de materias primas o semielaboradas exentas de derechos de importación, etc.

Estas desgravaciones y exenciones tienden a posibilitar que la industria nacional compita con aquellos productos importados que, según prevé la Ley pueden introducirse al país con destino a las obras, libres de derechos de importación y también exentos de impuestos a las ventas.

En el caso de que, con estas desgravaciones, el precio del producto nacional aún fuera superior al importado, aquél gozará de un margen de protección adicional de hasta un 15 % en la adjudicación de las licitaciones.

Otro de los aspectos muy importante en la contratación de las obras, lo constituye, el sistema de precalificación de empresas, a las que se invitaría a participar en determinadas obras, en vista no solo a la magnitud de las mismas, sino también, de la experiencia técnica y del potencial económico que tales obras requieren de parte de la firma adjudicataria.

Este sistema de precalificación, permite seleccionar a las mejores empresas, bien dotadas, técnica y económicamente y per

mite conocer el equipo de maquinarias y obrador de que dispone. Para las obras civiles de El Chocón se presentaron (42) cuarenta y dos y fueron precalificadas solo (8) ocho a las que se invitó a presentar propuestas.

De las ocho empresas precalificadas, siete se presentaron a la licitación final. En general todas las empresas constituyeron consorcios entre empresas del país y del exterior.

La preparación de pliegos claros, detallados, completos y de fácil interpretación, divididos en contratos y subcontratos y adaptados a las normas técnicas internacionales y localmente aceptadas, ha sido también motivo de especial atención, facilitando las ofertas y reduciendo los plazos.

Todo esto hace, que sea el cumplimiento estricto del calendario de obras, uno de los hechos más positivos que puede mostrar Hidronor S.A. durante su gestión en la construcción del Complejo.

FINANCIAMIENTO DEL COMPLEJO

Este importante aspecto en la ejecución de obras de las características del Complejo, fue considerado con el máximo cuidado, de modo no solo de asegurar la continuidad de su construcción, sino de lograr buenas ofertas y condiciones favorables en los precios, por parte de las firmas oferentes, al saber que los recursos para hacer efectivo el pago de las certificaciones estaban asegurados desde el inicio de las obras.

El financiamiento del Complejo El Chocón Cerros Colorados, constituye sin lugar a dudas, otro de los aciertos que permitieron lograr su ejecución en el término previsto en el cronograma de construcciones.

La provisión de recursos fue encarada en cuatro principios

les fuentes:

- * Recursos financieros de origen local.
- * Créditos contingentes del exterior.
- * Préstamo del Banco Mundial.
- * Recursos propios de Hidronor S.A.

Daremos a continuación una reseña sumaria de cada una de las fuentes de financiación.

RECURSOS FINANCIEROS LOCALES

La Ley 17574 por la cual se otorgó a Hidronor S.A. la concesión para construir y explotar el Complejo, creó el FONDO NACIONAL EL CHOCON CERROS COLORADOS que es administrado por la Secretaría de Energía y cuyo producido, esta específicamente destinado a integrar el capital accionario que emita la empresa en la medida que lo requiere el monto de sus inversiones.

Los principales recursos que establece la Ley son:

- * Un recargo por kWh establecido sobre el precio de venta de electricidad, de hasta un 5 % de las tarifas vigentes en cada período y en todo el país, aplicado al consumidor final.
- * Un recargo de hasta un 5 % sobre el petróleo crudo que se elabore en el país sobre los valores que fije la Secretaría de Energía.

La misma Ley establece asimismo, otros recursos adicionales, pero hasta el presente, no han sido utilizados.

