

5928

CATALECCADO

CEPAL

Programa de Recursos Naturales y Energía

Octubre 1964

Santiago, Chile

SOLO PARA CRITICAS Y COMENTARIOS



LOS RECURSOS HIDRAULICOS DE ARGENTINA

Análisis y programación tentativa de su desarrollo*/

PARTE V

ANALISIS FUNCIONAL DEL USO DEL AGUA

Abastecimiento de Agua Potable e Industrial

Capítulo 3

ELECTRICIDAD E HIDROELECTRICIDAD

*/ Esta es la versión preliminar del Informe, que se circula a objeto únicamente de discutirlo con las autoridades y técnicos argentinos que participaron en la preparación del material, antes de su redacción definitiva. Las cifras y análisis están, pues, sujetos a revisión. Se ruega no citar.

Capítulo 3

ELECTRICIDAD E HIDROELECTRICIDAD

A. Los recursos hidroeléctricos



De acuerdo con los criterios actualmente empleados para medir los recursos hidroeléctricos, conviene distinguir entre potencial teórico, potencial técnicamente aprovechable y potencial económicamente utilizable. ^{1/}

El potencial teórico contempla todo el agua con la altura que dispone sobre el nivel del mar y con un rendimiento de 100 por ciento. Reconociendo que es sólo un límite superior, inalcanzable en la realidad, constituye un punto de referencia inamovible para medir los progresos que se logran en las evaluaciones a los otros niveles y en los aprovechamientos dentro de una región o país.

El potencial técnicamente aprovechable es muy inferior al teórico; mide la magnitud de los recursos por los aprovechamientos realizados y los susceptibles de instalación en un momento determinado, con los medios técnicos disponibles para este tipo de obras sin sobrepasar un valor límite superior fijado previamente al costo del kW instalado.

El potencial económico es sólo una fracción del técnicamente utilizable limitado a la parte que se considera de aprovechamiento conveniente a corto o mediano plazo, dentro del marco de la economía general del país respectivo. Excluye en consecuencia, los recursos que no pueden proporcionar energía eléctrica a un costo igual o menor al que se podría obtener de otras fuentes alternativas, o aquellos que de acuerdo a un análisis económico integral deban destinarse a otros usos del agua incompatibles con la producción eléctrica.

^{1/} Véase para mayores detalles "Los recursos hidroeléctricos de América Latina: su medición y aprovechamiento" en ESTUDIOS SOBRE LA ELECTRICIDAD EN AMERICA LATINA, Vol. I (E/CN.12/630), publicación de las Naciones Unidas (Nº de venta 63.II.G.3) Parte V.

a) Estimación de potenciales teóricos

i) Potencial bruto superficial

La escasa disponibilidad de informaciones sobre caudales y nivelaciones topográficas a lo largo de los ríos, sólo ha permitido realizar para todo el país la estimación integral del potencial teórico superficial, con las precipitaciones medias anuales, valiéndose de un mapa con líneas de nivel ~~de 300~~ en 300 metros hasta los mil metros sobre el nivel del mar y de 600 en 600 metros sobre esa altura), a escala 1:1 000 000, al que se trasladaron las isoyetas anuales correspondientes al período 1921-50.

El cálculo se hizo con las recomendaciones del Seminario Latinoamericano de Electricidad reunido en Ciudad de México en 1961,^{2/} fraccionando cada cuenca en áreas elementales a las cuales se podía aplicar convenientemente la fórmula

$$P_s = \frac{V \times H}{367}$$

En ella P_s es el potencial teórico superficial en millones de kWh por año, V el volumen medio anual de las precipitaciones caídas en el área elemental respectivo, medido en millones de m^3 , y H es la elevación media en metros de esa área sobre el nivel del mar (cero del hidrógrafo del Riachuelo).

2/ Op.cit. en nota anterior.

Cuadro 1

ARGENTINA: POTENCIAL BRUTO SUPERFICIAL

Cuenca	Energía (Miles de GWh)
<u>Río de La Plata</u>	<u>1 207</u>
a) Agua caída en Argentina	444
b) Agua caída fuera de Argentina	763
<u>Zona sin desagüe</u>	<u>285</u>
<u>Vertiente del Atlántico</u>	<u>769</u>
a) Desaguadero y afluentes	238
b) Colorado	57
c) Negro	246
d) Chubut	61
e) Deseado	7
f) Chico y Santa Cruz	34
g) Mesetas de Río Negro y Chubut	21
h) Otras	105
<u>Vertiente del Pacífico</u>	<u>81</u>
<u>Total del País</u>	<u>2 342</u>

Para las cuencas como la del Paraná, que tienen una parte activa más allá de las fronteras de Argentina, para el potencial de este país correspondiente al volumen V caído en otros país H es la elevación en metros sobre el mar del punto de cruce de la frontera por el río al que tributa. ^{3/}

Para determinar en cada caso la potencia media en kW se dividió el correspondiente valor de P_s por 8 760, que corresponde al número de horas en el año. Los resultados aparecen en el cuadro 1, donde se ve que esa potencia se aproxima a 270 millones de kW.

ii) Potencial bruto lineal

Sólo para los ríos del frente andino, el Paraná y el Uruguay, fue posible estimar también el potencial bruto lineal, que mide la potencia correspondiente al caudal medio, a lo largo de cada río. Se utilizó la suma de los valores dados por la fórmula:

$$Pl = 9.8 \times Q_m \times H$$

aplicada reiteradamente a los distintos tramos en que se subdividió cada curso de agua, en función de los datos disponibles. En ellas, Pl es la potencia media en kW; Q_m el promedio de los caudales medios en cada extremo del tramo y H la diferencia de las cotas en metros entre los niveles de agua de esos extremos. Los resultados correspondientes aparecen en el cuadro 2. Sobre un total de 30 millones de kW, al Frente Andino corresponden como una tercera parte.

3/ Se adoptaron las siguientes cotas, sobre el cero del Riachuelo, de los puntos de cruce de la frontera por los principales ríos:

Chile

Manso-Puelo	200 metros
Futaleufú	107 "
Pilena	244. "
Simpson	488 "
Baker	300 "
Lago Buenos Aires	217 "
Lago San Martín	200 "
Río Vizcachas	244 "

Uruguay

Negro

~ 0

Paraguay

Paraná (en Corrientes)	44 metros
Pilcomayo (Corrientes)	44 "
Paraguay (Corrientes)	44 "

Brasil

Paraná en Iguazú	150 metros
Uruguay	52 "

Cuadro 2

ARGENTINA: POTENCIAL BRUTO LINEAL DE LOS
CURSOS PRINCIPALES DE ALGUNOS RIOS

Río	Miles de kW	Millones de kWh
<u>Frente Andino</u>		
San Juan	1 215	10 580
Mendoza	705	6 170
Tunuyán	418	3 660
Diamante	562	4 920
Atuel	447	3 920
Grande	923	8 090
Barrancas	233	2 040
Neuquén	2 040	17 870
Limay	4 650	40 790
Río Negro	2 300	2 010
<u>Suma</u>	<u>13 493</u>	<u>100 050</u>
<u>Río de La Plata</u>		
Paraná	22 300	195 000
Uruguay	5 500	48 000
Bermejo y Pilcomayo	1 400	12 000
<u>Total</u>	<u>29 200</u>	<u>255 000</u>

b) Potencial económico aprovechable

A partir de las cifras anteriores que como se dijo se refieren a conceptos completamente teóricos, es posible estimar el orden de magnitud del potencial económicamente utilizable en Argentina, que es el que realmente interesa. Suponiendo en promedio para todo el país un rendimiento hidrológico (coeficiente de escorrentía) semejante a 0.15-0.17 (pampas casi horizontales y alta evaporación) y que la relación entre el potencial económico actual y el teórico superficial de escurrimiento sea aproximadamente 0.20 - como resultó para ocho países examinados en Europa - podría esperarse

que el potencial económico utilizable llegue a unos 8 millones de kW, - 70 000 millones de kWh de generación anual. La estimación parcial del potencial bruto lineal, a la luz de la experiencia de otros países hace pensar, sin embargo, que el económico utilizable en todo el país podría llegar a 2 millones de kW - 79 000 millones de kWh de generación anual. ^{4/}

En una publicación oficial de los Estados Unidos se estimaron los potenciales hidroeléctricos para los diversos países del mundo sobre dos bases diferentes: la primera que considera los "caudales mínimos ordinarios"¹⁰ (se aproximan a los gastos de duración 95 por ciento del tiempo) y la segunda que adopta los "caudales medios". Se reconoce allí que las estimaciones para América del Sur - excepto para Brasil - se basan principalmente en datos pluviométricos y topográficos. Argentina figura con 3.97 y 29.44 millones de kW respectivamente. Considerando que el concepto a que se refiere la segunda cifra se aproxima mucho a la definición del potencial teórico lineal ^{5/} se concluye que esta estimación es perfectamente compatible con la anteriormente presentada.

De esta investigación que es la única realizada en escala mundial cabe concluir que Argentina en promedio, por Km², tiene un potencial hidroeléctrico como un 60 por ciento inferior al promedio mundial y un 140 por ciento inferior al correspondiente a todo América Latina.

En términos generales, la relativa pobreza del país en potencial hidroeléctrico se agrava económicamente por las acentuadas variaciones estacionales de los caudales de sus ríos (necesidad de grandes regulaciones), el arrastre, en algunos casos excesivo, de materiales sólidos y las distancias a que se encuentran en relación

^{4/} Las correspondientes capacidades instalables dependerán de los respectivos factores de utilización de las centrales. Así con un factor de utilización de 0.5 en promedio, aquellas alcanzarían a 16 y 18 millones de kW, respectivamente.

^{5/} Véase Departamento del Interior "Developed and potential water power of the United States and other countries of the world", Geological Survey Circular 367, 1954 (reimpreso en 1958).

a los grandes centros consumidores. Sin embargo, llama la atención que existiendo algunos recursos muy favorables para su aprovechamiento, sólo una pequeñísima fracción de ellos haya sido utilizada hasta ahora (principalmente en las provincias de Córdoba y Mendoza) y que recién se despierte el interés en las autoridades competentes, para iniciar seriamente el estudio de sus posibilidades económicas y planificar su desarrollo.

La capacidad hidroeléctrica instalada en 1962 (poco más de 320 mil kW) representa sólo como el 2 por ciento de los recursos económicamente utilizables, antes estimados.

No obstante que con los métodos empleados para la estimación del potencial hidroeléctrico no se detalla la ubicación de los lugares adecuados para la construcción de centrales, de las concentraciones de aquél (ver cuadro 1) y del análisis del cuadro 2, se infiere que al margen del Paraná y el Uruguay, las cuencas del Limay, Neuquén, San Juan, Alto Bermejo, Chubut, Grande (Alto Colorado) Pasaje, Mendoza y Diamante, son las mejor dotadas energéticamente y hacia ellas deben orientarse principalmente las investigaciones generales para su evaluación directa y la programación de su aprovechamiento.

El examen de esos recursos debería proseguirse sistemáticamente a base de levantamientos aerofotogramétricos, instalación de más fluviómetros y pluviómetros, y reconocimientos geológicos, con el objeto de disponer a la brevedad posible de la información mínima necesaria para la programación de su desarrollo.

A base del cuadro 3 que resume "grosso modo" el estado de los estudios e investigaciones de aprovechamientos hidroeléctricos realizados en todo el país, tanto por instituciones públicas como privadas, puede señalarse en líneas generales que:

- i) Sobre aproximadamente 18 millones de kW económicamente instalables (estimación anterior), se conoce la posible ubicación de unos 17 millones.
- ii) Sólo para 2.5 millones de kW (menos del 15 por ciento) existen ideas más o menos elaboradas en cuanto a emplazamiento y características técnico-económicas, a nivel de proyectos o anteproyectos avanzados.

Cuadro 3

ARGENTINA: ESTUDIOS, ANTEPROYECTOS Y PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS, 1962

Región	Estudios o ideas generales			Anteproyectos básicos			Anteproyectos avanzados y proyectos			Totales	
	Número de Cen- trales	P1 (MW)	W (GWh)	Número de Cen- trales	P1 (MW)	W (GWh)	Número de Cen- trales	P1 (MW)	W (GWh)	P1 (MW)	W (GWh)
Litoral y Noroeste	3a/ 4a/ 5a/	5 000 115 5 115	18 000 400 18 400	1b/ 1 000	5 000		1a/ 720	3 000		6 835	26 400
Noroeste	4a/ 4b/ 3d/ 399	342 42 15 399	1 000 130 50 1 180	4f/ 21/ 6j/ 560	430 100 30 1 890	1 500 300 30	2g/ 120	400		1 079	3 470
Central	8k/ 6m/ 45	25 20 45	100 60 160	4l/ 73	210					118	370
Andina	10n/ 2a/ 1 040	1 000 40 1 040	3 000 120 3 120	8a/ 2r/ 2s/ 2t/ 1 115	475 200 160 280 4 500	2 000 1 000 600 900	2p/ 445	1 300		2 600	8 920
Patagónica *	3u/ 4v/ 4z/ 3 000	900 500 1 600 3 000	4 300 2 600 7 000 13 900	5v/ 5w/ 1d/ 2 100	1 600 300 200 7 700	6 000 900 800	3y/ 1 200	4 200		6 300	25 800
Totales		9 599	36 760		4 848	19 300		2 485	8 900	16 932	64 960

- a/ Paraná medio.
- b/ Mitad de C. Apipé.
- c/ Mitad de C. Salto Grande.
- d/ Centrales en Misiones y Formosa..
- e/ Sistema La Ciénaga - Santa Rosa.
- f/ Río Bermejo.
- g/ Río Juramento.
- h/ Angostura.
- i/ Río Medina.
- j/ Varios en Jujuy, Salta y Catamarca.
- k/ Río Carcarañá.
- l/ Río Tercero y Los Sauces.
- m/ Ríos de San Luis.
- n/ Río San Juan.
- o/ Río Mendoza.
- p/ Río Atuel Nihuil II y III.

- q/ Río Jachal.
- r/ Río Diamante.
- s/ Río Tunuyán.
- t/ Río Grande.
- u/ Collón Curá.
- v/ Limay.
- w/ Chocón - Cerros Colorados.
- x/ Aluminé.
- y/ Río Colorado.
- z/ Santa Cruz.
- d/ Chubut.

Además de las centrales hidroeléctricas tradicionales, hay un proyecto de aprovechamiento mareomotriz de aproximadamente 600 mW y 1 800 GWh anuales.

iii) Casi 5 millones de kW se encuentran ~~en~~ estado de anteproyectos generales que requerirían ser estudiados y elaborados con el objeto de evaluar seriamente los aprovechamientos cuya construcción debería iniciarse en el próximo decenio.

Cabe destacar que una buena parte de los estudios de obras hidroeléctricas que figuran como "proyectos terminados" en los archivos de organismos nacionales y provinciales, datan de 10 a 15 años atrás, de modo que necesariamente han de ser revisados y actualizados tanto en sus detalles técnicos como económicos, para programar su construcción.

B. Generación y demanda de electricidad

Situación actual y evolución reciente

La producción de energía eléctrica se inició en Argentina en 1882 con la instalación de un pequeño grupo generador en la ciudad de La Plata y en 1887 con la instalación de otro grupo de 12 HP en Buenos Aires, ambos destinados a la iluminación privada y pública. Posteriormente, como ha ocurrido en la mayoría de los países, el consumo de energía eléctrica aumentó con mayor rapidez que las otras formas de energía. La generación (servicios públicos más autoprodutores) alcanzó en 1962 a 11 547 millones de KWh, contra 3 090 millones de kWh en 1940 y 5 303 millones en 1950.^{6/} El ritmo de crecimiento aumentó en los últimos años, a excepción del de 1962; en efecto mientras en el período 1940-55 la tasa acumulativa anual fue en promedio de 5.5 por ciento, subió a 10.9 por ciento en el de 1955-58 - cuando entraron a operar la Central San Nicolás de 300 mW, Nihuil N° 1 de 74 mW y Los Molinos N° 1 de 50 mW - y registró 7.2 por ciento en el período 1958-61. Lamentablemente en 1962 se redujo a menos de 3 por ciento, como consecuencia de la contracción económica que sufrió el país ese año, y los accidentes que sufrieron la generación (incendio de la Central Dock Sud) y la distribución de energía eléctrica en la capital Federal y Gran Buenos Aires. Para el período completo 1955-61, el ritmo de crecimiento supone la duplicación entre 8 y 9 años.^{7/}

^{6/} Las estadísticas oficiales, al referirse a la generación, incluyen la energía consumida dentro de las propias centrales.

^{7/} Para el conjunto de América Latina, incluida Argentina, se registró una tasa acumulativa anual de 10.1 por ciento en el período 1955-59 aunque algunos países con niveles de consumo similares a los de aquél, como Venezuela, Brasil y Cuba, alcanzaron a 15.9, 11.5 y 11.1 por ciento en el mismo período respectivamente.

La producción de 1961 se distribuyó entre las seis regiones eléctricas en que se ha dividido al país, ^{8/} en la forma que indica el cuadro 4.

Una sola región, el Litoral, concentra como el 78 por ciento de la producción eléctrica nacional. Tan desigual distribución aún se acentúa más si se considera que sólo a la Capital Federal y a la Provincia de Buenos Aires se destina el 70 por ciento de ella. (Véase el cuadro 4.)

Sin embargo, en los últimos años las participaciones porcentuales de las otras cinco regiones han aumentado dentro del consumo eléctrico de todo el país, correspondiendo a la Central y Andina el mayor crecimiento relativo. La tasa acumulativa anual de la generación llegó en ellas a 12.8 y 12.1 por ciento respectivamente en el período 1958-61.

Se observa, por otra parte, que los servicios públicos no han podido ampliar sus instalaciones al compás exigido por el aumento libre de la demanda, lo que ha provocado una restricción parcial de su desarrollo y ha obligado a un crecimiento más acelerado de la autoproducción con los inconvenientes económicos inherentes. En efecto, mientras ésta representaba el 17.5 por ciento de la generación total en 1940, y en la primera mitad de los años cincuenta, no pasó del 14.7 por ciento, en 1960-61 cubrió el 24.5 por ciento y en 1961-62 el 25.3 por ciento. En las regiones Patagónica y Noroeste la autoproducción alcanzó al 71.6 y 52.0 por ciento respectivamente.

8/ Litoral: Capital Federal y las provincias de Buenos Aires, Santa Fe y ~~Entre Ríos~~; ~~Mos~~;

Central: Provincias de: Córdoba y San Luis;

Andina: Provincias de: Mendoza, San Juan y La Rioja;

Noroeste: Provincias de: Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca, Salta y Jujuy;

Noreste: Provincias de: Misiones, Corrientes, Chaco y Formosa;

Patagónica: Provincias de: La Pampa, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

Cuadro 4

ARGENTINA: PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN 1961

(Millones de kWh)

R e g i ó n	Servicio Público			Autoprodutores			T o t a l	
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica
<u>Litoral</u>	1.2	6 985.3	6 986.5	(1.8) ^{a/}	2 021.1	2 022.9	(3.1) ^{a/}	(9 005.4)
Gran Buenos Aires	-	4 193.9	4 193.9	-	1 086.8	1 086.8	-	5 280.7
Resto Provincia de Buenos Aires	0.4	2 167.8	2 168.2	(0.4) ^{a/}	654.1	654.5	(0.8) ^{a/}	2 821.9
Entre Ríos	-	83.6	83.6	-	40.7	40.7	-	124.3
Santa Fe	0.9	540.0	540.9	(1.4) ^{a/}	239.5	240.9	(2.3) ^{a/}	779.5
<u>Central</u>	490.2	132.7	622.9	(1.6) ^{a/}	103.8	105.4	(491.8) ^{a/}	728.3
<u>Andina</u>	367.7	129.1	496.8	(56.7)	(77.2)	133.9	(424.4)	(206.3)
<u>Noroeste</u>	98.3	138.3	236.6	(8.2) ^{a/}	248.9	257.1	(106.5) ^{a/}	387.2
<u>Noreste</u>	-	141.4	141.4	-	65.8	65.8	-	207.2
<u>Patagónica</u>	67.2	68.7	135.9	(1.1) ^{a/}	341.2	342.3	(68.3) ^{a/}	409.9
<u>Total</u>	1 024.6	7 495.5	8 620.2	(69.4)	2 848.0	2 927.4	(1 094.1)	10 435.5
								11 547.6

Fuente: CEPAL-CFI, a base de informaciones oficiales, principalmente de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles
- Anuario Estadístico 1961 - y estimaciones propias.