El total recaudado por los conceptos indicados precedentemente, desde el año 1967 hasta el año 1974 asciende a \$1.269.633.554 de acuerdo al siguiente detalle:

CUADRO N° 35

FONDO NACIONAL EL CHOCON-CERROS COLORADOSINGRESOS POR PROVINCIAS 1969-1974 (1)ENERGIA ELECTRICA (2)

PROVINCIA	IMPORTE Pesos Ley 18.188	%
BUENOS AIRES.	256.810.983	42,74
CATAMARCA	721.042	0,12
CORDOBA	28.901.750	4,81
CORRIENTES	4.266.163	0,71
CHACO	3.725.382	0,62
CHUBUT	360.520	0,06
ENTRE RIOS	9.974.409	1,66
FORMOSA	120.174	0,02
JUJUY	2.884.166	0,48
LA PAMPA	240.348	0,04
LA RIOJA	721.042	0,12
MENDOZA	26.197.845	4,36
MISIONES	240.348	0,04
NEUQUEN	600.868	0,10
RIO NEGRO	5.828.420	0,97
SALTA	5.047.290	0,84
SAN JUAN	3.785.468	0,63
SAN LUIS	180.260	0,03
SANTA CRUZ	120.174	0,02
SANTA FE	53.657.512	8,93
SANTIAGO DEL ESTERO	5.768.333	0,96
TUCUMAN	7.510.850	1,25
SUBTOTAL	417.663.347	69,51
CAPITAL FEDERAL	183.204.653	30,49
TOTAL DEL PAIS	600.868.000	100,00

(1) Hasta el mes de Junio de 1974 inclusive

(2) Estimados en base a consumos porcentuales del año 1970.

CUADRO N° 36

FONDO NACIONAL EL CHOCON-CERROS COLORADOSINGRESOS POR PROVINCIAS 1967-1974 (1)SUBPRODUCTOS DE PETROLEO (2)

PROVINCIA	IMPORTE Pesos Ley 18.188 .	%
BUENOS AIRES	255.809.796	39,55
CATAMARCA	2.199.123	0,34
CORDOBA	64.550.740	9,98
CORRIENTES	7.050.132	1,09
CHACO	7.826.292	1,21
CHUBUT	6.015.249	0,93
ENTRE RIOS	18.498.509	2,86
FORMOSA	2.457.844	0,38
JUJUY	4.268.887	0,66
LA PAMPA	8.602.453	1,33
LA RIOJA	2.005.083	0,31
MENDOZA	28.135.843	4,35
MISIONES	6.597.370	1,02
NEUQUEN	3.428.045	0,53
RIO NEGRO	7.955.652	1,23
SALTA	8.085.012	1,25
SAN JUAN	7.502.892	1,16
SAN LUIS	5.303.768	0,82
SANTA CRUZ	3.492.725	0,54
SANTA FE	72.571.072	11,22
SANTIAGO DEL ESTERO	5.627.169	0,87
TUCUMAN	10.219.456	1,58
SUBTOTAL	538.203.112	83,21
CAPITAL FEDERAL	108.597.888	16,79
TOTAL DEL PAIS	646.801.000	100,00

(1) Hasta el mes de Junio 1974 inclusive.

(2) Estimados en base a consumos porcentuales del año 1970.

CUADRO N° 37

FONDO NACIONAL EL CHOCON-CERROS COLORADOS

INGRESOS POR PROVINCIAS 1967-1974 (1)

En Miles de pesos Ley 18.188

PROVINCIA	E.ELECTRICA (2)	PETROLEO	TOTAL	%
BUENOS AIRES	256.811	255.810	512.621	41,1
CATAMARCA	721	2.199	2.920	0,2
CORDOBA	28.902	64.550	93.452	7,5
CORRIENTES	4.266	7.050	11.316	0,9
CHACO	3.725	7.826	11.551	1,0
CHUBUT	361	6.015	6.376	0,5
ENTRE RIOS	9.974	18.499	28.473	2,3
FORMOSA	120	2.458	2.578	0,2
JUJUY	2.884	4.269	7.153	0,6
LA PAMPA	240	8.602	8.842	0,7
LA RIOJA	722	2.005	2.727	0,2
MENDOZA	26.198	28.136	54.334	4,4
MISIONES	240	6.597	6.837	0,5
NEUQUEN	602	3.428	4.030	0,3
RIO NEGRO	5.828	7.956	13.784	1,1
SALTA	5.047	8.085	13.132	1,1
SAN JUAN	3.785	7.503	11.288	0,9
SAN LUIS	180	5.304	5.484	0,4
SANTA CRUZ	120	3.493	3.613	0,3
SANTA FE	53.658	72.572	126.230	10,1
SANTIAGO DEL ESTERO	5.768	5.627	11.395	0,9
TUCUMAN	7.511	10.219	17.730	1,4
SUBTOTAL	417.663	538.203	955.866	76,6
CAPITAL FEDERAL	183.205	108.598	291.803	23,4
TOTAL DEL PAIS	600.868	646.801	1.247.669	100,0

(1) Hasta el mes de Junio de 1974 inclusive.

(2) Estimados en base a consumos porcentuales del año 1970.

Recargo a la energía eléctrica	\$ 600.868.240	47,23 %
Recargo al petróleo elaborado	\$ 646.801.332	50,94 %
Renta inversiones financieras	\$ 21.963.982	1,73 %

Para tener una idea de la contribución por provincia en la constitución de dichos recursos se han confeccionado los cuadros nos. 35, 36 y 37 en base a los porcentajes de consumos del año 1970, aplicados a toda la recaudación, donde puede apreciarse que las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba, Mendoza y Entre Ríos son conjuntamente con la Capital Federal quienes han aportado más del 88 % del total recaudado.

CREDITOS CONTINGENTES DEL EXTERIOR

Para aquellos contratos, donde habría de recurrirse a licitaciones de carácter internacional y no se preveía financiación del Banco Mundial, se estableció como condición básica que los oferentes de origen extranjero, solamente podrían ofrecer bienes originarios de países cuyos gobiernos o instituciones financieras hubiesen acordado a Hidronor S.A. préstamos o facilidades de créditos para financiar tales provisiones.

El propósito de estas condiciones, fue obtener para la empresa créditos del tipo "comprador" para financiar eventuales compras, es decir que los créditos serían, pues, contingentes a la adjudicación de las licitaciones, en las cuales solamente participarían firmas de los países dispuestos a financiar las provisiones a licitar.

Los créditos debían cubrir el 100 % del costo en la moneda de origen, de los suministros, su transporte e instalación, más los intereses durante el período de construcción, el plazo se estableció en 20 años incluyendo 5 años de gracia y los intereses debían ser los más bajos aplicables en cada país para esta clase de

financiación.

Las gestiones se realizaron ante las autoridades financieras e instituciones bancarias de once países: Alemania, Bélgica, Canadá, España, Estados Unidos de Norteamérica, Francia, Inglaterra, Italia, Japón, Suecia y Suiza. Como resultado, se firmaron cartas de intención, sujetas a las contingencias de las licitaciones a ser cubiertas por dichos créditos, estimados en la suma de 100 millones de dólares.

PRESTAMO DEL BANCO MUNDIAL

Desde el comienzo de la consideración oficial del proyecto las autoridades nacionales realizaron tratativas ante el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento para obtener su colaboración financiera.

La Cifra del crédito originariamente considerado por el Banco Mundial, fue a lo largo de las negociaciones objeto de ampliaciones, hasta llegarse a la suma definitiva de (u\$s 82.000.000) ochenta y dos millones de dólares.

El préstamo fue acordado a Hidronor S.A. con la garantía del Gobierno Nacional y se destinó a cubrir el costo de las obras civiles de El Chocón, del equipo de construcción de las compuertas, honorarios de los consultores y los intereses durante el período de la construcción, según el siguiente detalle:

I) Obras Civiles (componente en divisas)		
a) Trabajos a realizar	u\$s 27.600.000	
b) Equipo de construcción	u\$s 10.000.000	37.600.000
II) Compuertas, tuberías de presión y partes diversas de acero	u\$s	21.400.000
III) Servicios de consultoría	u\$s	6.300.000

IV) Intereses y otros gastos durante la construcción	u\$s 16.700.000
T O T A L	<u>u\$s 32.000.000</u>

El crédito fue concedido a un plazo de (25) veinticinco años, comenzando su amortización en el año 1975 a la tasa de interés del 6,5 % anual.