^{a/} Aunque esta cifra es estimada, su magnitud es tan pequeña que el eventual error que puede haberse cometido es despreciable frente a los valores correspondientes de la generación térmica y total.

Atendiendo a la generación total por habitante - de especial significado como índice de desarrollo económico -, Argentina llegó a 543 kWh en 1961^{9/} (Cuadro 5) (216 kWh en 1940 y 304 en 1950), valor que supera como en un 50 por ciento el promedio correspondiente a toda América Latina. En el área solamente Venezuela, Chile y Uruguay, que tienen los dos primeros un alto consumo de electricidad en sus más importantes actividades de exportación - petróleo y cobre -, y un elevado nivel de vida el último, acusaban valores superiores en 1961: 686, 620 y 552 kWh/hab. respectivamente.

Sin embargo, si se considera que el consumo de energía eléctrica per cápita está correlacionado con el correspondiente ingreso, Argentina, aparece con un consumo inferior en aproximadamente un 20 por ciento, al que le correspondería por su nivel dentro de la tendencia registrada por los países de la región. Su situación es similar frente a la tendencia mundial, dada por un grupo representativo de 55 países.^{10/}

Como en el caso anterior, el crecimiento relativo más importante se registró entre dos años 1955 y 1958, anotándose un apreciable amortiguamiento de él en los tres años siguientes. El mismo análisis por regiones eléctricas arroja las cifras que se indican en el cuadro 6.

^{9/} En 1962 descendió a 515 kWh/habitante.

^{10/} Véase el documento "Estado actual y evolución reciente de la energía eléctrica en América Latina" en ESTUDIOS SOBRE LA ELECTRICIDAD EN AMERICA LATINA, Volumen I - N.U. (E/CN.12/630).

Cuadro 5

ARGENTINA: GENERACION POR PROVINCIAS (1961)

Provincias	Pobla- ción Miles	Generación (Millones de kWh)			Por ha- bitante kWh
		Servicio público	Autopro- ductores	Total	
Gran Buenos Aires	6 280.0	4 193.9	21 068.8	5 280.7	843
Buenos Aires (resto)	2 718.4	2 168.2	654.5	2 822.7	1 040
Catamarca	97.4	16.3	0.5	16.8	172
Córdoba	1 794.5	605.5	101.3	706.8	394
Corrientes	246.0	78.4	3.3	81.7	332
Chaco	296.5	34.6	39.9	74.5	251
Chubut	80.4	12.4	306.5	318.9	3 966
Entre Ríos	485.6	83.6	40.7	124.3	260
Formosa	69.8	10.2	2.3	12.5	179
Jujuy	115.2	18.0	88.6	106.6	925
La Pampa	58.1	25.1	1.7	26.8	461
La Rioja	50.4	11.2	0.7	11.9	236
Mendoza	504.8	434.1	65.3	499.4	989
Misiones	100.4	18.3	20.3	38.6	384
Neuquén	52.2	8.0	17.6	25.6	490
Río Negro	100.6	81.2	3.1	84.3	838
Salta	229.0	43.6	54.8	98.4	430
San Juan	270.0	51.4	67.8	119.2	441
San Luis	97.6	17.5	4.2	21.7	222
Santa Cruz	20.4	8.3	13.1	21.4	1 049
Santa Fe	1 262.6	540.9	240.9	781.8	619
Santiago del Estero	175.6	36.6	15.3	51.9	296
Tierra del Fuego	7.5	0.9	0.2	1.1	177
Tucumán	560.7	122.0	97.9	219.9	392
<u>Total</u>	21 263.2	8 620.2	2 927.4	11 547.6	543

Fuente: CEPAL-CFI, a base de informaciones oficiales, principalmente de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles - Anuario Estadístico 1961.

Cuadro 6

ARGENTINA: GENERACION PER CAPITA (1961)

Región	kWh/hab.	Distribución en porciento	
		Industrial	Otros
Argentina	543	51.4	48.6
<u>Litoral</u>	843	47.2	52.8
<u>Central</u>	384	49.7	50.3
<u>Andina</u>	666	61.0	39.0
Mendoza	420	52.3	47.5
Buenos Aires	291	50.5	49.5
<u>Patagónica</u>	1 500	82.5	17.5

Fuente: CEPAL-CFI, a base de informaciones oficiales.

Es la región Patagónica la que presenta (1961) el índice más alto (en Chubut por la influencia de la explotación petrolera llegó a 3 966 kWh/habitante), siguiéndole el Litoral y la región Andina con valores superiores al promedio nacional. Por provincias (cuadro 5) después de Chubut, siguen Santa Cruz, Buenos Aires (excluido el Gran Buenos Aires) Mendoza y Jujuy con 1 049, 1 040, 989 y 925 kWh respectivamente. El Gran Buenos Aires sobrepasó los 900 kWh/Hab.; en el otro extremo aparecen Tierra del Fuego, Catamarca y Formosa con 147, 172 y 179 kWh respectivamente.

Desde hace más de 10 años se acusan déficits eléctricos de variable intensidad en muchas ciudades, donde es alta la actividad económica y la densidad demográfica obstaculizando su desarrollo como: el Gran Buenos Aires, parte de las provincias de Buenos Aires, Santa Fé, Paraná, Mendoza y San Juan, por nombrar sólo algunas. Sin duda que esta debilidad en la oferta es una de las principales causas de que el consumo eléctrico no haya crecido más rápidamente en todo el país.

No obstante que en la década de los años cincuenta el producto bruto por habitante permaneció prácticamente constante en términos reales (3 500 pesos de 1950), el correspondiente consumo de electricidad aumentó como en un 60 por ciento. Este valor puede considerarse como un índice del ritmo de electrificación de su economía en ese período, o sea del grado en que - para un mismo nivel de ingreso - se ha incrementado el consumo de la electricidad. Este aumento es la consecuencia de: la sustitución de otras formas energéticas por la eléctrica, una mayor participación en el producto bruto del sector industrial en relación al agrícola-ganadero, el avance tecnológico y una mejor distribución del ingreso. Es así como en esos diez años la generación de electricidad por unidad de producto bruto (expresada en pesos a precios de 1950) se elevó de 0.085 a 0.147 kWh, acusando una tasa promedio de crecimiento similar a la correspondiente para el conjunto de los países latinoamericanos.

Del mismo modo el coeficiente de electrificación, expresado como la relación entre el número de kilovatios generados y el número de kilogramos de petróleo (10 700 kcal/kg) equivalente a todos los combustibles comerciales consumidos (excluidos los empleados en la producción de electricidad), se ha elevado de 0.36 en 1940 y 0.46 en 1950 a 0.65 en 1961, mientras que en América Latina y el mundo en conjunto llega aproximadamente a 0.9 para este último año.

Consumo de combustibles

La producción termoeléctrica de los servicios públicos, requirió durante 1961 diversos combustibles que en conjunto equivalieron aproximadamente a 2.72 millones de toneladas de petróleo, o sea como el 14 por ciento del total consumido en el país. En consecuencia el rendimiento correspondiente fue de 3 780 kcal/kWh, valor que con pequeñas variaciones se ha mantenido constante desde 1955.

Este valor es un poco alto si se lo compara con los promedios obtenidos en los países más desarrollados como: Estados Unidos 2 790 kcal/kWh (1958), Alemania 3 590, Bélgica 3 530 y Reino Unido 3 460 kcal/kWh (estos últimos en 1956); y bajo en relación a los usuales en los países de América Latina que llegan hasta 5 000 kcal/kWh. No disponiéndose de informaciones sobre el consumo de combustibles por parte de la autoproducción, se estima que podría

atribuirseles sin gran error un consumo del orden de 3 500 kcal/kWh en promedio. El predominio de grupos diesel eléctricos y su más reciente instalación compensarían favorablemente los rendimientos menores, por el tamaño más reducido de las unidades generadoras de este sector, en relación a las propias de los servicios públicos; pero es necesario anotar que se trataría de una caloría de mayor valor económico que la requerida para las centrales de vapor que queman fuel-oil.^{11/}

Así el consumo total de combustibles destinados a la producción de electricidad en todo el país habría alcanzado en 1961 a un equivalente de 3.7 millones de toneladas de petróleo, o lo que es lo mismo, al 21.6 por ciento del consumo nacional de combustibles comerciales, mientras que ese porcentaje llegaba sólo al 15 por ciento en 1953.

Consumo y pérdidas

La diferencia entre generación y consumo incluye, además de las pérdidas propias de toda transmisión eléctrica y del consumo propio de las centrales generadoras y estaciones de transformación, una cantidad indeterminada de energía (consumida como bien final o como factor de producción) por deficiencias de control y medida (conexiones fraudulentas) en las redes de distribución de los servicios públicos.

Tal diferencia para todos los servicios públicos del país llegó a 19.5 por ciento de la energía generada por ellos en 1960, y a 20.6 por ciento en 1961, mientras las pérdidas en sus redes de distribución incluyendo los consumos no controlados era un 14.7 por ciento de la energía entregada a ellos en 1960 y 16.7 por ciento en 1961. Considerando que el primer valor sólo llegaba a 16.5 por ciento en 1950, el rendimiento eléctrico de los sistemas se habría deteriorado en los últimos años, principalmente por sobrecargo de las correspondientes redes de distribución y eventualmente un aumento de los consumos fraudulentos.

Los sistemas de distribución de San Luis, Misiones y Jujuy son los que en promedio demuestran las pérdidas más elevadas aproximándose al 19 por ciento en 1960 y los del Gran Buenos Aires y Mendoza acusaron 18.4 y 18.1 por ciento respectivamente en 1961. Por el otro lado las pequeñas redes de distribución de Tierra del Fuego, Chubut y La Pampa acusaron las mejores condiciones con pérdidas inferiores al 10 por ciento.

^{11/} Se estima que siendo necesario procesar en el país 2.1 tons. de petróleo para obtener 1 ton. de fuel y 4.2 tons. para obtener 1 de gasolina, se requerirán más de 3 tons. para lograr 1 ton. de diesel-oil.

El consumo urbano no industrial en los servicios públicos subió de casi un 53 por ciento en 1950 a 58 por ciento en 1960 y a 69.4 por ciento en 1961, a expensas del consumo de ese sector de la producción, el que luego de participar de 1 810 millones de kWh en 1950, subió sólo a 2 657 millones en 1960 y bajó a 2 093 millones de kWh en 1961, debido a la incapacidad de esos servicios para atender el crecimiento de la demanda (véase el cuadro 7). La participación de ellos en el abastecimiento eléctrico de las actividades productoras disminuyó apreciablemente en la década de los años cincuenta al descender del 76 por ciento en 1950 al 50.6 por ciento en 1960 y 41.7 en 1961. Como ya se señalara la industria se vio obligada a autoabastecer gran parte de sus necesidades de energía eléctrica.

Considerando que los valores que registran las estadísticas sobre autoproducción eléctrica se refieren a la generación en las industrias manufactureras y extractivas (87 y 13 por ciento respectivamente) puede señalarse que de ésta y de la ^eenergía facturada en los servicios públicos (al margen de la empleada en las propias actividades de la producción eléctrica y las pérdidas de distribución) el 51.4 por ciento (5 021 millones de kWh) se destinó a las actividades manufactureras y extractivas y el saldo de 48.6 por ciento (4 754 millones de kWh) a los consumos: doméstico, comercial, de alumbrado público y transportes (véase nuevamente el cuadro 7). Dentro del consumo industrial por zonas, se nota la mayor participación de: la actividad petrolera en la región Patagónica, de las industrias químicas, siderúrgica, petrolera, alimenticia y riego mecánico en la Andina, finalmente de la producción azucarera minera y petrolera en la del Noroeste. (Véase el cuadro 8 relacionado únicamente con la autoproducción.)

La participación de las actividades productoras en el consumo nacional de la energía eléctrica aumentó levemente en la segunda mitad de la década de 1950, ya que pasó de 55.3 por ciento en 1940 a 55.9 por ciento en 1950, 55.2 por ciento en 1955 y 58.8 por ciento en 1960, y luego bajó ~~bruscamente~~ en 1961 a 51.5 por ciento.

El consumo de energía eléctrica en la industria manufacturera y extractiva por unidad de valor agregado (1 000 pesos de 1950 a costo de factores) ha subido un 76 por ciento en 10 años desde 182 kWh en 1950 a 320 kWh en 1960. Este índice bajó a 295 kWh en 1961.

Cuadro 7

ARGENTINA: COMPOSICION DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CONSUMIDOR EN 1961

(Millones de kWh)

R e g i ó n	Servicio público						Total	Industria y Minería	
	Domés- tico	Comer- cial	Alum- brado público	Obras Sani- tarias	Trans- porte y otros	Indus- trial		Autogene- ración	Total
<u>Litoral</u>	<u>2 100.8</u>	<u>698.9</u>	<u>132.4</u>	<u>242.7</u>	<u>697.6</u>	<u>1 587.4</u>	<u>5 466.8</u>	<u>2 022.9</u>	<u>3 610.3</u>
Gran Buenos Aires	1 630.9	497.1	65.8	177.9	536.9	1 260.2	4 168.8	1 086.8	2 347.0
Resto Provincia de Buenos Aires	226.3	109.3	32.1	70.5	69.0	123.7	630.9	654.5	778.2
Entre Ríos	38.2	24.0	6.4	1.3	17.2	14.9	92.0	40.7	55.6
Santa Fé	205.4	78.5	28.1	-	74.5	188.6	575.1	240.9	429.5
<u>Central</u>	<u>170.7</u>	<u>76.8</u>	<u>13.3</u>	<u>8.8</u>	<u>40.6</u>	<u>207.9</u>	<u>518.1</u>	<u>105.4</u>	<u>313.3</u>
<u>Andina</u>	<u>99.5</u>	<u>42.3_a</u>	<u>10.1</u>	<u>-</u>	<u>65.0</u>	<u>205.4_a</u>	<u>422.3</u>	<u>133.9</u>	<u>339.3</u>
<u>Neocató</u>	<u>74.5</u>	<u>43.5</u>	<u>15.5</u>	<u>-</u>	<u>33.9</u>	<u>27.8</u>	<u>198.9</u>	<u>257.1</u>	<u>284.9</u>
<u>Moravia</u>	<u>59.5</u>	<u>16.1_a</u>	<u>6.2</u>	<u>3.8</u>	<u>12.7</u>	<u>19.7_a</u>	<u>114.1</u>	<u>65.8</u>	<u>85.5</u>
<u>Patagónica</u>	<u>52.5</u>	<u>6.4_a</u>	<u>6.7</u>	<u>-</u>	<u>12.2</u>	<u>45.5_a</u>	<u>126.3</u>	<u>342.3</u>	<u>387.8</u>
<u>Total</u>	<u>2 557.5</u>	<u>887.0</u>	<u>184.2</u>	<u>262.3</u>	<u>862.2</u>	<u>2 093.7</u>	<u>6 846.6</u>	<u>2 927.4</u>	<u>5 021.1</u>

a/ Hay una parte incluida en doméstico.

Cuadro 8

ENERGIA AUTOGENERADA POR ACTIVIDAD INDUSTRIAL, 1961

(Miles de kWh)

	Indus- trias extra- ctivas	Alimentos y bebidas	Textiles	Papel y car- tón	Productos químicos y otros a/	Metales y máqui- nas	Derivados del petró- leo y otros	Gas y tracción eléctri- ca	Total
<u>Litoral</u>	<u>6 722</u>	<u>178 059</u>	<u>236 055</u>	<u>293 095</u>	<u>590 168</u>	<u>424 375</u>	<u>198 931</u>	<u>95 509</u>	<u>2 022 914</u>
Gran Buenos Aires	-	59 998	145 497	60 392	275 298	153 310	136 897	93 100	924 492
Buenos Aires	5 894	74 044	89 125	95 840	273 051	233 816	42 629	2 409	816 808
Entre Ríos	667	20 661	-	-	18 033	1 209	151	-	40 721
Santa Fe	161	23 356	1 433	136 863	23 786	36 040	19 254	-	240 893
<u>Central</u>	<u>5 300</u>	<u>16 758</u>	<u>60</u>	<u>1 620</u>	<u>53 340</u>	<u>25 942</u>	<u>1 021</u>	<u>1 380</u>	<u>105 421</u>
<u>Andina</u>	<u>5 890</u>	<u>6 215</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>102 914</u>	<u>12 600</u>	<u>6 255</u>	<u>-</u>	<u>133 874</u>
<u>Noreste</u>	<u>31 102</u>	<u>160 236</u>	<u>13</u>	<u>-</u>	<u>29 791</u>	<u>29 120</u>	<u>5 734</u>	<u>1 100</u>	<u>257 096</u>
<u>Noroeste</u>	<u>100</u>	<u>16 900</u>	<u>7 283</u>	<u>13 700</u>	<u>20 835</u>	<u>2 759</u>	<u>4 203</u>	<u>-</u>	<u>65 780</u>
<u>Patagonia</u>	<u>330 784</u>	<u>1 573</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>784</u>	<u>394</u>	<u>5 190</u>	<u>3 600</u>	<u>342 325</u>
<u>Total</u>	<u>379 898</u>	<u>379 741</u>	<u>243 411</u>	<u>308 415</u>	<u>797 832</u>	<u>495 190</u>	<u>221 334</u>	<u>101 589</u>	<u>2 927 455</u>

a/ Caucho, piedras, vidrios y cerámica.

La participación de la fuente hidráulica

En el desarrollo de la producción eléctrica de Argentina, los recursos hidráulicos han jugado hasta ahora un papel muy reducido y limitado prácticamente al sector de los servicios públicos.

Luego de representar en éste alrededor del 5 por ciento de la generación entre 1940 y 1955, se elevó en la segunda mitad de la década de 1950 a más del 10 por ciento, llegando en 1961 a casi el 12 por ciento con poco más de 1 000 millones de kWh generados.

(Cuadro 2) Para el conjunto de los países de América Latina esta relación es del 53 por ciento. Considerando, como ya se ha visto, que el país dispone de importantes recursos hidroeléctricos y por lo anotado en el punto anterior puede señalarse a grandes rasgos que en Argentina, cabe un apreciable desarrollo de la energía eléctrica y especialmente la de origen hidráulico.

Aunque se anota un crecimiento rápido de esta fuente (22 por ciento acumulativo anual entre 1955 y 1961), su nivel es muy bajo en relación a la generación total del país (9.5 por ciento de 1961), y a la disponibilidad de los recursos hidroeléctricos. De los 16 a 18 millones de kW que se estiman económicamente instalables, con un factor de utilización promedio de 0.5, la capacidad en operaciones alcanza apenas a 346 000 kW o sea un 2 por ciento aproximadamente,

En la región litoral que como se vio requiere aproximadamente el 78 por ciento de la energía eléctrica del país, la contribución hidráulica es prácticamente nula; en cambio en los mercados de Córdoba, Cuyo, Tucumán y Río Negro, que comprometen íntegramente las regiones Central y Andina y parcialmente la del Noroeste y Patagónica, se concentró casi toda la generación hidroeléctrica, alcanzando en ellas una participación superior al 60 por ciento. En el resto del país la producción de fuente hidráulica fue muy limitada, sin embargo, con la entrada en operaciones de la central Florentino Ameghino en la provincia de Chubut, aumentará allí su participación.

Cuadro 9

ARGENTINA: CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION ELECTRICA DE ORIGEN
HIDRAULICO 1961

(Porcentajes)

Región Región	Servicio Público		Autoprodutores		Total	
	Capacidad	Generación	Capacidad	Generación	Capacidad	Generación
<u>Litoral</u>	-	-	0.1	0.1	0.1	-
Gran B. Aires	-	-	-	-	-	-
Resto Prov. Buenos Aires	-	-	0.1	0.1	0.1	-
Entre Ríos	-	-	-	-	-	-
Santa Fe	0.3	0.2	1.0	0.6	0.5	0.3
<u>Central</u>	64.5	78.8	0.7	1.5	52.1	67.6
<u>Andina</u>	68.0	74.0	32.5	42.4	59.4	67.2
<u>Noroeste</u>	37.0	41.5	2.2	3.2	16.6	21.6
<u>Noreste</u>	-	-	-	-	-	-
<u>Patagónica</u>	20.8	49.5	0.2	0.3	7.7	14.2
<u>Total</u>	<u>12.9</u>	<u>11.9</u>	<u>19.5</u>	<u>23.7</u>	<u>9.3</u>	<u>9.5</u>

Fuente: CEPAL-CFI, a base de informaciones oficiales principalmente de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles - ANUARIO ESTADISTICO 1961 - y estimaciones propias.

Como es natural, la capacidad hidráulica instalada total de Argentina ha crecido simultáneamente con la producción, elevándose de 40 000 kW en 1949 a 100 000 en 1955 y a 346 000 kW en 1960, capacidad que se mantuvo en 1961.

En este último año existían 60 centrales hidroeléctricas de servicio público en todo el país con una capacidad nominal de 322 kW, distribuida así por regiones (véase el cuadro 10): Litoral 874 kW; Central 146 660 kW; Andina 121 100 kW; Noroeste 41 000 kW y Patagónica 12 500 kW. De ellas, sólo dos tienen una capacidad superior a 50 000 kW cada una, tres están comprendidas entre 20 000 y 50 000 kW, ocho cuya capacidad se encuentra entre 5 000 y 20 000 y el saldo, que son cuarenta y siete, tienen menos de 5 000 cada una.

De los 322 200 kW que sumaban en 1961 las centrales hidráulicas de servicio público 309 500 kW (96 por ciento) pertenecían a Agua y Energía Eléctrica de la Nación (A. y EE.), única institución de carácter nacional en este campo. Los organismos provinciales operaban 11 200 kW (3.5 por ciento), correspondiendo el saldo de 1 500 kW (0.5 por ciento) a instituciones: municipales, cooperativas y particulares. Se pone así en evidencia la importancia relativa que ha desempeñado, hasta ahora, A. y EE. en el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos del país.

Llama la atención que la utilización media de las centrales hidráulicas en Argentina llegue solamente a unas 3 000 horas al año (el promedio de los años 1960 y ¹⁹⁶¹ arroja 2 963 horas), mientras que en conjunto para toda América Latina se eleva a 4 800 horas. Solamente las centrales de Río Negro y Salta tuvieron utilidades de su capacidad superiores a 4 000 horas en 1961. Tiene interés especial investigar el análisis económico de este aspecto al nivel de proyectos y en la fase operativa, así como la integración de las centrales térmicas e hidráulicas, en los sistemas en que existe complementación de esas fuentes.

Si bien algunas de las centrales hidroeléctricas disponen de embalses que les permitiría operar como centrales de punta, no es esa la situación general. El exceso de capacidad instalada, frente al volumen de energía

Cuadro 10

ARGENTINA: CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA, 1961

(Miles de kW)

Región	Servicio Público			Autoprodutores			Total		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
<u>Litoral</u>	<u>0.9</u>	<u>1 860.3</u>	<u>1 861.2</u>	<u>1.2</u>	<u>818.3</u>	<u>819.5</u>	<u>2.1</u>	<u>2 678.6</u>	<u>2 680.7</u>
Gran B. Aires	-	1 079.2	1 079.2	-	469.0	469.0	-	1 548.2	1 548.2
<u>Resto Prov.</u>									
Buenos Aires	00.3	541.5	541.8	0.3	231.0	231.3	0.6	772.5	773.1
Entre Ríos	-	34.6	34.6	-	18.5	18.5	-	53.1	53.1
Santa Fe	0.6	205.0	205.6	0.9	99.8	100.7	1.5	304.8	306.3
<u>Central</u>	<u>146.7</u>	<u>80.8</u>	<u>227.5</u>	<u>0.4</u>	<u>54.5</u>	<u>54.9</u>	<u>147.1</u>	<u>135.3</u>	<u>282.4</u>
<u>Andina</u>	<u>121.1</u>	<u>56.9</u>	<u>178.0</u>	<u>18.7</u>	<u>38.8</u>	<u>57.5</u>	<u>139.8</u>	<u>95.7</u>	<u>235.5</u>
<u>Noroeste</u>	<u>41.0</u>	<u>69.8</u>	<u>110.8</u>	<u>3.4</u>	<u>153.6</u>	<u>157.0</u>	<u>44.4</u>	<u>223.4</u>	<u>267.8</u>
<u>Noreste</u>	<u>-</u>	<u>57.6</u>	<u>57.6</u>	<u>-</u>	<u>32.3</u>	<u>32.3</u>	<u>-</u>	<u>89.9</u>	<u>89.9</u>
<u>Patagónica</u>	<u>12.5</u>	<u>47.6</u>	<u>60.1</u>	<u>0.2</u>	<u>104.2</u>	<u>104.4</u>	<u>12.7</u>	<u>151.8</u>	<u>164.5</u>
<u>Total</u>	<u>322.2</u>	<u>2 173.0</u>	<u>2 495.2</u>	<u>23.9</u>	<u>1 201.7</u>	<u>1 225.7</u>	<u>346.1</u>	<u>3 374.7</u>	<u>3 720.8</u>

Fuente: CEPAL-CFI, a base de informaciones de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles - ENERGIA ELECTRICA - 1961.

que pueden generar encuentra su origen en aspectos poco favorables de su diseño:

a) Se usan tal vez con demasiada frecuencia, los canales de riego y los embalses destinados a ese mismo fin para instalar centrales hidroeléctricas que operan solamente cuando el riego es imprescindible (algunos meses del año) y con el caudal impuesto por él, es decir se trata de centrales destinadas únicamente a la sustitución de energía térmica; existiendo duplicación de capacidad instalada.

b) Muchas de las centrales, han sido proyectadas y construidas por los fabricantes de los equipos eléctricos (o hidráulicos) allí instalados, a quienes debió serles difícil evitar la influencia de sus propios intereses (venta de maquinaria) sobre los estudios destinados a dimensionar cada central óptimamente para la economía nacional.

c) En otras oportunidades los proyectos se han concebido con la idea del aprovechamiento total del río, como fin último, sin preocuparse demasiado de los costos correspondientes, de las soluciones alternativas y de la complementación de los diversos recursos para satisfacer el diagrama de cargas.

d) Finalmente hay casos en que por errores de planificación de las obras o inadecuada coordinación de las construcciones, se obliga a una central a operar temporalmente con severas limitaciones, tales como: falta de una línea de transmisión o de un embalse compensador de los caudales de descarga.

El cuadro 11 resume las principales características de las centrales hidroeléctricas más representativas (92 por ciento de la capacidad instalada) que se encontraban en funcionamiento en Argentina en 1962. Puede advertirse que con excepción de la Calera y La Cascada en los ríos Primero y Tercero las centrales antiguas son de pasada en tanto que las más importantes entre las modernas son principalmente de embalse.

Cuadro 11

ARGENTINA: PRINCIPALES CENTRALES HIDROELECTRICAS EN OPERACION, 1962

Región y central	Década en que se construyó	Río	Tipo	Capacidad (Miles kW)	Producción media anual (Miles de kWh)	Altura (m)	Caudal medio aprovechado (m ³ /seg)
Región Nordeste							
Jujuy				58203	15321		19.20
Reyes	1950-60	Reyes (Bermejo)	Pasada	77000	3.0	440	0.94
Pilecara	1930-40	Grande (Bermejo)	Pasada	10166	0.3	210	0.02
San Salvador de Jujuy	1910-20 y 1950-60	Granada (Bermejo)	Pasada	10552	2.7	16	2.32
Total				17288	6.0		3.28
Salta							
Campo Quijano	1930-40 y 1950-60	Blanco (Salado)	Pasada	10000	2.7	22	1.68
Cerralito	1950-60	Puyil (Salado)	Pasada	16.00	70.0	302	3.19
Total				16.42	72.7		4.87
Tucumán							
Escabe	1950-60	Marapa (Dulce)	Embalse	24.00	48.00	142 m	5650
Lules	1910-20	Lules (Dulce)	Pasada	66.00	16.00	100	2.20
Vipos				0.80
Total				21.05	64.0		7.70
Catamarca							
Andalgald I	1950-60	Andalgald		0.15	0.3	32	0.13
Andalgald II	1950-60	Andalgald		0.20	0.5	43	0.16
La Carrera	1950-60			1.17	9.0	42	2.95
Pemán	1910-20	Del Valle		0.08	0.3	55	0.07
Sanjil	1950-60	Sanjil (Pipasaco)		0.08	0.3	116	0.04
Total				1.68	10.4		3.35
Región Noroeste							

Cuadro 11 (continuación)

Región y central	Década en que se construyó	Río	Tipo	Capacidad (Miles de kW)	Producción media anual (Millones de kWh)	Altura (m)	Caudal medio aprovechado (m ³ /seg.)
Región Central	1950-60	Primero		<u>190.88</u>	<u>416.7</u>	-	<u>95.58</u>
Córdoba							
San Roque	1950-60	Primero	Embalse	24.00	75.0	106.0	9.45
La Calera	1910-20	Primero	Embalse	4.00	22.0	45.0	6.70
Los Molinos I	1950-60	Segundo	Embalse	49.00	125.0	228.0 b/	7.70
Los Molinos II	1950-60	Segundo	Embalse	4.48	26.0	50.0 c/	7.70
La Cascada	1910-20	Tercero	Embalse	0.84	5.0	11.0	6.25
Ing. Fitzsimon	1920-30	Tercero	Embalse	10.80	55.0	30.1	24.50
Ing. Casaffoush	1950-60	Tercero	Embalse	17.28	66.0	39.7	23.30
La Vifa	1950-60	Los Sauces	Embalse	16.00	30.0	68.0	6.10
Cruz del Eje	1950-60	Cruz del Eje	Embalse	1.80	5.0	38.0	1.80
Total				<u>128.20</u>	<u>409.0</u>		<u>93.50</u>
San Luis							
Las Chacras	1920-30	Chorrillos	Embalse	0.45	...	85.0	...
La Florida	1950-60	Quinto	Embalse	2.00	6.0	61.0	1.35
Los Puquios	1950-60	Chorrillos	...	0.23	1.7	32.0	0.73
Total				<u>2.68</u>	<u>7.7</u>		<u>2.08</u>
Región Andina							
La Rioja							
La Rioja	1930-40	La Rioja	Embalse	0.69	1.7	250.0	0.39
Agua Negra		Agua Negra (Tilimiqui)		0.32	1.4	112.0	0.17
Santa Florentina		Durazno (Tilimiqui)	Pasada	0.40	0.6
Total				<u>1.41</u>	<u>3.7</u>		<u>0.56</u>
Mendoza							
Cachenta	1920-30	Mendoza	Pasada	8.90	(45.0)	42.0	(14.50)
A. Condareo	1950-60	Mendoza	Pasada	27.30	150.0	84.0	24.60
San Martín	1950-60	Mendoza	Pasada	6.00	30.0	15.0	27.50
Lajón de Guyo	1910-20	Mendoza	Pasada	1.10	5.0	9.0	7.60
Nihuil	1950-60	Atuel	Embalse	74.00	360.0	180.0	27.50
Total				<u>117.20</u>	<u>590.0</u>		<u>101.70</u>

Cuadro 11 (continuación)

Región y central	Década en que se construyó	Río	Tipo	Capaci- dad (Miles de kw)	(Millones de kWh) Producción media anual	Altura (m)	Caudal medio aprovechado (m ³ /seg)
<u>San Juan</u>							
Salto de la Loma	1950-60	Jachal (Desaguadero)		<u>1.23</u>	<u>6.4</u>	<u>40.0</u>	<u>2.20</u>
<u>Región Litoral</u>							
<u>Santa Fe</u>							
Lucio V. López	1920-30	Cascareñá (Paraná)	Pasada	<u>0.61</u>	<u>3.0</u>	<u>5.5</u>	<u>7.50</u>
<u>Región Patagónica</u>							
<u>Neuquén</u>							
S. M. de los Andes	1940-50	S. M. de los Andes (Hua-Hun)		<u>0.40</u>	<u>2.0</u>	<u>27.0</u>	<u>1.00</u>
<u>Río Negro</u>							
Ing. Romero	1950-60	A. Romero (R. Negro)		2.90	22.0	13.0	23.30
General Roca	1950-60	Genl. Roca (R. Negro)		1.20	5.0	7.0	9.80
Ing. Cipolletti	1950-60	Cipolletti (R. Negro)		5.70	40.0	15.0	36.70
<u>Total</u>				<u>2.80</u>	<u>67.0</u>		<u>69.80</u>
<u>Santa Cruz</u>		0.50	2.5
<u>Total del país</u>				<u>319.16</u>	<u>1 244.4</u>		<u>297.24</u>

Fuente: CEPAL-CPI a base de diversas informaciones, principalmente: A y EF, "Hidro y Termoeléctricidad (1957)"; Ing. Carlos A. Volpi, "El Potencial Hidroeléctrico de la República Argentina"; Ing. Jorge J. C. Riva, "El Aporte de la Ingeniería Hidráulica al Desarrollo del País"; Ing. Néstor Goytia, "Los Recursos y Obras hidráulicas de la Provincia de Córdoba".

a/ Desciende hasta un mínimo de 101 m.

b/ Baja hasta 196.5 m.

c/ Baja hasta 45.0 m.

Los ríos Atuel, Mendoza, Segundo, Tercero, Primero y Puyil son los más aprovechados como puede verse por la cantidad media anual de energía que aportan: cerca de 1 000 millones de kWh, o sea como el 80 por ciento de la producción hidroeléctrica total.

Es interesante anotar que la capacidad instalada en 1962 con una altura de caída media ponderada de poco más de 57 metros turbinada aproximadamente 9 300 millones de metros cúbicos al año. Debe observarse sin embargo, que ese es un volumen bruto, ya que no considera que en distintas cuencas las centrales trabajan en serie hidráulica; tomando en cuenta esta circunstancia el volumen neto requerido para la generación eléctrica en ese año se reduce a 6 100 millones de metros cúbicos.

Análogamente, tomando en cuenta las centrales hidroeléctricas en construcción (1962), cuyas características principales aparecen en el cuadro 12, hasta 1967 se agregarían 267 800 kW adicionales de ese origen a la potencia instalada (representa un aumento del 77 por ciento), con una capacidad media anual generadora de 1 000 millones de kWh. El volumen turbinado bruto se elevará entonces casi a 17 500 millones de metros cúbicos, y el neto aproximadamente a 11 000 millones. Este nuevo grupo de centrales tiene una altura media ponderada menor que la correspondiente a las centrales en operación, puesto que llega sólo a 49 m.

Las principales obras de este grupo se encuentran en los ríos Atuel, San Juan, Tercero, Dulce (varios afluentes) y Chubut.

ARGENTINA: PRINCIPALES CENTRALES ELECTRICAS EN CONSTRUCCION EN 1962

Región y central	Río	Tipo	Capacidad (Miles kW)	Producción media anual (Millones de kW)	Altura (m)	Caudal medio aprove- chado (m ³ /seg.)
Región Noroeste			<u>44.8</u>	<u>182.0</u>		<u>88.88</u>
<u>Tucumán</u>						
Pueblo Viejo I	Pueblo Viejo (Dulce)	Pasada	15.0	66.0	203	4.40
Cadillal	Sali (Dulce)	Embalse	12.4	40.0	47	11.70
<u>Total</u>			<u>27.4</u>	<u>106.0</u>		<u>16.10</u>
<u>Catamarca</u>						
Las Pirquitas	Del Valle	Embalse	2.2	14.0	(77/15)	(5.00)
Ampajango	Ampajango		0.6	1.6	160	0.14
Mutquín	Mutquín (Pipasaco)		0.1	0.7	120	0.08
Sijón			0.3	0.9	220	0.06
Londres			0.3	0.8	110	0.10
<u>Total</u>			<u>3.5</u>	<u>18.0</u>		<u>5.38</u>
<u>Santiago del Estero</u>						
Río Hondo	Dulce	Embalse	12.0	48.0	20	33.00
Los Quiroga	Dulce	Pasada	1.9	10.0	4	34.40
<u>Total</u>			<u>13.9</u>	<u>58.0</u>		<u>67.40</u>
<u>Región Central</u>			<u>38.4</u>	<u>55.0</u>		<u>21.00</u>
<u>Córdoba</u>						
Ing. Basalín	Tercero	Embalse	38.4	55.0	26	22.00
<u>Región Andina</u>			<u>126.0</u>	<u>564.0</u>		<u>144.00</u>
<u>Mendoza</u>						
Nihuil II	Atuel	Embalse	84.0	344.0	182	26.00
Valle Grande S/	Atuel	Embalse	-	130.0	-	-
<u>Total</u>			<u>84.0</u>	<u>474.0</u>		<u>26.00</u>
<u>San Juan</u>						
Ullón	San Juan	Pasada	42.0	90.0	77/63	18.00
<u>Región Patagónica</u>			<u>58.6</u>	<u>252.0</u>		<u>104.60</u>
<u>Chubut</u>						
F. Ameghino	Chubut	Embalse	47.0	190.0	70	37.00
<u>Río Negro</u>						
Ing. Céspedes	5.6	22.0	12	25.20
Ing. Romero	A. Romero (R. Negro)	...	6.0	16.0	13	42.40
<u>Total</u>			<u>11.6</u>	<u>62.0</u>		<u>67.60</u>
<u>Total del país</u>			<u>267.8</u>	<u>1 053.0</u>		<u>258.48</u>



S/ Dique compensador que permitirá operar la central Nihuil I con relativa independencia de las necesidades de riego.

E. PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

Como elemento básico para el análisis de los problemas eléctricos argentinos, el Grupo Conjunto CEPAL-CFI, realizó el estudio de la demanda de energía eléctrica en el período 1960-80.

Por integración de las proyecciones de la demanda por los diversos sectores de consumo (doméstico, comercial, industrial, transportes, etc.) se hizo la estimación del consumo global de la energía eléctrica para encuadrarla en el marco de referencia de la demanda total de energía.

Como desagregación o subdivisión de las demandas sectoriales se obtuvieron las proyecciones regionales que son las que prácticamente interesan para la programación del desarrollo de los sistemas eléctricos que deberán satisfacer esas demandas.

El cálculo sectorial se efectuó considerando diversas alternativas en cuanto al desarrollo económico del país.^{12/} Finalmente se redujeron a dos básicas fundadas en las siguientes tasas de crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI).

Hipótesis I: 1 por ciento en el período 1960-70
 2 por ciento en el período 1970-80

Hipótesis II: 2 por ciento en el período 1960-70
 3 por ciento en el período 1970-80

La proyección de la demanda total de energía que encuadra la eléctrica se realizó a través del coeficiente de elasticidad del consumo neto de energía (CNE) con respecto al PBI.