RECURSOS PROPIOS DE HIDRONOR S.A.

Dijimos ya que los recursos en moneda local, provienen principalmente, de los aportes de capital efectuados por el Estado Nacional mediante los ingresos del FONDO NACIONAL EL CHOCON CERROS COLORADOS, sobre todo, durante el período de la construcción.

A partir de la puesta en marcha del Complejo es decir 1973, Hidronor S.A. está ya en condiciones de generar recursos propios, para cubrir sus costos operativos, amortizar sus inversiones y obtener el dividendo estatutario, de acuerdo a los términos de la concesión.

La concesión de Hidronor S.A. establece las bases sobre las cuales, calculará su tarifa, de venta de energía, de manera que con el producido de ésta, se cubran sus gastos de explotación, las dotaciones al fondo de depreciación y un beneficio neto calculado, sobre el valor no depreciado en sus activos, equivalente en el 8% anual.

En virtud de dichas cláusulas, la empresa ha convenido con SEGBA S.A. un acuerdo de venta de energía, a precios no superiores a los que le costaría a SEGBA S.A. producir igual cantidad de energía térmica, tomando en cuenta los costos actuales de potencia instalada y algunos costos futuros variables de carácter operativo.

A partir de los primeros meses del año 1973 el Complejo está conectado al sistema eléctrico del Gran Buenos Aires-Litoral

y aportará a dicho sistema cantidades crecientes de energía hasta alcanzar los 4.895 millones de kWh, cuando todas las unidades tanto en El Chocón como en Planicie Banderita estén en operación.

Hidronor S.A. tiene asegurados recursos suficientes para hacer frente al pago de los servicios de amortización de los préstamos a largo plazo que ha contraído para la financiación de sus inversiones.

EMPRESAS PARTICIPANTES EN LA CONSTRUCCION DEL COMPLEJO

Se considera ilustrativo, indicar las empresas, el aspecto de la construcción en que intervinieron y el país de origen, para apreciar la importancia de la dirección técnica necesaria para coordinar las tareas y programar en tiempo las provisiones, para evitar demoras y mayores costos, en el cumplimiento del cronograma de obras establecido al iniciarse la construcción:

OBRAS EN EL CHOCON

Concepto	EMPRESAS	País de origen
Obras Civiles	Impregilo-Sollazo S.A. Compañía Constructora de El Chocón Consorcio formado por Impregilo-Milán (Italia) y Sollazo Hnos.S.A Tucumán (Argentina).	Italia-Argentina
Puente Temporal Suministro de la super estructura	Emepa - Buenos Aires	Argentina
Turbinas Hidráulicas	Boving & Co. Ltda. Londres	Inglaterra

Concepto	EMPRESAS	País de origen
Generadores	Siemens A.G.	Alemania
Puentes Grúa	Siemens A.G.	Alemania
Transformadores Principales y Auxiliares	Mitsubishi Shoji-Kaisha	Tokio-Japón
Diyuntores de los generadores	Brown Boveri S.A.	Suiza
Provisión y mon taje de cables y equipos de a- lumbrado	SADE - Buenos Aires	Argentina
Ascensor	Ascensores Otis	Argentina
Puente grúa mó vil	Calviño - Buenos Aires	Argentina
Villa El Chocón	José Cartellones CCSA. Mendoza	Argentina
Obra Portezue- lo Grande-O- bras Civiles	Roggio-Dycasa-Auxini-Dragados S.A. - Cía Constructura de Porte zuelo Grande. Consorcio formado por Empresas Dragado-Auxini (Ma- drid) Dycasa (Buenos Aires) y Ro- ggio (Córdoba)	España-Argentina
Camino Plaza Huincul Porte- zuelo Grande	Batallón Ingenieros Construccio- nes 181 - Ejército Argentino	Argentina