En relación a la correspondiente proyección de la demanda de energía eléctrica se examinó el comportamiento del coeficiente de electrificación a lo largo del período histórico investigado, a fin de comprobar la coherencia entre su probable evolución futura con el resultado del análisis sectorial.

Adicionalmente, como elementos de referencia, se estudiaron el consumo promedio de energía por habitante y la tasa anual de crecimiento.

^{12/} Para la descripción metodológica detallada correspondiente a este párrafo, véase el Anexo "Proyección de la Demanda Eléctrica-Metodología".

La demanda regional obtenida como suma de las demandas sectoriales atribuidas a cada zona del país en el análisis de la proyección, contempla las mismas seis regiones definidas anteriormente: Litoral, Central, ~~Andina~~, Noroeste, Noreste y Patagónica. Aunque esta clasificación está vinculada en líneas generales a los actuales sistemas interconectados, sólo las cuatro primeras tienen ya la estructuración básica de un sistema eléctrico, con un grado adelantado de interconexión. Se espera que las dos últimas (Noreste y Patagónica) constituirán en el futuro sus respectivos sistemas a través de la utilización de sus recursos hidroeléctricos en armonía con el desenvolvimiento de sus correspondientes economías.

En el caso del sistema eléctrico Litoral se ha incluido en él la totalidad de la Provincia de Buenos Aires, considerándose la integración del sistema que abastece al Gran Buenos Aires con el de la empresa provincial de energía eléctrica DEBA. Esta integración se justifica, puesto que este último, alimentado actualmente por centrales térmicas bastante aisladas, está ya vinculado al sistema del Gran Buenos Aires en la subestación de Morón y la interconexión será considerablemente reforzada sin lugar a dudas con la realización de las centrales hidráulicas proyectadas (Chocón-Cerros Colorados y Salto Grande) y la consiguiente disponibilidad de la energía de ese origen.

Los cuadros 13 a 22 presentan los resultados obtenidos en la proyección de la energía eléctrica.

En el cuadro 13 aparecen los resultados globales de la proyección y los grandes indicadores económicos relacionados. En él y en los cuadros siguientes, el consumo en 1970 y 1980 se identifica con la demanda, es decir se supone que se satisfacen íntegramente las necesidades.

A base de la hipótesis II el desarrollo económico del país, el consumo total alcanzaría un promedio de 780 kWh por habitante en 1970 y de 1 547 kWh en 1980. En consecuencia, la tasa acumulativa anual de crecimiento de la demanda global sería de 8.1 por ciento en el período 1960-70 y de 9 por ciento en la década siguiente.

Cuadro 13

ARGENTINA: PROYECCION GLOBAL DE LA DEMANDA ELECTRICA

I t e m	1960	Hipótesis de crecimiento anual del producto por habitante (en porcentaje)									
		1960 - 1970					1960 - 1980 a/				
		0	1	2	1-1	1-2	2-2	2-3			
1. Población (miles de habitantes)	20 914	24 998	24 998	24 998	29 880	29 880	29 880	29 880			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75			
2. Producto bruto interno (M\$N de 1953, mill.)	144 441	169 944	187 719	207 152	247 052	272 055	300 131	330 272			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	1.75	2.75	3.75	2.75	3.75	3.75	4.75			
3. Consumo neto de energía (en miles de toneladas de petróleo equivalente)	15 546	19 984	23 365	27 275	35 978	43 853	48 834	53 735			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	2.5	4.2	5.8	4.4	6.0	6.0	7.0			
Per habitante (kg p.e.)	713	799	935	1 091	1 204	1 401	1 634	1 798			
Per M\$N 1 millón de PBI (kg p.e.)	107.6	117.6	124.5	131.7	145.6	153.8	162.7	162.7			
4. Coeficiente de electrificación	0.603	0.691	0.743	0.759	0.745	0.792	0.840	0.925			
Consumo de electricidad (GWh)	8 929	13 069	16 370	19 493	25 278	31 143	38 361	46 225			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	3.9	6.2	8.1	4.4	6.6	6.0	7.0			
Per habitante (kWh)	427	583	655	780	846	1 042	1 284	1 547			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	2.0	4.4	6.2	2.6	4.7	5.1	7.1			
6. Demanda anual (GWh)	1 900	-	-	-	-	-	-	-			
7. Demanda de electricidad (GWh)	10 829	13 069	16 370	19 493	25 278	31 143	38 361	46 225			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	1.9	4.3	6.1	4.4	6.6	7.0	9.0			
Per habitante (kWh)	519	523	655	780	846	1 042	1 284	1 547			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	0.1	2.4	4.2	2.6	4.7	5.1	7.1			
Abastecida por: Servicio público GWh	6 334	10 069	13 370	16 493	22 278	28 143	35 361	43 225			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	4.7	7.8	10.0	5.2	7.7	7.9	10.1			
Autoproducción (GWh)	2 595	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000			
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	2.5	6.3	8.4	6.6	9.2	9.6	11.8			
8. Producción de electricidad	7 863	12 131	16 016	19 762	26 209	33 099	34 032	50 733			
Servicio público (GWh)	-	10 143	14 029	16 967	-	-	-	-			

Cuadro 13 (Continuación)

I t e m	Hipótesis de crecimiento anual del producto per habitante (en por ciento)									
	1960 - 1970					1970-1980 ^{a/}				
	1960	0	1	2	1-1	1-2	2-2	2-3		
Tasa anual de crecimiento (por ciento)										
a)	--	4.4	7.4	9.7	55.2	7.7	7.7	9.9		
b)	--	2.6	6.0	8.0	28.4	8.9	9.4	11.6		
Total (GWh)		15 131	19 023	22 762	29 209	36 099	44 492	53 729		
Tasa anual de crecimiento (por ciento)		14 793	18 686	22 287	--	--	--	--		
a)	10 458	3.7	6.2	8.1	4.4	6.6	6.9	9.0		
b)	--	3.5	6.0	7.9	4.6	6.8	7.2	9.2		
Por habitante (kWh)		605	761	910	978	1 208	1 489	1 798		
a)	500	592	747	892	--	--	--	--		
b)	--	1.9	4.3	6.2	2.5	4.7	5.0	7.0		
Tasa anual de crecimiento (por ciento)		1.7	4.8	6.0	2.7	4.9	5.3	7.3		
a)	--	--	--	--	--	--	--	--		
b)	--	--	--	--	--	--	--	--		
9. Carga máxima										
Servicio público (MW)		2 984	2 925	4 847	5 973	7 753	9 461	11 556		
a)	--	2 495	3 463	4 197	--	--	--	--		
b)	2 287	--	--	--	--	--	--	--		
10. Pérdidas totales (por ciento)										
a)	20	17	17	17	15	15	15	15		
b)	--	--	--	--	--	--	--	--		

^{a/} La primera cifra se refiere al crecimiento en el período 1960-70, y la segunda en el período 1970-80.

Los cuadros 14 y 15 se refieren al consumo total y su descomposición sectorial y regional respectivamente.

La demanda industrial en la misma hipótesis crecería al 7.6 por ciento anual en la primera década y al 8.5 por ciento en la segunda, superando el promedio del 6.4 por ciento anual registrado en promedio para el período 1941-60. Así la industria absorbería el 56.3 por ciento ~~del~~ consumo total de electricidad en 1970 y el 53.6 por ciento en 1980.

El consumo residencial y comercial evolucionaría con una tasa máxima del 9.6 por ciento en los veinte años de 1960 a 1980 para la misma hipótesis anterior sobre el desarrollo económico; valor que coincide con la del crecimiento promedio registrado entre 1935-60, aunque con fluctuaciones comprendidas entre 6.2 y 14.2 por ciento.

Para el consumo que engloba, el alumbrado público, la tracción y varios, se contemplaron entre otras cosas los programas existentes de electrificación de los transportes ferroviarios. En la misma hipótesis II su crecimiento se realizaría con una tasa acumulativa anual del 6.4 por ciento.

La región del Litoral bajaría en la participación del consumo nacional de energía eléctrica desde el 77.3 por ciento que representó en 1960 al 76.6 en 1970 y 73 por ciento en 1980, en tanto que la Central y la Andina tendrían un desarrollo más acelerado que las demás incrementando su participación porcentual, desde el 63.3 por ciento en 1960 al 8.7 por ciento en 1980, mientras que las del noreste y noroeste reducirían su porcentaje y la Patagónica mantendría su incidencia hasta 1970 para aumentarla significativamente en 1980 por la radicación de importantes industrias.

Los cuadros 16, 17, 18 y 19 presentan la distribución regional de la demanda por sectores de consumo: doméstico y comercial; alumbrado público, tracción y otros; industrial total y su división según sea abastecido por las redes de servicio público o por autoproducción.

El cuadro 20 presenta los resultados de la proyección de la demanda de energía y cargas máximas para los servicios públicos exclusivamente, el 21 contiene las tasas de crecimiento correspondientes a los valores de la producción del anterior, y el 22 se refiere a los porcentajes estimados de pérdidas de energía y horas de utilización de la capacidad generadora, en los servicios públicos exclusivamente.

Cuadro 14

ARGENTINA: PROYECCIONES SECTORIALES DE ENERGIA ELECTRICA

Sector	Consumo 1960	Hipótesis de crecimiento anual del producto por habitante (en porcentaje)							
		1960 - 1970				1960 - 1980			
		0	1	2	1-1	1-2	2-2	2-3	
1. Consumo global (GWh)									
Residencial y comercial	3 112	4 238	5 821	7 471	9 004	10 508	14 122	19 513	
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	3.1	6.5	9.1	4.5	6.1	6.6	10.1	
Alumbrado público, tracción	565	687	717	1 047	1 178	1 370	1 857	1 937	
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	2.0	2.4	6.4	5.1	6.7	5.9	6.4	
Industrial	5 252	8 144	9 832	10 975	15 096	19 265	22 382	24 775	
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	4.5	6.5	7.6	4.4	7.0	7.4	8.5	
Total	8 929	13 069	16 370	19 493	25 278	31 143	38 361	46 225	
Tasa (porcentaje)	-	3.9	6.2	8.1	4.4	6.6	7.0	9.0	
2. Por habitante (kWh)									
Residencial y comercial	149	1308	233	299	301	352	475	653	
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	12.3	4.6	7.2	2.6	4.2	4.7	8.1	
Alumbrado público, tracción	27	227	29	42	40	46	62	65	
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	-	0.7	4.5	3.3	4.7	4.0	4.5	
Industrial	251	3266	393	439	505	644	749	829	
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	26.6	4.6	5.8	2.5	5.1	5.5	6.5	
Total	427	5929	655	780	846	1 042	1 284	1 547	
Tasa anual de crecimiento (porcentaje)	-	20.0	4.4	6.2	2.6	4.7	5.1	7.1	

Quadro 15

ARGENTINA: PROTECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA
(Continúa total)

Región	Crecimiento anual del P.E.L. (Porcentaje) suma 1960			Consumo proyectado (GWh)			Tasas acumulativas (porcentaje)						Porcentaje del total			
	1960-1970			1970-1980			1960-1970			1970-1980			1960-1980			
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Litoral	6 902	12 596	14 925	27 625	33 656	6.2	8.0	6.4	8.5	7.2	8.2	77.3	76.9	76.6	72.0	72.8
Central	586	1 111	1 448	3 334	3 995	7.0	9.3	8.7	10.7	9.3	10.2	6.3	7.0	7.4	8.7	8.7
Andina	495	1 025	1 243	3 076	3 620	7.2	9.6	9.5	11.2	9.6	10.4	5.5	6.3	6.4	8.0	7.8
Nordeste	157	252	310	576	713	4.9	7.0	6.4	8.7	6.7	7.9	1.8	1.4	1.6	1.5	1.5
Noroeste	596	637	712	1 379	1 638	4.8	6.4	6.4	8.3	6.4	7.3	4.5	3.8	3.8	3.6	3.6
Sur	411	747	825	2 372	2 603	6.1	7.2	11.1	12.2	9.2	9.6	4.6	4.6	4.2	6.2	5.6
Total	8 929	16 370	19 493	58 561	46 225	6.3	8.1	7.0	9.0	7.6	8.6	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Cuadro 16

ARGENTINA: PROYECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA

(Consumo residencial y comercial)

Región	Consumo 1960	Consumo proyectado (GWh)				Tasas acumulativas (porcientos)					
		1970		1980		1970-1970		1970-1980		1980-1980	
		1	2	2	3	1	2	2	3	2	3
Litoral	2 555	4 781	6 073	11 472	15 893	6.5	9.0	6.6	10.1	7.8	9.6
Central	219	411	556	1 000	1 368	6.5	9.8	6.1	9.4	7.9	9.6
Andina	121	244	341	716	968	7.2	10.9	7.7	11.0	9.3	11.0
Noreste	62	112	149	269	373	6.0	9.2	6.1	9.6	7.6	9.4
Noroeste	104	181	226	433	595	5.7	8.1	6.7	10.2	7.4	9.1
Sur	51	92	126	232	316	6.1	9.5	6.3	9.6	7.9	9.5
<u>Total</u>	3 112	5 821	7 471	14 122	19 513	6.5	9.2	6.6	10.1	7.9	9.6

Cuadro 17

ARGENTINA: PROYECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA

(Consumo de alumbrado público, tracción y otros)

Región	Consumo 1960	Consumo proyectado (GWh)				Tasas acumulativas (porcientos)					
		1970		1980		1970-1970		1970-1980		1980-1980	
		1	2	2	3	1	2	2	3	2	3
Litoral	487	615	902	1 603	1 683	2.3	6.3	5.9	6.4	6.1	6.4
Centro	33	42	62	112	112	2.4	6.5	6.1	6.1	6.3	6.3
Cuyo	16	22	31	54	54	2.2	6.8	5.7	5.7	6.3	6.3
Noreste	6	8	11	19	19	2.9	6.3	5.6	5.6	5.9	5.9
Noroeste	17	22	30	50	50	2.6	5.8	5.2	5.2	5.5	5.5
Patagónica	6	8	11	19	19	2.9	6.3	5.6	5.6	5.9	5.9
<u>Total</u>	565	717	1 047	1 857	1 937	2.4	6.4	5.9	6.4	6.1	6.3

Cuadro 18

ARGENTINA: PROYECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA
(Demanda industrial total)

Crecimiento anual del P.B.I. (Porcentaje)		Consumo proyectado GWh			Tasas acumulativas (porcentaje)								
Región	Demanda	1970			1980			1970-1980			1980-1990		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Litoral	3 859	7 200	7 951	14 550	16 080	6.4	7.5	6.2	7.3	6.9	7.4	7.4	
Central	314	660	830	2 222	2 515	7.7	10.2	5.3	11.7	10.3	10.9	10.9	
Andina	359	759	871	2 306	2 598	7.7	9.3	5.1	11.6	9.7	10.4	10.4	
Noreste	89	132	1150	2388	321	4.0	5.4	6.7	7.9	6.0	6.6	6.6	
Noroeste	277	434	485	896	993	4.6	5.8	6.3	7.4	6.0	6.6	6.6	
Patagónica	354	647	688	2 130	2 268	6.2	6.9	11.9	12.7	9.4	9.7	9.7	
Total	5 252	9 832	10 975	22 382	24 775	6.5	7.6	7.4	8.5	7.5	8.1	8.1	

Quadro 19

ARGENTINA: PROYECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA

Consumo Industrial de Servicio Público y Autoproducción

Región	Creciente anual del PIB (porcentaje)		Servicio Público GWh Consumo Proyectado			Autoproducción GWh Consumo proyectado			Porcentaje del consumo total		
			1980			1970			1960		
	Consumo 1960		1	2	3	1	2	3	1	2	3
Litoral	a)	-	5 450	6 271	13 050	14 580	-	1 750	1 630	1 500	1 500
	b)	2 471	3 800	3 951	-	-	1 788	3 400	4 000	-	-
Central		2 208	460	630	2 022	2 315	106	200	200	200	200
Andina		232	609	721	2 156	2 448	127	150	150	150	150
Noreste		32	32	30	108	141	57	100	120	180	180
Nordeste		60	184	185	646	743	218	250	300	250	250
Patagónica		54	97	138	11400	1 548	300	550	550	720	720
Total	a)	-	6 832	7 975	19 382	21 775	-	3 000	3 000	3 000	3 000
	b)	2 657	5 182	5 655	-	-	2 595	4 650	5 320	-	-

Cuadro 20

ARGENTINA: PROYECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA

Consumo, producción y potencia instalada de los Servicios Públicos

Región	Crecimiento del FBI (porcentaje)	Consumo GWh			Producción GWh a/			Carga máxima en centrales MV b/								
		1970-1980			1970-1980			1960-1980								
		1	2	3	1	2	3	1	2	3						
Litoral	a)	-	10 846	13 246	21 300	32 156	-	13 067	15 950	25 200	37 830	-	2 730	3 380	5 140	7 650
	b)	5 113	9 196	10 926	-	-	6 416	11 080	13 164	-	-	-	1 410	2 330	2 750	-
Central		460	913	1 248	2 280	3 795	548	1 074	1 468	2 683	4 465	142	243	332	510	843
Andina		369	875	1 093	2 310	3 470	436	1 029	1 286	2 709	4 082	97	191	240	515	750
Noreste		100	152	190	396	533	124	179	224	466	627	29	34	42	89	130
Noroeste		181	387	440	970	1 388	217	448	516	1 140	1 637	53	90	103	213	311
Patagónica		111	197	275	1 651	1 883	122	219	306	1 834	2 092	35	50	70	350	400
Total	a)	-	13 370	16 493	28 907	44 328	-	16 016	19 762	34 032	50 733	-	3 938	4 167	6 810	10 114
	b)	6 334	11 720	14 173	-	-	7 863	14 829	16 967	-	-	-	1 766	2 938	3 537	-

a/ El consumo más las pérdidas (ver cuadro 10).

b/ Se han tomado las potencias instaladas efectivas (no las nominales), de acuerdo a estimaciones propias.

Cuadro 21

ARGENTINA: PROYECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA
(Tasas anuales de crecimiento de la producción en los servicios públicos)

Región	Históricas			Proyectadas					
	1951-55	1956-60	1950-60	1960-1970		1970-1980		1980-1990	
				1	2	2	3	2	3
Litoral a)	-	-	-	7.4	9.5	6.8	9.0	8.2	9.3
b)	5.2	4.0	5.5	5.6	7.5	8.9	11.1	-	-
Central	13.8	8.8	11.1	6.9	10.4	9.7	11.8	10.0	11.0
Andina	12.9	12.5	14.9	9.0	11.5	10.4	12.2	10.9	11.9
Noreste	10.0	6.0	9.8	3.7	6.1	7.6	10.8	6.8	8.4
Noroeste	10.4	6.5	9.4	7.7	9.1	9.8	12.1	9.5	10.6
Patagónica	11.1	13.6	12.0	6.1	9.6	19.6	22.0	14.4	15.2
<u>Total a)</u>	-	-	-	7.4	9.7	7.7	9.9	8.7	9.8
b)	6.1	4.9	6.6	6.0	8.0	9.4	11.6	-	-

Guadro 22

ARGENTINA: PROYECCIONES REGIONALES DE ENERGIA ELECTRICA
(Pérdidas totales y factores de carga en los servicios públicos)

Región	Pérdidas totales Por ciento			Horas-año ^{a/}			Factor de carga		
	1960	1970	1980	1960	1970	1980	1960	1970	1980
Litoral	20	17	15	4 564	4 778	4 993	0.521 ^{b/}	0.546 ^{b/}	0.578 ^{b/}
Central	16	15	15	3 767	4 380	5 256	0.43	0.50	0.60
Arida	15	15	15	4 380	5 256	5 256	0.50	0.60	0.60
Noreste	19	15	15	4 380	5 256	5 256	0.50	0.60	0.60
Nordeste	17	15	15	4 117	4 993	5 256	0.47	0.57	0.60
Patagónica	9	10	10	3 520	4 380	5 256	0.40	0.50	0.60
<u>Total</u>	20	17	15	4 450	4 800	5 100	0.508	0.548	0.582

a/ Horas-año equivalente al F. C. teniendo en cuenta la carga máxima del sistema.

b/ Factores de carga tomados del Informe de Salta Grande (1961).