SISTEMA DE TRANSMISION

Sistema de Trans- mision	Anglo-Argentinum Power Consor- tium	Inglaterra-Argen- tina
-----------------------------	--	---------------------------

Concepto	EMPRESAS	País de origen
Línea de Transmisión Sub-estación El Chocón	SADE	Argentina
Obras civiles		
Sub-estación Puelches y Henderson	José Cartellones CCSA	Argentina
Obras Civiles		
Sub-estación Ezeiza	Gesiemes y Sociedad Comercial del Plata	Argentina
Obras Civiles		
Suministro y entrega de conductor aéreo	Aluminium Company and Canadá Ltda. (10.000 km) CAFDO (Pirelli-Santa Rosa-Camea)(20.000 km.)	Canadá-Argentina
Torres terminales para la línea de transmisión	Cometarsa S.A.I.C.	Argentina
Disyuntores de 500 kv	Brown Boveri S.A.	Alemania
Transformadores de potencia	Parsons Puebles	Gran Bretaña
Reactores en derivación	Brown Boveri S.A.	Suiza
Equipos de compensación	Associated Electrical Industries	Gran Bretaña
Reactiva y Auxiliares		
Equipos del centro de control	Brown Boveri S.A.	Suiza

Concepto	EMPRESAS	País de origen
Equipos de Procesa miento Lógico y Premeditador	Baley Meters	Gran Bretaña
Disyuntores de 132 kV Equipos Auxilia res y Planta de ma nipuleo de aceite	Somerfin Argentina.	Suiza y Gran Bre- taña
Cables de 132 kV	Pirelli	Argentina
Alumbrado exterior de las estaciones y Centro del Con- trol del Sistema	Siemar SACI	Argentina
Transformador 200 MVA-Sub-Estación Henderson	Parson Peebles	Inglaterra
<u>VARIOS</u>		
Diques en Loma de la Lata	Sollazo Hnos S.A. Tucumán	Argentina
Investigación de Fundaciones de Pla nicie Banderita	Radio Argentina S.A.	Argentina
Galerías de explota ción en Planicie Banderita	Sollazzo Hnos. S.A.	Argentina
Camino de Acceso Vista Alegre Loma de la Lata	Sollazzo Hnos. S.A.	Argentina
Viviendas y Ofici- nas para Loma de la Lata	Edil-Sud (Comodoro Rivadavia)	Argentina

Concepto	EMPRESAS	País de origen
Obra El Chocón	Sub-Contratistas El Chocón pa ra cada contrato	Argentina
Tuberías de pre- sión revestimiento	Société B.V.S.	Francia
Compuerta de Toma- Rejas Compuertas del tubo de aspira ción	Sorefame-Neyrpic	Portugal - Fran- cia.
Compuertas Radia- les del Vertedero	Société B.V.S.	Francia
Vigas de Cierre Estructura de ace ro para la cen- tral	Cometarsa S.A.I.C.(Bs.Aires)	Argentina
Sistema de calefac ción, ventilación y aire acondiciona do	Lix Klett S.A.(Bs. Aires)	Argentina
Obra Portezuelo Grande Estructura de derivación y ver tedero del dique, compuertas radiales vigas de cierre	Cometarsa S.A.I.C.(Bs.Aires)	Argentina
Equipo de distribu ción eléctrica	Siemar S.A.I.C.	Argentina
Represas en Loma de la Lata Compuer tas de la estruc- tura de contro, Stop beams y equipo aux.	Neyrpic Argentina S.R.L.	Argentina