D. PRINCIPALES SISTEMAS Y MEDIOS DE GENERACION PREVISTOS

Sobre la base de la proyección de la demanda a que se hizo referencia anteriormente se han examinado las características de las principales regiones y sistemas eléctricos y analizado los medios de generación y transmisión que ~~más convienen al país para servirlos.~~

En general se ha estudiado la forma de cubrir la demanda total o sea la correspondiente a los servicios públicos más la autoproducción.

En el caso de los sistemas del Litoral y Noroeste sólo se analizó el sector de los servicios públicos porque ya en las correspondientes proyecciones de la demanda se contempló la progresiva absorción por ellos de una parte importante de la autoproducción.

La región Patagónica (o Sur) no ha sido tratada con la extensión de las anteriores porque la amplitud de su territorio y las características de sus actividades hacen prever para los próximos años la formación de sistemas aislados o vinculados a zonas periféricas, pareciendo muy remota su integración en un sólo sistema regional.

Tampoco la región Noreste se analizó con mucho detalle porque se piensa que el dinamismo económico y el desarrollo de sus fuentes hidroeléctricas modificarán sustancialmente los límites impuestos a sus zonas actualmente activas que no definen un sistema eléctrico único. Se consideró así que tendría muy poco sentido realizar una programación a plazo relativamente largo con los escasísimos elementos de juicio disponibles.

Las centrales hidroeléctricas y térmicas propuestas se han elegido a través de estudios de evaluación técnico-económicos para los que se recurrió a toda la información disponible sobre anteproyectos ~~y proyectos de obras hidráulicas de propósitos múltiples o de aprovechamiento hidroeléctrico únicamente.~~

Para el servicio de cada sistema se consideraron los proyectos hidroeléctricos conocidos comparándolos uno a uno con sus respectivas centrales térmicas equivalentes dentro de programas formados por diferentes centrales (las existentes y las previstas), considerando distintas alternativas en la distribución de ellas para cubrir los diagramas de carga y diferentes ~~secuencias~~ de instalación.

A ese fin se fijaron previamente las bases de evaluación tanto en la metodología cuanto en materia de precios y costos unitarios de equipos e instalaciones, tiempos de vida útil, tasas de interés, costo de combustibles, capacidad de los grupos y características tecnológicas de las centrales térmicas, etc.

Los criterios y parámetros fundamentales empleados en las evaluaciones se resumen al comienzo del capítulo..... que contiene una síntesis de los principales proyectos de aprovechamiento hidráulico incluyendo para la mayoría de ellos los resultados de la evaluación correspondiente. En el caso de los proyectos de propósitos múltiples además de las relaciones de beneficio/costo globales, se presenta un desglose por sectores.

En la mayoría de los casos las evaluaciones realizadas sólo pueden considerarse como una primera estimación porque aunque se basen en los mejores datos disponibles o ellos no inspiran suficiente confianza o los proyectos revelan apreciable falta de análisis.

El desarrollo de los estudios llevó a contemplar la conveniencia del transporte de la energía de sistemas considerados inicialmente como "cerrados" a centros de carga o sistemas vecinos.

Esta situación se fue tornando cada vez más evidente a medida que se examinaban las posibilidades de excedencias de energía hidroeléctrica económicamente competitiva en el marco de un mercado limitado (como es el caso del sistema Andino con los ríos nuyanas) frente a la fuerte demanda de un sistema adyacente pobre en recursos hidroeléctricos (caso del sistema Central).

Ello reforzó la necesidad de analizar más en detalle la ubicación de la energía en las curvas de carga correspondientes a los sistemas interconectados y sus posibilidades competitivas frente a otros planes de desarrollo eléctrico independientes.

Como resultado de estos estudios se presenta un intento de programación a grandes rasgos cuyas líneas generales se describen al final de este capítulo, luego de examinar cada uno de los sistemas eléctricos.

a) Sistema eléctrico Litoral

i) Generalidades

El sistema Litoral abarca, como ya se dijo, las provincias de Santa Fe, Entre Ríos y Buenos Aires, incluyendo el gran conglomerado urbano industrial del Gran Buenos Aires. (Véase el ^{mapa} ~~mapa~~ 1.)

Es el sistema más importante del país, En 1960 contaba con el 74 por ciento de toda la potencia instalada en servicio público y producía el 82 por ciento de toda la energía generada en igual concepto. Además poseía el 67 por ciento de toda la potencia instalada de auto-producción.

Se puede afirmar que la producción es exclusivamente térmica, prevaleciendo las centrales a vapor, aunque algunas de ellas bastante anticuadas y de baja eficiencia.

El sistema se puede descomponer de la siguiente manera: (ver cuadro 23)

- Un fuerte agrupamiento de centrales en el Gran Buenos Aires (SEGBA~~S~~ y CIADE) vinculadas entre sí a los centros de consumo con una red relativamente densa pero de escasa capacidad y en condiciones deficientes.

Desde aquí se alimenta la ciudad de La Plata, y hay enlaces con las subestaciones del cinturón del Gran Buenos Aires que fueron construidas por A. y E.E. Mediante la subestación Morón, ligada a ellas, se establece la conexión entre esta red y la central San Nicolás.

- La Central San Nicolás, sirve a Rosario y enlaza con las centrales y subestaciones de esa zona, alimentando también al Gran Buenos Aires.
- El sistema de la Dirección de Energía de la Provincia Buenos Aires (D.E.B.A.), que abastece numerosas localidades en parte mediante una red que está conectada a la línea San Nicolás-Morón, y en parte mediante unidades aisladas.
- Además existe un número apreciable de grupos aislados en las provincias de Santa Fe, Entre Ríos y Buenos Aires, de propiedad cooperativa o municipal.

Cuadro 2y

REGION LITORAL: CENTRALES EXISTENTES EN 1968 Y CAPACIDAD OBSOLETA PARA 1975

Centrales térmicas	Centrales en 1960				Retiro por obsolescencia hasta 1975		
	Número de grupos	Capacidad total nominal (MW)	Capacidad efectiva (MW) a/	Fecha de puesta en servicio	Consumo especificado (kcal/kWh)	Porcentaje	Fecha
S.E.G.R.A.							
Puerto Nuevo	6	315	300	1929-49	3 415	75	1968-69
Rock Sur	8	320	287	1913-54	5 000	100	1967
Ribera Este	4	30	8	1922-26	7 540	100	1963
La Paternal	-	14	7	1951	7 000 (aprox)	100	1961
Berisco	-	17	6	1910-30	6 540	100	1963
C.I.A.D.E.							
Pedro de Mendoza	7	96	63	1919-51	4 540	50	1966
Puerto Nuevo	-	155	154	1932-52	3 500	50	1970
A. y E.E.							
San Nicolás	2	320	270	1951-56	2 600 (aprox)	-	-
Sorrento (Aganrio)	5	112	48	1927-48	4 040	50	1969
Calchines (Santa Fe)	5	40	36	1926-54	4 460	50	1967
Patencia del sistema:							
S.E.G.R.A., C.I.A.D.E. y A. y E.E.	1	1 465	1 178				
País, de Puerto Aires							
(Encl. San Nicolás, Rock Sur y Berisso)	10	10	10			100	1970
Bahía Blanca	13	13	10			100	1970
Puerto Real (M. del P.)	41	41	35			100	1970
Chivilcoy	20	20	15			100	1970
Junín	4	4	3			100	1970
Luján	6	6	4			100	1970
Mercedes	5	5	4			100	1970
Olavarría	6	6	5			100	1970

Cuadro 22 (conclusión)

Centrales en 1960

Centrales térmicas	Número de grupos	Capacidad total nominal (MW)	Capacidad efectiva (MW) a/	Fecha de puesta en servicio	Consumo específico (kcal/kWh)	Retiro por obsolescencia hasta 1975	
						Porcentaje	Fecha
<u>Pcia. de Buenos Aires</u>							
Pergamino	7	7	4		100	1964	
Tandil	7	7	4		100	1964	
Otras menores 5 MW	81	81	40		100	1965	
<u>Parcial Pcia. Buenos Aires</u>							
		191	124				
<u>(Pcia. de Santa Fe, incluidas en A. y B. y Diesel varias)</u>							
<u>Entre Ríos</u>							
Naoión	21	21	18				
Varias	9	9	6				
<u>Parcial Pcia. Entre Ríos</u>							
		30	24				
<u>Total</u>		1 689	1 326				

Fuente: CEPAL-CPI, a base de informaciones oficiales.

a/ La capacidad efectiva del sistema SEUR, A. y B., y C.I.A.D.E. ha sido obtenida del informe de Salto Grande mientras que la restante corresponde a estimaciones propias.

ii) Medios de generación disponibles

Los medios de generación disponibles en 1960 y la energía producida en el Litoral, figuran en el cuadro 24.

Cuadro 24

SISTEMA LITORAL: CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION - AÑO 1960

Jurisdicción	Servicio Público		Auto-productores		Total	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Gran Buenos Aires	939	3 851	467	1 006	1 406	4 857
Buenos Aires	521	1 978	219	527	740	2 505
Santa Fe	197	508	89	215	286	723
Entre Ríos	32	79	18	41	50	120
Totales	1 689	6 416	793	1 789	2 482	8 205

En el cuadro 25 se presentan los mismos resultados, discriminando el tipo de propietario de las centrales.

Cuadro 25

POTENCIA (MW) Y GENERACION (GWh), DE SERVICIO PÚBLICO

Jurisdicción		T					Total
		Nación	Provincia	Municipal	Partic.	Coop.	
Gran Buenos Aires	(MW)	-	-	-	936	-	939
	(GWh)	-	-	-	3 850	-	3 850
Provincia de Buenos Aires	(MW)	362	70	2.7	18	68	521
	(GWh)	1 595	186	5.0	47	144	1 978
Provincia de Santa Fe	(MW)	166	2	4.4	6.9	17.2	196
	(GWh)	444	2.8	14.4	122.3	34.6	508
Entre Ríos	(MW)	21	-	1.2	3.2	6.5	32
	(GWh)	56	-	1.3	5.7	15.6	79
Totales	(MW)	549	72	8.3	967.1	91.70	1 688
	(GWh)	2 095	188.8	29.7	3 915.0	194.2	6 416

Fuente: CEPAL-CFI a base de DNEC - Energía Eléctrica año 1960.

En el cuadro 23 se presentan las principales características de las centrales de servicio público existentes en la región Litoral.

Del mismo se desprende que en el año 1960, la capacidad efectiva de producción en el Litoral era del orden de 1 326 MW agrupados esencialmente en los siguientes grupos:

- Sistema A. y E.E. - CIADE - SEGBA: 1 178 MW.
- Sistema DEBA (parte de la provincia de Buenos Aires): 124 MW.
- Centrales aisladas de A. y E.E., DEBA, Cooperativas y particulares en Buenos Aires, Entre Ríos y Santa Fe: 24 MW.

iii) Proyección de la demanda 1960-1980

En el párrafo anterior se vio la proyección de la demanda total y la de los servicios públicos solamente. Como se trata específicamente de proyectar los servicios públicos, se retuvieron los siguientes parámetros correspondientes a la proyección de la demanda en ellos.

		Año 1960	Año 1970	Año 1980
Hipótesis II	(GWh)	6 416	(10 159 990	37 830
	Tasa	-	(10 por ciento)	(9 por ciento)
Hipótesis I	(GWh)	6 416	13 067	25 200
	Tasa	0	(7.8 por ciento)	(7.0 por ciento)

Ambas hipótesis corresponden a una determinada absorción por los servicios públicos en el futuro, de la demanda cubierta en 1960 por la autoproducción. Los valores anteriores corresponden a los del cuadro 20, pero como energía generada, es decir incrementado el consumo en las pérdidas: 20 y 17 por ciento para los períodos 1960-70 y 1970-80 respectivamente.

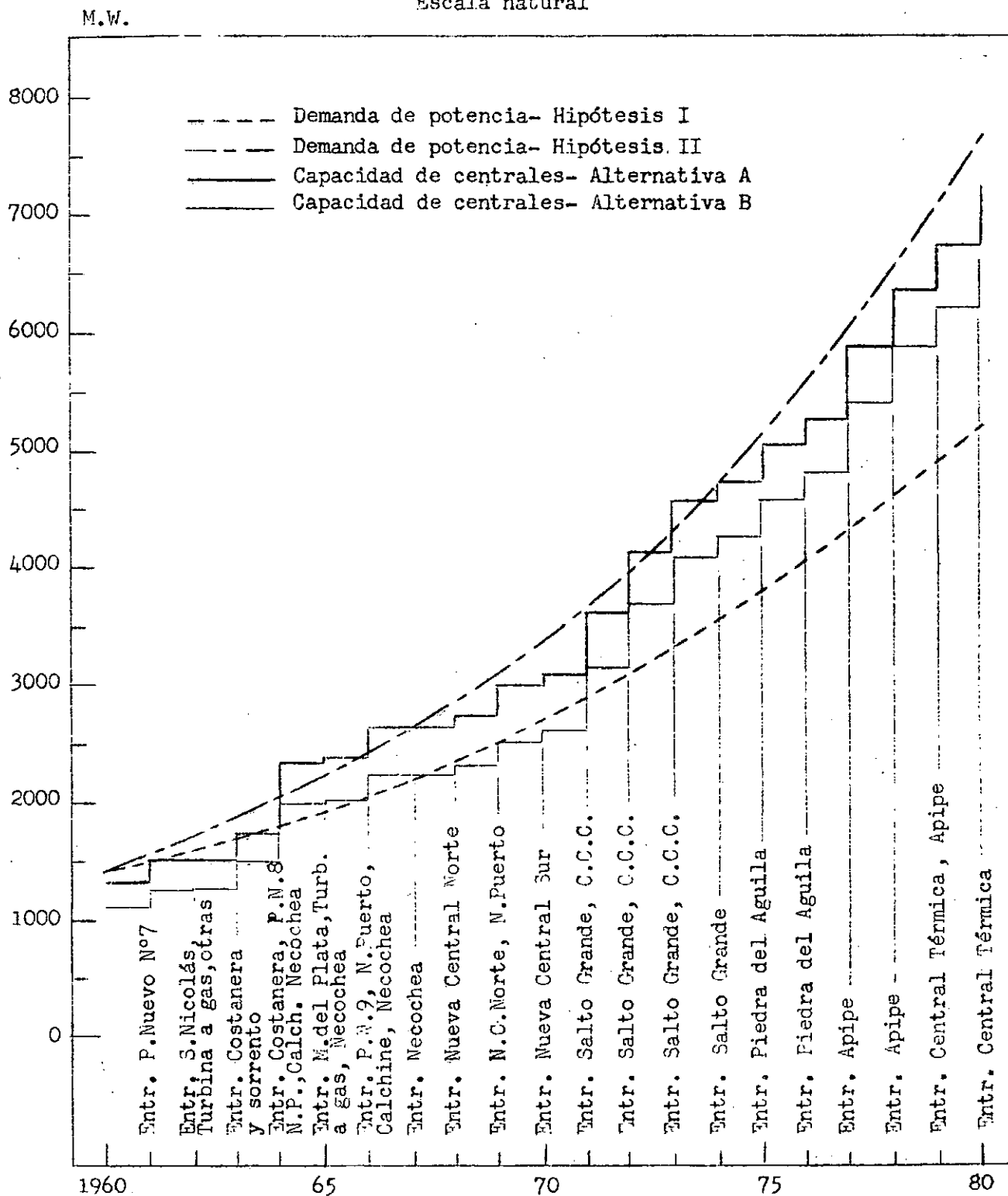
En el gráfico 1 se presentan las demandas anuales de energía y las cargas máximas (en centrales) año a año para las dos hipótesis indicadas. En la tabla X del Anexo aparecen los correspondientes valores numéricos.

Gráfico 1

ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO DEL LITORAL
POTENCIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE GENERACION PREVISTOS

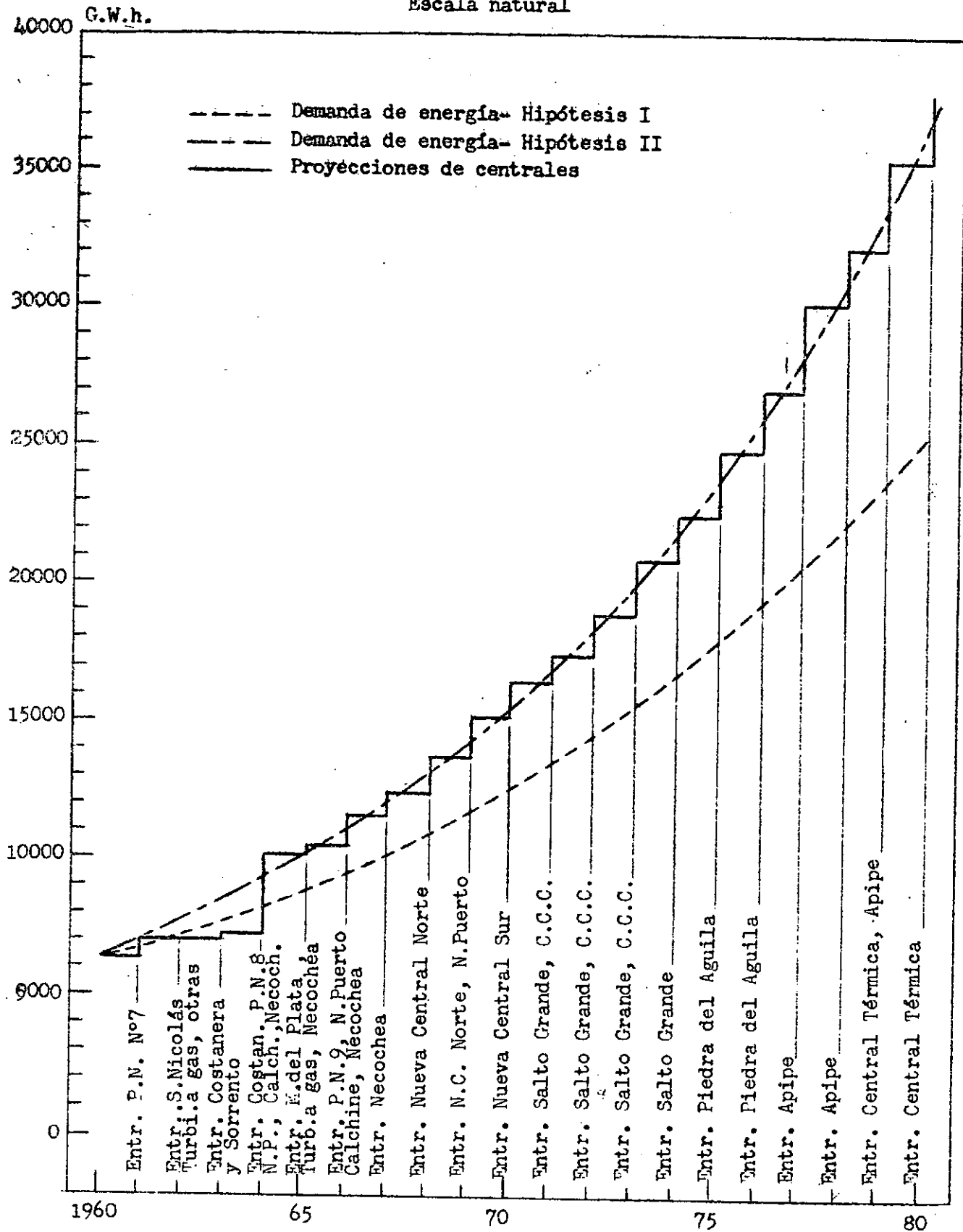
Escala natural



ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO DEL LITORAL
ENERGIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS

Escala natural



SISTEMA LITORAL: MEDIOS DE GENERACION EXISTENTES Y PREVISTOS, 1960-1980

Año	Central	Capacidad instalada nominal (excluidos los retiros definitivos)				Capacidad garantizada			Horas de utilización b/	Generación
		Entrada (MW)	Retiro (MW)	Saldo (MW)	P ₁ (MW)	Alternativa: A (MW)	Reserva térmica: (MW)	Alternativa: B (MW)		
1960					1 689	1 326	-15% Alt. A -200	1 116	3 800	6 416
1961	SEGBA PN. N° 7 Paternal	133	-7		Ver anexo DNE y C		-220		3 700	6 987
	Varías Pola. Bs. Aires	46		172	1 861	1 498		1 278	Ver DNE y C	DNE y C
1962	A y EE San Nicolás Turbinas gas	30								
	SFCBA Incendio Dock Sur	40	-100		1 873		-230		3 750	7 034
	Varías Pola. Bs. Aires	42		12	(1973 en incendio D.S.)	1 510		1 280		DNE y C
1963	SEGBA Costanera (2 x 110)	220								
	A y EE Ribera E. y Berisso Sorrento	40	-20	240	2 113	1 750	-260	1 490	3 500	7 300 Est. propia
1964	SEGBA Costanera (3 x 110)	330								
	CIAD P.N. N° 8	190								
	A y EE Calchines interior	30	-40	600	2 713	2 350	-350	2 000	3 750	10 200
	Varías DEBA Neococha	10								
1965	A y EE Mar del Plata Turbinas a gas	30								
	DEBA Neococha (parcial) retiros	40	-50	40	2 753	2 390	-360	2 030	3 800	10 500
1966	SEGBA Pto. Nuevo N° 9	200								
	CIAD P.N. (+150) y retiro P. Mendoza	150	-30							
	SEGBA Retiro Dock Sur		-100							
	A y EE Calchines	30		250	3 003	2 640	-400	2 240	3 900	11 600
	DEBA Neococha (+) y otras (-)	30	-30							
1967	A y EE Calchines		-20							
	DEBA Neococha	20		0	3 003	2 640	-400	2 240	4 200	12 500
1968	SEGBA Nva. C. Norte a/ Retiro 2 x 50 P.N.	200	-100	100	3 103	2 740	-410	2 330	4 400	13 800
1969	SEGBA Nva. C. Norte a/ Retiro 2 x 50 P.N.	200	-100							
	CIAD P.N.	200		276	3 369	3 006	-460	2 546	4 500	15 200
	A y EE Sorrento (50% retiro)		-24							
1970	SEGBA Nva. C. Sur	200								
	CIAD P.N. (retiro 50%)		-77							
	A y EE Mar del Plata		-33	90	3 459	3 096	-470	2 626	4 750	16 500
1971	Salto Grande 3 x 90 MW (175 MW _g)	270	-							
	C.C.C. 3 x 150 MW ₁ (360 MW _g)	450	-							
	P _g = 0.8xP ₁ 535	720		720	4 179	3 631		3 161		17 500
1972	Salto Grande 3 x 90 MW ₁ (174 MW _g)	270	-		3 459	3 096	-470	2 626	3 800	13 250 T
	C.C.C. 3 x 150 MW ₁ (360 MW _g)	450	-		1 440	1 070		1 070	4 000	5 750 H
	534 MW _g	720	-	720	4 899	4 166		3 696		19 000
1973	Salto Grande 3 x 90 MW ₁ (175 MW _g)	270	-		3 459	3 096	-470	2 626	3 800	13 000 T
	C.C.C. 2 x 150 MW ₁ (240 MW _g)	300			2 010	1 485		1 485	4 000	8 000 H
	415 MW _g	570		570	5 469	4 581		4 111		21 000
1974	Salto Grande 3 x 90 MW ₁ (174 MW _g)	270	-		3 459	3 096	-470	2 626	3 900	13 500
				270	2 280	1 659		1 659	4 000	9 120
					5 739	4 755		4 285		22 600
1975	Piedra del Aguila (total 900 MW)				3 459	3 096	-470	2 626	4 000	13 800 T
	a) 3 x 150 MW ₁ (300 MW _g)	450	-	450	2 730	1 959		1 959	4 100	11 200 H
					6 189	5 045		4 585		25 000
1976	Piedra del Aguila				3 459	3 096	-470	2 626	4 000	14 500 T
	b) 3 x 150 MW ₁ (300 MW _g)	450			3 120	2 201		2 201	4 100	12 700 H
	S.C. Devolución al Uruguay									
	1 x 90 MW ₁ (58 MW _g)		-90	390	6 579	5 297		4 827		27 200
	+242 MW _g									
1977	Apipe (a)				3 459	3 096	-470	2 626	4 000	13 800 T
	8 x 100 MW ₁ (600 MW _g)	800	-	800	3 920	2 801		2 801	4 100	16 600 H
	P _g = 0.75 P ₁ = 600				7 379	5 897		5 427		30 400
1978	Apipe (b)				3 459	3 096	-470	2 626	4 000	13 800 T
	8 x 100 MW ₁ (600 MW _g)	800			4 540	3 281		3 281	4 100	18 500 H
	S.C. Dev. Urug. 180 MW (-120 MW _g)		-180	620	7 999	6 377		5 907		32 300
	480 MW _g									
1979	Central Térmica 1 x 250	250	-	250	3 709	3 346	550	2 796	4 300	15 700 T
	Apipe (c) 2 x 100 MW ₁ = (160 MW _g)	200	-	200	4 740	3 441		3 441	4 200	19 900 H
					8 449	6 787		6 237		35 600
1980	Central Térmica 2 x 250	500		+500	4 209	3 846	630	3 216	4 300	18 000 T
					4 740	3 441		3 441	4 000	20 000 H
					8 949	7 287		6 657		38 000

a/ En el plan Merg. Mo. Lellan se prevé en 1968 2 x 200 MW en Nva. Central Norte y otros 2 x 200 MW en 1969 en Nva. Central Sur.

b/ De la potencia instalada nominal P₁.

concepto de potencia garantida). Hacia fines de la década 1970-80 aparece la necesidad de nuevas centrales térmicas. El gráfico 27 muestra como los medios de generación previstos cubren las necesidades de la demanda en energía y potencia de la hipótesis II. Mediante ligeras postergaciones en el programa propuesto se puede ajustar éste a las necesidades de la hipótesis I u otra situación intermedia.

b) Sistema eléctrico Central

i) Generalidades

La región Central abarca las provincias de Córdoba y San Luis (Véase el ^{mapa} plano 1-2). La primera de ellas produjo en 1960 el 95.5 por ciento del total de la energía de la región que la distribuyó mediante una red bastante extensa; la segunda en cambio, está pobremente dotada de centrales y líneas. Entre ellas no existe aún interconexión.

La capacidad de generación eléctrica en la región es predominantemente hidráulica pues el 68 por ciento de la energía producida en 1960 provino de centrales de esa naturaleza; las más importantes son Los Molinos I, de 59 MW (la segunda en magnitud del país) y San Roque de 26 MW, ambas en la provincia de Córdoba.

ii) Medios de generación disponibles

Los medios de generación disponibles en 1960 y la energía producida ese año fueron las que se indican en el cuadro 27. Véase también las tablas 1 y 2 del Anexo ... La información relativa a la capacidad instalada, la capacidad efectiva y la energía producida, ha sido extraída de los informes de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles (D.N.E.C.) de 1960, de A. y E.E. y de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). La potencia hidráulica garantida se tomó de los informes citados en tanto que la térmica se obtuvo considerando el 80 por ciento de la potencia efectiva.

iii) Proyección de la demanda

Se aplicaron las dos hipótesis señaladas anteriormente sobre este tema. Primero se efectuó la proyección partiendo del total de la energía

Cuadre 27

REGION CENTRAL: CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION EN 1960

Provincia	Servicio Público		Autoprodutores		Total	
	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
<u>Córdoba</u>						
Capacidad (MW)	141.9	56.5	0.5	52.4	142.4	108.9
Energía (gWh)	438.4	95.5	1.1	101.3	439.5	196.8
<u>San Luis</u>						
Capacidad (MW)	2.4	4.5	-	3.4	2.4	7.9
Energía (gWh)	5.1	10.2	-	4.4	5.1	14.6
<u>TOTALES</u>						
Capacidad (MW)	144.3	61.0	0.5	55.8	144.8	116.8
Energía (gWh)	443.5	105.7	1.1	105.7	444.6	211.4

Fuente: CEPAL-CFI, a base de informaciones de la D.N.E.C. - Energía Eléctrica 1961.

generada en 1960 por los servicios públicos más la autoproducción. Se tomó en ambos casos para ese año un factor de carga de 0.43, según los datos de la zona, el que luego se supuso paulatinamente creciente hasta llegar a 0.50 en 1970 y a 0.60 en 1975, cifra esta última que se consideró constante para los años posteriores. Con los valores de la energía y del factor de carga se calculó año a año la demanda máxima, que aparece en el gráfico ~~SB-2~~ 2. (Véase también la tabla ... en el Anexo). Del mismo modo se analizaron las proyecciones de la demanda para los servicios públicos únicamente: gráfico ~~SB-3~~ 3. (Véase ~~así mismo~~ la tabla SB-5 del Anexo). Los gráficos representan la demanda en las centrales para poder trabajar directamente sobre ellos con la capacidad de las que se prevé que abastecerán el consumo.

iv) Programación de centrales

Para cubrir las curvas de demanda de este sistema aislado fuera de las centrales en operación se dispondría solamente de las térmicas previstas por el plan EPEC, que en total significan 123 MW adicionales y de la hidroeléctrica Río Tercero III (o Ing. Reolín) que A. y E.E. tiene en construcción, con 36 MW y 55 GWh de generación media anual. Con tal programa escasamente se podrá llegar a servir la demanda hasta 1967 inclusive, como puede verse en el cuadro 28.

En relación al futuro del sistema, se presentan los siguientes hechos:

- No se conocen recursos hidroeléctricos importantes en la región al margen de los ya utilizados. Por otra parte el proyecto de A. y E.E. Río Tercero IV con 15 MW de capacidad y generación media anual de 20.8 GWh, aparece económicamente inconveniente. El factor de utilización es sólo 0.16 y en esas circunstancias una central equivalente a vapor tiene ventajas, como puede verse en la ficha ... del ~~Estado~~ ^{del} Capítulo ~~10~~ ¹⁰. Tal vez con otras características de proyecto, (incluyendo una reducción de la capacidad instalada) podría hacerse este aprovechamiento económicamente favorable, pero de todos modos sus posibilidades son modestas dentro de los requerimientos del sistema. En una situación similar, pero con características mucho

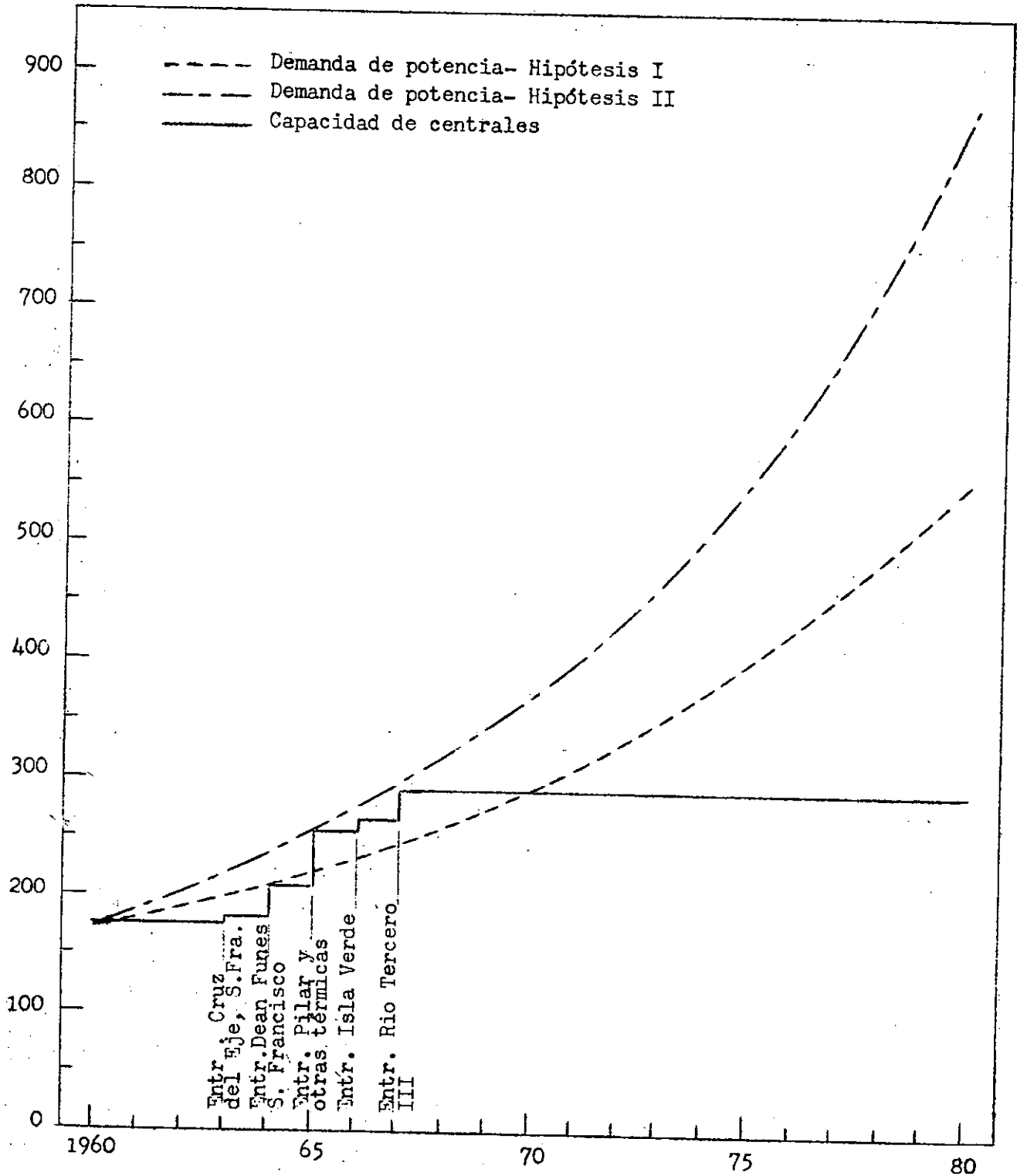
Gráfico. 2

ARGENTINA : SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL
POTENCIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público y Autoproducción

M.W.

Escala natural



(Gráfico 2 Cont.)

ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO CENTRAL
ENERGIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público y Autoproducción

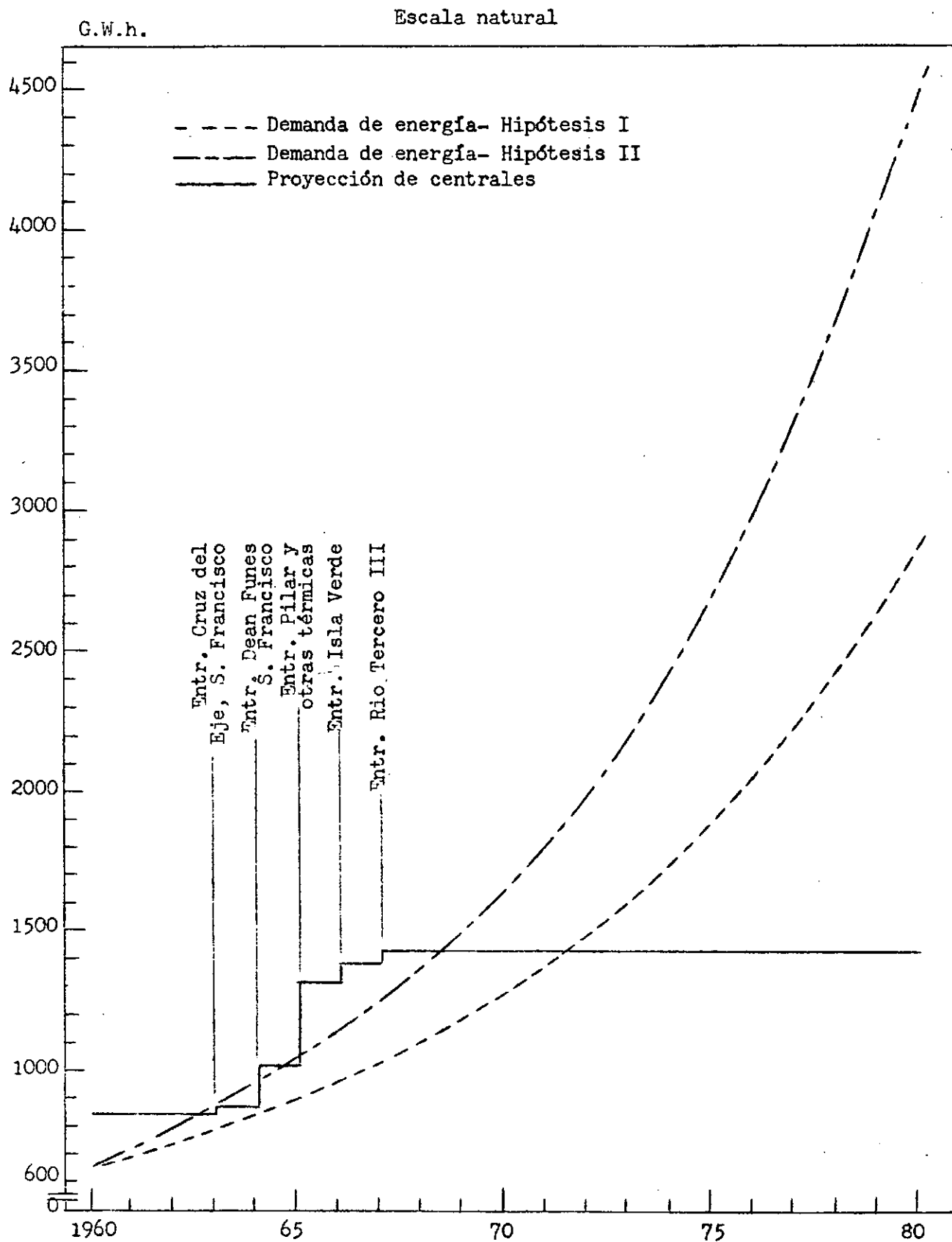
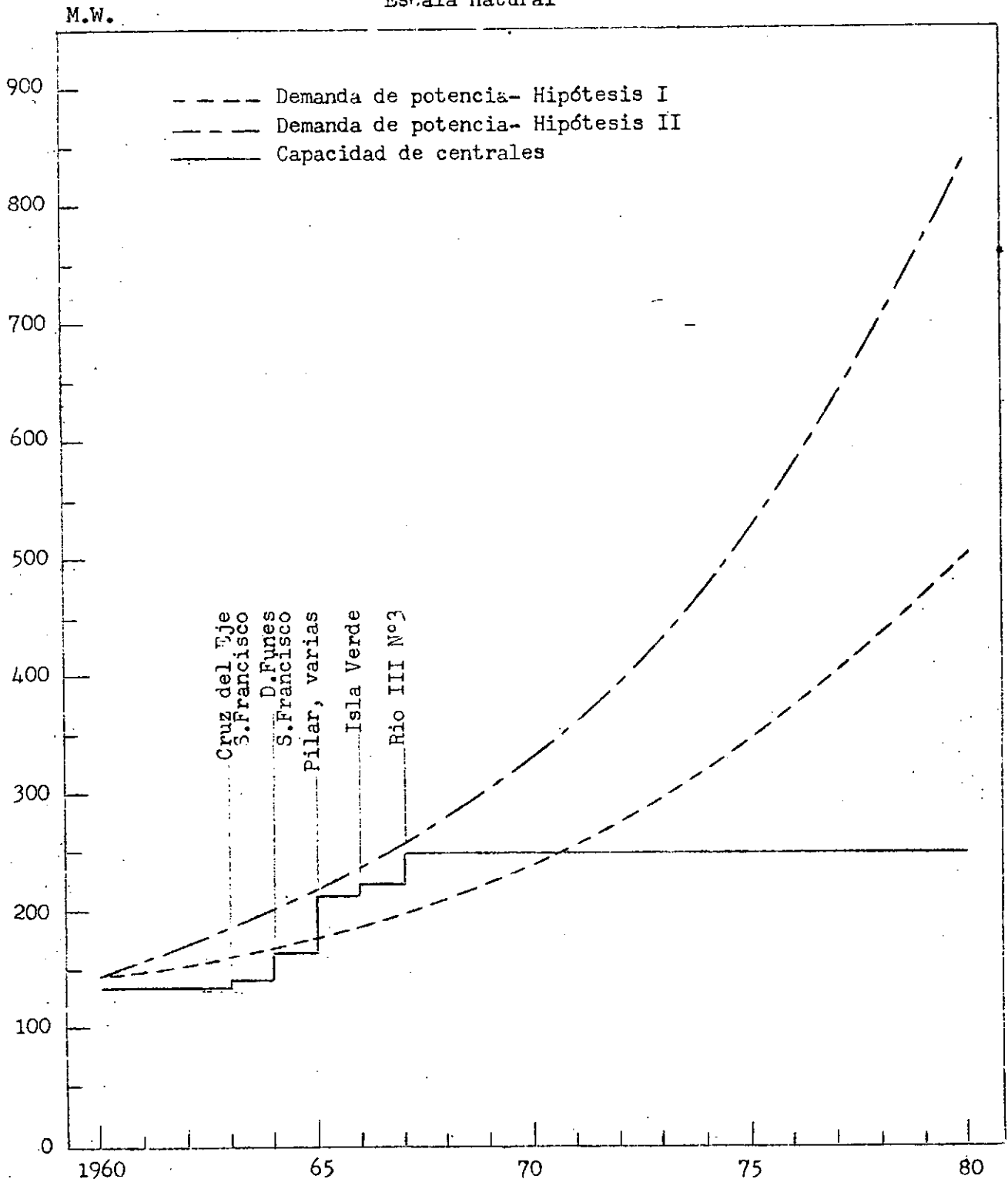