CONSULTORES

Concepto	EMPRESAS	País de origen
Trabajos electrome- cánicos	Sir Alexander Gibb and Part ners London (Asociados con Merz & Mc. Lellan	Inglaterra
Obras Civiles	Asociados con Estudio de In- geniería Gandolfo Cotta-In- geniero Arturo Vignoli-Fer- nández Long y Reggini	Argentina
Obras de la Villa Permanente	Asociados con Arq. Zemborain Schon-Firpo-Llauró-Urgell	Argentina

La ejecución del Complejo El Chocón Cerros Colorados lle-
vada a cabo por Hidronor S.A. ha sido expuesta como un modelo posi-
ble, para encarar la plena explotación de los importantes recursos
hídricos para la generación de energía eléctrica, de que dispone el
país.

La experiencia muestra en todo el mundo, que las grandes
empresas públicas o privadas, para asegurar su eficiencia, tienden
a concentrar el gobierno y ejecución de los aspectos fundamentales
de su actividad, pero delegan en terceros aspectos parciales de
gran importancia.

La magnitud y envergadura de las empresas de energía del
Estado y la importancia del rol que el país les asigna en el futu-
ro, exige asegurarles eficiencia, debiendo concentrar poder de de-
cisión y aprovechar al máximo su capacidad de ejecución directa,
pero deberán delegar aspectos parciales, mediante contratos de lo-
cación de obras y servicios, dando preferencia a las empresas loca-
les.

El ejemplo de Hidronor S.A. que está desarrollando una acción eficaz, con gran economicidad y estricto cumplimiento de los plazos de ejecución señala un camino interesante, que pueden seguir también otras entidades para llevar a buen término, la explotación del potencial hidroeléctrico argentino en las próximas décadas.

-----ooOoo-----

CONCLUSIONES

La energía es un elemento vital para la vida del hombre contemporáneo que participa de una civilización que tiende a formas de vida cada vez más tecnificadas, donde el consumo de energía en cualquiera de sus formas juega un rol de capital importancia.

La responsabilidad de un buen gobierno, es programar una política energética, que promueva la posibilidad de disponer de energía en abundancia a valores económicos y estudiar permanentemente como se utilizan las distintas fuentes primarias.

Las previsiones deben ser tomadas con la suficiente antelación, para que las decisiones no resulten de una apresurada necesidad eventual.

La restricción o la carencia de una oferta adecuada de energía en cualquiera de sus formas, impide el desarrollo industrial y origina en consecuencia el atraso, la desocupación y todas sus secuelas de tensiones sociales y frustración nacional.

La crisis energética mundial del petróleo, no se presenta aún en forma contundente para la Argentina, pero las previsiones de sus posibles efectos más o menos mediatos deben realizarse sin demoras. Los derivados del petróleo con su elevada participación en el Balance Energético Nacional y en la producción de energía eléctrica, nos obligan a un estudio de las posibilidades que tiene el país, de sustituirlos por otras fuentes de energía primaria.

La Argentina, aún con sus características propias del problema, se avecina como casi todos los países, a una probable crisis de energía, que reconoce como causa principal el extraordinario consumo de los recursos energéticos perecederos, que llevará tarde o temprano a una restricción en la oferta de los mismos o a una importación masiva y de elevado costo.

En el año 1972 la composición de la oferta de energía expresada en toneladas equivalentes a petróleo de 10.500 calorías fue la siguiente:

		%
Derivados del petróleo	23.281,2	71,3
Gas natural	6.309,6	19,3
Combustibles vegetales	1.876,7	5,8
Carbón mineral	766,9	2,4
Hidroelectricidad	399,7	1,2
	<u>32.634,1</u>	<u>100,0</u>

Esta composición del Balance Energético Nacional no solo no responde a la disponibilidad de reservas energéticas del país sino que muestra la elevada participación de los hidrocarburos y la distorsión de la relación consumo-recurso, que nos hace correr un riesgo cierto e importante de dependencia de recursos del exterior.