Gráfico 3

ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO CENTRAL
POTENCIA

PROYECCION DE LA DEMANDA DE CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS^{1/}
Servicio Público

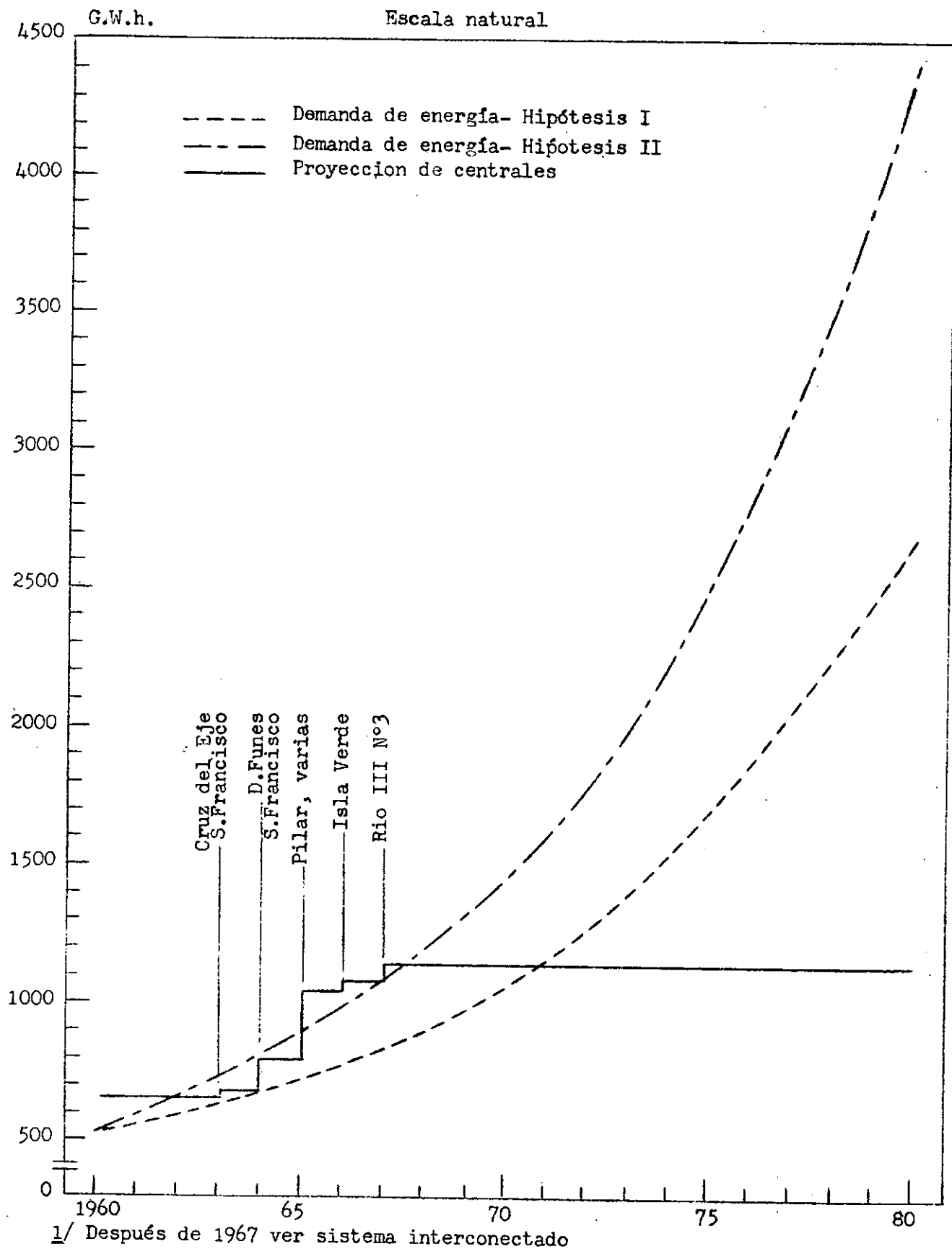
Escala natural



^{1/} Después de 1957 ver sistema interconectado

ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO CENTRAL
ENERGIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS^{1/}
Servicio Público



Cuadro 28

SISTEMA CENTRAL: MEDIOS DE GENERACION EXISTENTES Y PREVISTOS 1960-67

Año	Aporte	Retiro	Saldo (MW)	Potencia Máxima total		Generación Máxima		Observaciones
				Efectiva MW	Garant. MW	Parcial GWH.	Total GWH.	
1960	-	-	-	241	178	-	850	
1961	-	-	-	241	178	-	850	
1962	-	-	-	241	178	-	850	
1963	Cruz del Eje (T) S. Rancisco (T)	-	$2.4+1.3 = 3.9$	245	181	20	870	Plan EPEC
1964	Dean Funes (T) S. Rancisco (T)	Varías(T)	$33+3-5 = 31$	276	206	155	1 025	Plan EPEC
1965	Pilar (T) Varías (T)	Varías(T)	$66+4-10 = 60$	336	254	300	1 325	Plan EPEC
1966	Isla Verde (T)	-	13	349	265	65	1 390	Plan EPEC
1967	Río III N°3 (H)	-	36	385	292	55	1 445	A. y E.E. (lo prevé para 1966)

más desfavorables aparece el desvío del río Anizacate para mejorar el factor de utilización de la central Los Molinos, con un aprovechamiento energético intermedio. Es posible, que, como en el caso anterior una revisión de las características del proyecto lo hagan económicamente conveniente, siempre dentro de las reducidas posibilidades del recurso.

- No parece aconsejable continuar con la programación de centrales para este sistema sin estudiar previamente los posibles aportes a él de otras regiones.

Del análisis de los sistemas Central y Andino surgió la conveniencia de interconectarlos a más tardar en 1968, siempre que no se produzcan nuevas paralizaciones en las obras de generación que se encuentran en construcción en el sistema Andino. Esto permitirá, entre otras cosas, utilizar el excedente energético de este último y cubrir la demanda del primero.

Por estas razones, la programación de la energía eléctrica entre 1968-80 se recomienda realizarla en forma conjunta para el aquí denominado Sistema Interconectado Andino-Central,^{13/} como se indica más adelante. (Véase el ~~mapa~~ ^{mapa} 5.)

Sistema Interconectado Andino-Central

1) Generalidades

La región Andina comprende las provincias de Mendoza, San Juan y La Rioja. (Véase el ~~mapa~~ ^{mapa} 43). La primera de ellas, produjo en 1960 el 77 por ciento del total generado en toda la región, San Juan casi el 21 por ciento y La Rioja el saldo, de reducida significación.

La Provincia de Mendoza posee una red de distribución bastante eficiente para las necesidades actuales, estando todas las centrales importantes enlazadas entre sí; San Juan se halla unida a la red anterior mediante una línea especial, constituyendo ambas un solo sistema. La Rioja se mantiene aislada y se propone conectarla a Catamarca una vez que la demanda lo justifique.

^{13/} También llamado Sistema Combinado Andino-Central

Este sistema posee la central hidráulica de mayor capacidad existente en el país: El Nihuil I en el río Atuel con 74 MW instalados, la que podrá aprovecharse a plenitud cuando termine la construcción de la presa de "Valle Grande" en 1964.

El potencial hidroeléctrico de los ríos de esta región ha impulsado a A. y E.E. a efectuar estudios y proyectos para su aprovechamiento. El Grupo Conjunto CEPAL-CFI ha realizado una evaluación preliminar de los proyectos existentes y de acuerdo a ello se han establecido un orden de prioridades tentativo y un conjunto de recomendaciones, las que se vuelcan aquí y en el del Sistema Interconectado Andino-Central. Precisamente se sugiere la creación de éste, interconectando el Andino con el Central debido al exceso de energía hidráulica del primero y al déficit del segundo a partir de 1968.

ii) Medios de generación disponibles

La capacidad de las centrales generadoras disponibles en el sistema Andino en 1960, se sintetiza en el cuadro 29 de acuerdo a los datos recogidos en las publicaciones de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles (D.N.E.C.) y de A. y E.E. Una información más detallada sobre aquellas se encuentra en las tablas C-1 y C-2 del Anexo 2. [?] su ubicación en el mapa 4-3. En ese año la producción hidráulica participó con más del 38 por ciento de la generación total. La capacidad media anual de generación atribuida a esas centrales hidroeléctricas para la programación futura, es similar a la que ofrecieron en los últimos años. Las correspondientes potencias garantizadas fueron datos proporcionados por los organismos regionales de A. y E.E. que las operan, en tanto que para las térmicas se tomó simplemente el 80 por ciento de su capacidad efectiva.

iii) Proyección de la demanda

Se aplicaron las respectivas tasas de crecimiento acumulativo anual para esta región, a las dos hipótesis elegidas anteriormente a partir del consumo real registrado en 1960.

Del resultado así obtenido para cada año se pasó a la demanda en las centrales, multiplicándolo por el factor 1.13 que toma en cuenta las pérdidas en conformidad al estado satisfactorio en que se encuentran allí las redes.

Cuadro 29

REGION ANDINA: CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION EN 1960

Provincia	Servicio Público		Autoprodutores		Total	
	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
<u>Mendoza</u>						
Capacidad (MW)	118.0	35.0	2.5	24.0	120.5	59.0
Energía (GWh)	215.0	156.0	3.0	60.0	218.0	216.0
<u>San Juan</u>						
Capacidad (MW)	0.1	20.0	16.0	9.0	16.1	29.0
Energía (GWh)	0.1	53.0	33.0	30.0	33.1	83.0
<u>La Rioja</u>						
Capacidad (MW)	0.3	6.0	-	1.0	0.3	7.0
Energía (GWh)	0.3	10.0	-	0.7	0.3	10.7
<u>Totales</u>						
Capacidad (MW)	118.4	61.0	18.5	34.0	136.9	95.0
Energía (GWh)	215.4	219.0	36.0	90.7	251.4	309.7

Para hallar la demanda máxima, se supuso un factor de carga paulatinamente creciente desde 0.50 que fue el registrado en 1960, hasta 0.60 en 1970. De ahí en adelante se lo consideró constante e igual a este último valor. El gráfico ~~(Anexo 4)~~⁴ presenta las curvas correspondientes a las demandas de energía y potencia máxima en cada año. ((Véase también la tabla C-3 del Anexo 4.))

iv) Programación de centrales

Para lograr una explotación racional del conjunto de los servicios públicos y de la autoproducción integrando un solo sistema la distribución de las centrales existentes dentro del diagrama de carga, se consideró así: en la base las centrales hidráulicas de pasada seguidas de las térmicas del servicio público, en la punta las centrales térmicas de autoproducción y en el espacio intermedio las centrales de embalse en forma tal que acomoden el total de su capacidad de generación y a las horas de demanda máxima esté en operaciones toda su potencia, en la medida en que las necesidades del riego lo permitan.

En cuanto a las centrales nuevas que deberán incorporarse al sistema, aquí aparecen programadas solamente las requeridas para cubrir la demanda hasta 1967 dejando para el Interconectado Central-Andino, la programación de 1968 a 1980, como se dijo anteriormente.

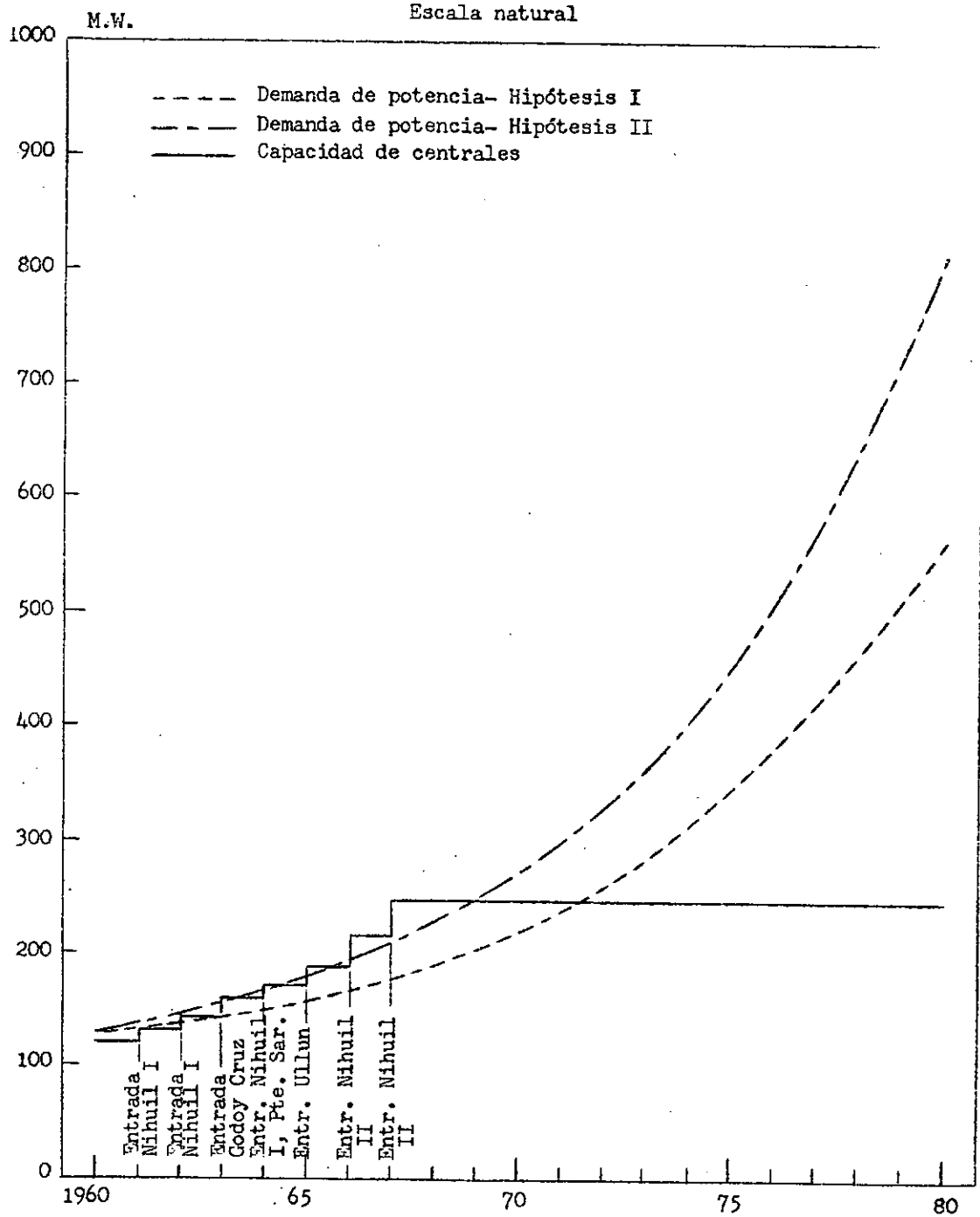
En primer lugar se contará con el incremento de energía generada y potencia garantida que provocará en la central Nihuil I la construcción de la presa de Valle Grande, - bastante aguas abajo de ella -, al independizar en cierta medida su operación (lo mismo que para Nihuil II y III), de las necesidades del riego. Luego, de acuerdo a los planes de A. y E.E. se tendrán las centrales térmicas de Godoy Cruz y Pte. Sarmiento en San Juan. (Véase el gráfico ~~anexo 4~~⁴)

Posteriormente entrará a operar la hidroeléctrica de Ullún, en el río San Juan, cuya terminación se prevé para 1965, y finalmente se incorporaría la central Nihuil II, (aguas abajo de Nihuil I,) que como la anterior está en construcción y cuya puesta en marcha a principios de 1967 posibilitaría cubrir la demanda en 1968 aún en el sistema interconectado.