Lo expresado implica, necesariamente, un desaprovechamiento de los recursos naturales con que cuenta el país ya sean perecederos como el carbón y el uranio o renovables como los recursos hídricos.

La hidroelectricidad con recursos del orden de los 44.949 MW disponibles, solo es aprovechada en el año 1972 en un 2 % con 915 MW. Si bien estos recursos, los de mayor cuantía, están alejados de los principales centros consumidores, las técnicas de transmisión perfeccionadas, hacen factible su utilización económica.

El advenimiento de las centrales nucleares, cuyas características económicas son semejantes a las centrales hidroeléctricas, (alta inversión inicial - bajo costo de operación) y la construcción de las centrales hidroeléctricas, hará necesario la configuración de un sistema eléctrico interconectado mediante extensas líneas de transmisión que vinculen todos los sistemas zonales.

Los consumos eléctricos generales por cápita son bajos y hay zonas o regiones realmente marginadas, con consumos por habi

tante excesivamente bajos planteando características de verdadero infraconsumo.

La tesis sostenida en este trabajo, es que debemos satisfacer una demanda de energía eléctrica que permita atender los requerimientos de un intenso desarrollo industrial, una modernización de los procesos productivos y un elevado consumo de la población.

Al mismo tiempo y fundamentalmente, se estima necesario sustituir al máximo el consumo de los derivados del petróleo en la generación de energía eléctrica, para deducirlo a la petroquímica y utilizar en su reemplazo la hidroelectricidad como fuente de energía renovable.

El importante potencial hidroeléctrico con que cuenta el país, permite encarar el cambio estructural precitado, con absoluta seguridad en el éxito del plan de equipamiento proyectado, asegurando la oferta de energía eléctrica en todas las regiones, mediante las interconexiones que permitan satisfacer la demanda allí donde sea necesaria.

Así, de un servicio público de energía eléctrica que en 1972 tenía instalados 5.812 MW de potencia, de los cuales el 84,7 % eran accionados utilizando derivados de petróleo y solo el 15,3 % eran hidroeléctricos, pasaremos en 1985 a una potencia de 27.384 MW de los cuales solo el 23,4 % será accionado mediante derivados del petróleo y el 73,2 % hidroeléctricos participando la generación nuclear con el 3,4 %.

Un adecuado abastecimiento de energía eléctrica, al mercado consumidor, es requisito indispensable, reconocido universalmente, para que cualquier país en desarrollo, pueda lograr un alto nivel de vida, para su población y haga posible el desarrollo industrial y tecnológico en todas sus actividades productivas.

La energía eléctrica debe ser ofrecida, donde resulte conveniente, más que a su propia economía, a la economía general de

una determinada región, para consolidar y expandir las actividades de los conglomerados urbanos y las áreas rurales ubicadas en la zona de influencia de los sistemas de transmisión, contribuyendo así a promover las economías regionales aún no desarrolladas.

La Argentina, se debe irreversiblemente lanzar hacia un modelo industrial moderno e integrado, si quiere mantenerse actualizada y no perder posiciones dentro del conjunto americano.

Este modelo significa un desarrollo que habrá de demandar energía eléctrica con altas tasas de crecimiento, cambios en la estructura de generación, servicio público eficiente en calidad y continuidad de la prestación en todo el país, a tarifas económicas.

Este es el desafío que debemos aceptar los argentinos, si realmente queremos lograr la Argentina potencia que todos anhelamos y para ello se tienen que adoptar las decisiones con la debida anticipación.

Esta política energética, permitirá liberarnos en materia de energía eléctrica de la dependencia del petróleo a la vez que lograr los siguientes objetivos:

- * Una oferta de energía eléctrica abundante y a precios razonables, que induzca un desarrollo socio-económico armónico en todas las regiones del país
- * Mejorar sustancialmente el aprovechamiento de los recursos naturales del país, tendiendo a una modificación progresiva de la composición de la oferta de energía mediante el incremento de la participación del carbón nacional, la energía nuclear y principalmente de la hidroelectricidad.
- * Afirmar el control nacional de las decisiones en materia de energía eléctrica con independencia de ingerencias externas.
- * Utilizar el gran poder de compra del sector para impul

sar el desarrollo industrial y de la ingeniería y con
sultoría local.

- * Acelerar las obras hidroeléctricas en ejecución y en
rar decididamente la realización de los grandes proyect
os hidroeléctricos del país.

Por todo lo expresado, se estima haber aportado con la tesis desarrollada en este trabajo, una posible solución concreta a problemas nacionales actuales, tal como lo establece el apartado 2º de la Resolución del Delegado Interventor de la Facultad de Ciencias Económicas nº 328 de fecha 16 de Octubre de 1973.

-----ooOoo-----

BIBLIOTECA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Profesor Emérito Dr. ALFREDO L. PALACIOS

ABREVIATURAS

A. y E.E.	AGUA Y ENERGIA ELECTRICA
C.I.A.E.	CIA. ITALO ARGENTINA DE ELECTRICIDAD S.A.
C.N.E.A.	COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA
D.E.B.A.	DIRECCION DE ENERGIA DE LA PCIA. DE BUENOS AIRES
E.P.E.C.	EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA
S.E.G.B.A.	SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES
Y.C.F.	YACIMIENTOS CARBONIFEROS FISCALES

-----0-----

W	WATIO - VATIO (Unidad de potencia eléctrica)	
kW	Kilovatio (mil vatios)	
kWh	Kilovatio hora (trabajo realizado por un kW en una hora.)	
MW	Megavatio (un millón de vatios)	
MWh	Megavatio hora (trabajo realizado por un MW en una hora)	
GW	Gigavatio (mil millones de vatios)	
GWh	Gigavatio hora (trabajo realizado por un GW en una hora)	

-----0-----

1 kWh	=	1.000 Wh	
1 MWh	=	1.000.000 Wh	= 1.000 kWh
1 GWh	=	1.000.000.000 Wh	= 1.000.000 kWh.

-----0-----

B I B L I O G R A F I ALIBROS Y ARTICULOS

CEPAL, Secretaría de la, Problemas y perspectivas del desarrollo Latinoamericano 1963.

Boletines Económico de América Latina Años 1970-73

PIERRE MASSE, La Elección de las Inversiones, criterios y métodos - Ed. Sagitario S.A. Barcelona 1959

PORTERFIELD J.T.S., Decisiones de Inversión y Costos de Capital - Herre-
ro Hnos. México 1967

ROBINSON E.A.: La dimensión óptima de la empresa. Edit. El Ateneo - Buenos Aires 1957

VAN DER TAK HERMAN: La Selección entre Sistemas hidroeléctricos y termo-
eléctricos en función de sus ventajas económicas - Public. del
Banco Mundial.

PUBLICACIONES OFICIALES

Conferencia Mundial de la Energía - Comité Argentino 1973 -

Inventario de los Recursos Hidroeléctricos de la República Argentina -
Public. de Agua y Energía Eléctrica de la Nación.

Simposio para el Ordenamiento Eléctrico Nacional 1971.

Subsecretaría de Recursos Hídricos-Grupo de Trabajo Alto Paraná 1973

Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.

Boletines de la Subsecretaría de Coordinación de Información Económica.

Secretaría de Estado de Energía - Oficina Sectorial de Desarrollo de
Energía-Boletines y Anuarios de Energía Eléctrica y Combustibles. Infor-
maciones complementarias.

Plan Trienal para la Reconstrucción y Liberación Nacional publicación
del Poder Ejecutivo Nacional.

Memorias y Balances de las Empresas de Energía A. y E.E.

HIDRONOR S.A. - SEGBA S.A. - ITALO - YACIMIENTOS CARBONIFEROS FISCALES -
YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES - GAS DEL ESTADO.

-----0-----