Gráfico 4

ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO ANDINO
POTENCIA

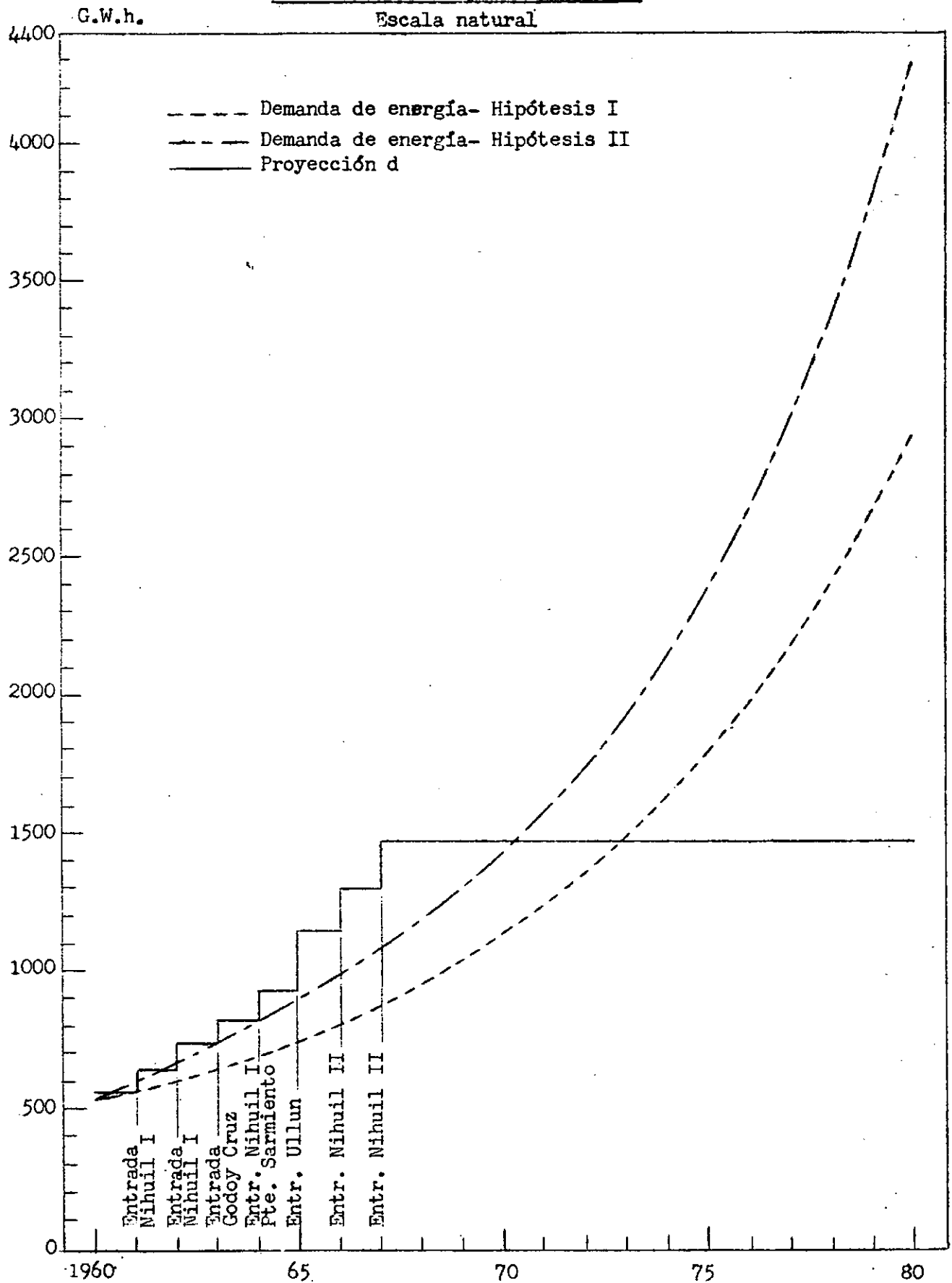
PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES
Y DE LOS MEDIOS DE GENERACION PREVISTOS
Servicio Público y Autoprodutor



ENERGIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES
Y DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS

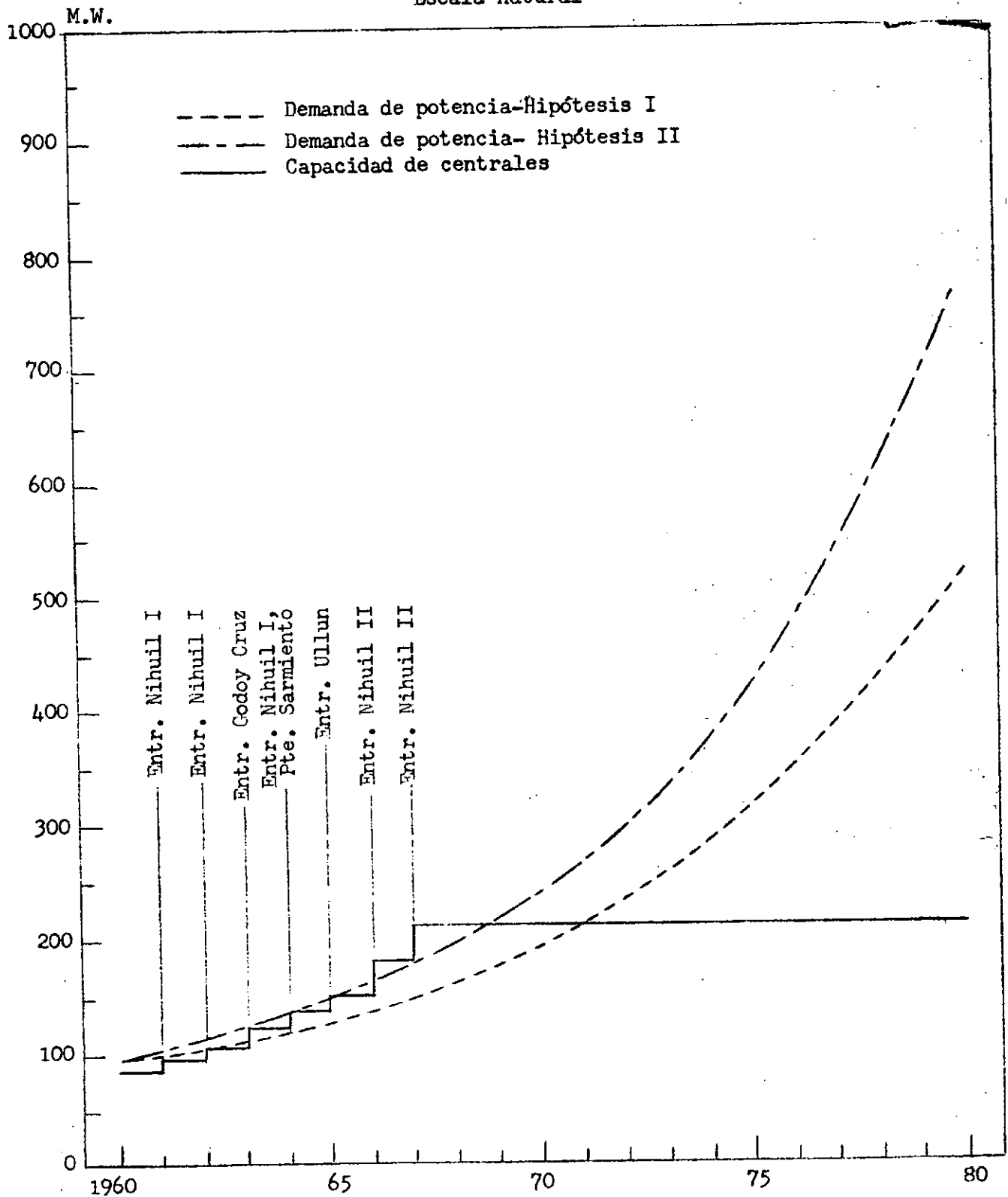
Servicio Público y Autoprodutor



ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO ANDINO
POTENCIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES
Y DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público

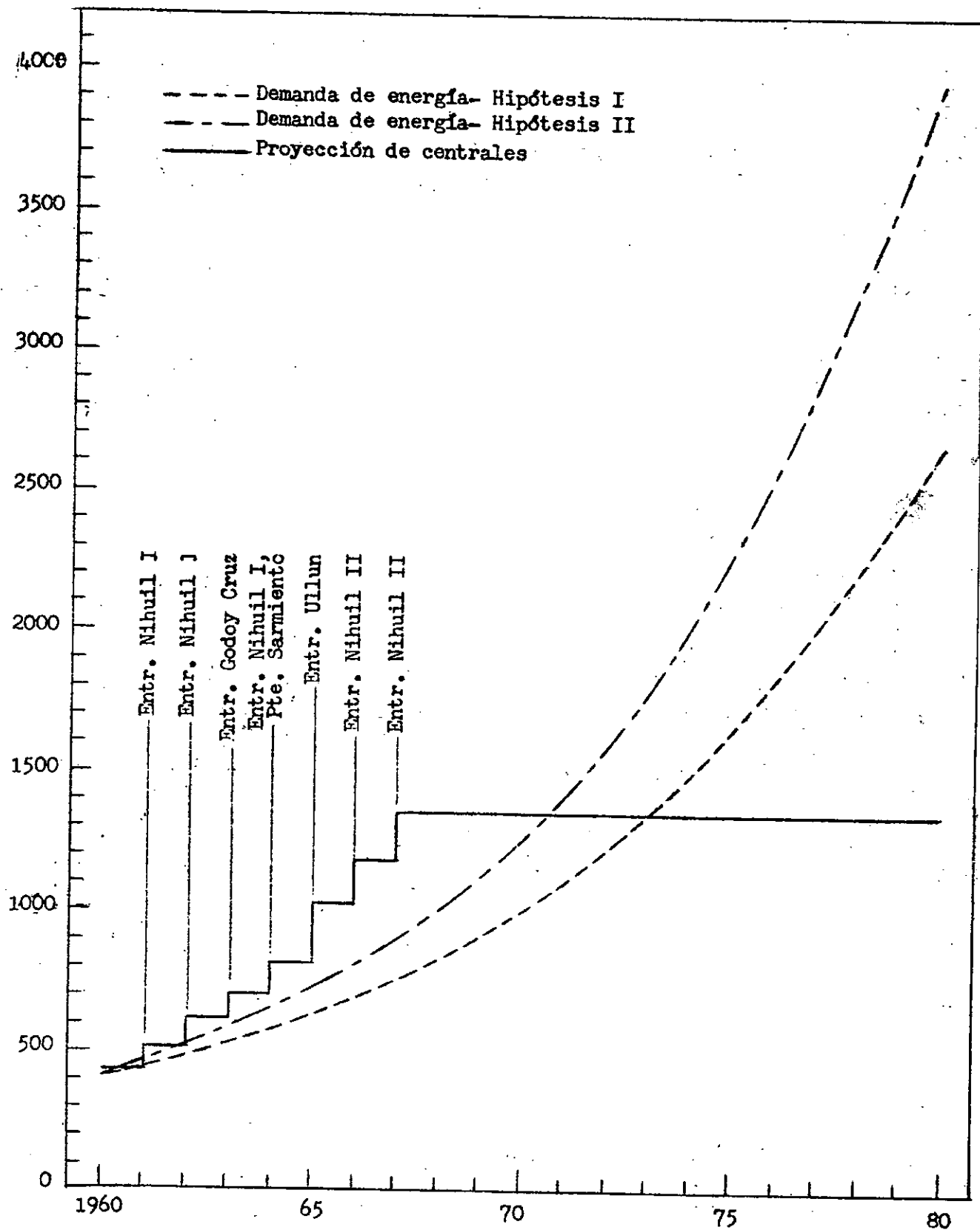
Escala natural



ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO ANDINO.
ENERGIAPROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES
Y DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público

G.W.h.

Escala natural



Con un criterio similar pero sin considerar las centrales de la autoproducción se examinó también la forma de cubrir los requerimientos del servicio público únicamente hasta el año 1968. (Véase el gráfico [?] ~~145~~ y las tablas [?] ... y ... del Anexo.) A partir de ese año se abordó el sistema Interconectado Andino-Central.

d Región eléctrica

i) Generalidades

Esta región abarca las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca y Santiago del Estero. (Véase el ^{mapa} ~~anexo~~ 14.)

Las diferentes zonas de consumo no se hallan conectadas entre sí, aunque algunas de ellas poseen redes bastante extensas.

La principal central en operaciones es la hidráulica Escaba con 24 MW y 65 GWh de generación media anual y la línea más importante es la que une, a 132 KV, esta central y la ciudad de Tucumán, con un recorrido de 116 Km.

La autoproducción representa una parte muy grande de la generación total (el 50 por ciento), siendo los principales autoprodutores los ~~ingenieros~~ azucareros, que generan la electricidad como un subproducto de su proceso industrial y la siderurgia^a de Zapla.

ii) Medios de generación disponibles

Los medios de generación disponibles en 1960 en la región Noroeste aparecen resumidos en el cuadro 30. Una información más detallada se encuentra en los cuadros D₁ y D₂ del Anexo [?]. Se observa que en Jujuy, Tucumán y Catamarca la generación hidráulica de los servicios públicos tiene una participación relativa, alta: 70, 68 y 48 por ciento respectivamente.

En ella sólo se analizaron los servicios públicos porque una parte de la autoproducción se justifica por las distancias a que se encuentran de las principales ciudades los correspondientes consumidores, o por estar relacionada íntimamente con los procesos de producción.

Para determinar la capacidad generadora efectiva de los servicios públicos (1960) se tuvo en cuenta la antigüedad de las plantas y el estado en que se encuentran según la información que se dispuso. La capacidad

Cuadro 30

REGION NOROESTE: CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION EN 1960

Provincia	Servicio Público		Autoprodutores		Total	
	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
<u>Catamarca</u>						
Capacidad (MW)	2.0	6.3	-	0.6	2.0	6.9
Energía (GWh)	4.0	8.8	-	0.5	4.0	9.3
<u>Jujuy</u>						
Capacidad (MW)	7.9	71.1	2.2	59.7	10.1	66.8
Energía (GWh)	7.0	10.0	2.2	73.1	9.2	83.1
<u>Salta</u>						
Capacidad (MW)	0.8	18.7	0.3	27.0	1.1	45.7
Energía (GWh)	1.7	37.4	0.3	48.1	2.0	85.5
<u>Stgo. del Estero</u>						
Capacidad (MW)	-	17.3	-	5.3	-	22.6
Energía (GWh)	-	31.0	-	12.7	-	43.7
<u>Tucumán</u>						
Capacidad (MW)	30.7	17.2	0.9	63.2	31.6	80.4
Energía (GWh)	79.0	37.0	0.9	79.1	79.9	116.1
<u>Totales</u>						
Capacidad (MW)	41.4	66.6	3.4	155.8	44.8	222.4
Energía (GWh)	91.7	124.2	3.4	213.5	95.1	337.7

Fuente: CEPAL-CFI a base de informaciones oficiales, principalmente de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles "Energía Eléctrica Año 1960" - Buenos Aires.

garantida hidráulica se estimó, en tanto que la térmica se calculó como el 80 por ciento de la efectiva. Para el conjunto de los servicios públicos los valores obtenidos son: $P_e = 72 \text{ MW}$ y $P_g = 60 \text{ MW}$. Idealizando un sistema integrado en la forma en que aparece en el plano D-1, se fijó para él en aquel año un factor de carga de 0.47 con lo que la demanda máxima en centrales se apreció en unos 53 MW.^{14/}

iii) Proyección de la demanda

Para determinar el crecimiento de la demanda se aplicaron las dos hipótesis señaladas al respecto. Las tasas anuales correspondientes para los servicios públicos están calculadas de modo de incorporar paulatinamente a ellos una parte de la autoproducción de manera tal, que para 1980 la participación de ella en la generación total sea sólo de un 18 por ciento en lugar del 50 por ciento que representó en 1960. Para pasar de la demanda en centrales a la correspondiente en los centros de consumo, se empleó el coeficiente 1.15 (15 por ciento de pérdidas). Véase el gráfico ~~SIII~~ y la tabla D-3 en el Anexo

iv) Programación de centrales

Para la programación de las centrales generadoras se estudió la forma de cubrir las curvas de demanda con las existentes y previstas por los planes de desarrollo, tanto de A. y E.E. como provinciales. El grupo CEPAL-CFI realizó también una evaluación preliminar técnico-económica de los proyectos correspondientes a las obras aún no iniciadas, en la medida en que lo permitieron las informaciones disponibles y el grado de elaboración de aquellos.

^{14/} En los informes y curvas de carga de A. y E.E. para el distrito de Tucumán (1960) se indica: generación 118.7 GWh, demanda máxima 28.7 MW.

Por otra parte el informe sobre el aprovechamiento del Río Pasaje (Cabra Corral) contiene las siguientes estimaciones para el mismo año:

	<u>Generación (GWh)</u>	<u>Demanda Máxima (MW)</u>	<u>Factor de carga</u>
Ciudad de Tucumán	69.5	16.8	0.47
Tucumán, Salta y Jujuy	98.4	24.0	0.47

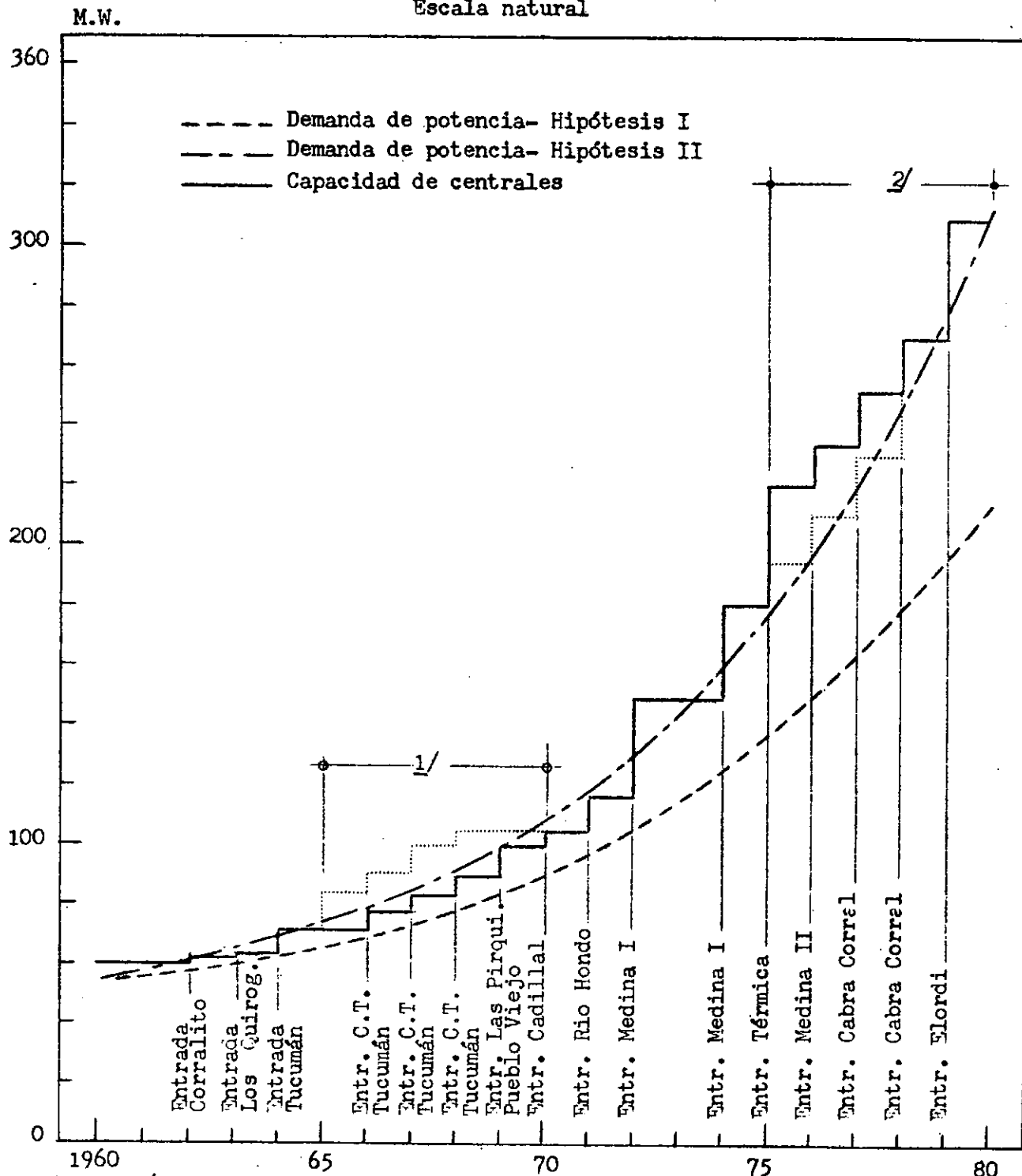
Gráfico 6

ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO NOROESTE
POTENCIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES
 Y DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS

Servicio Público

Escala natural



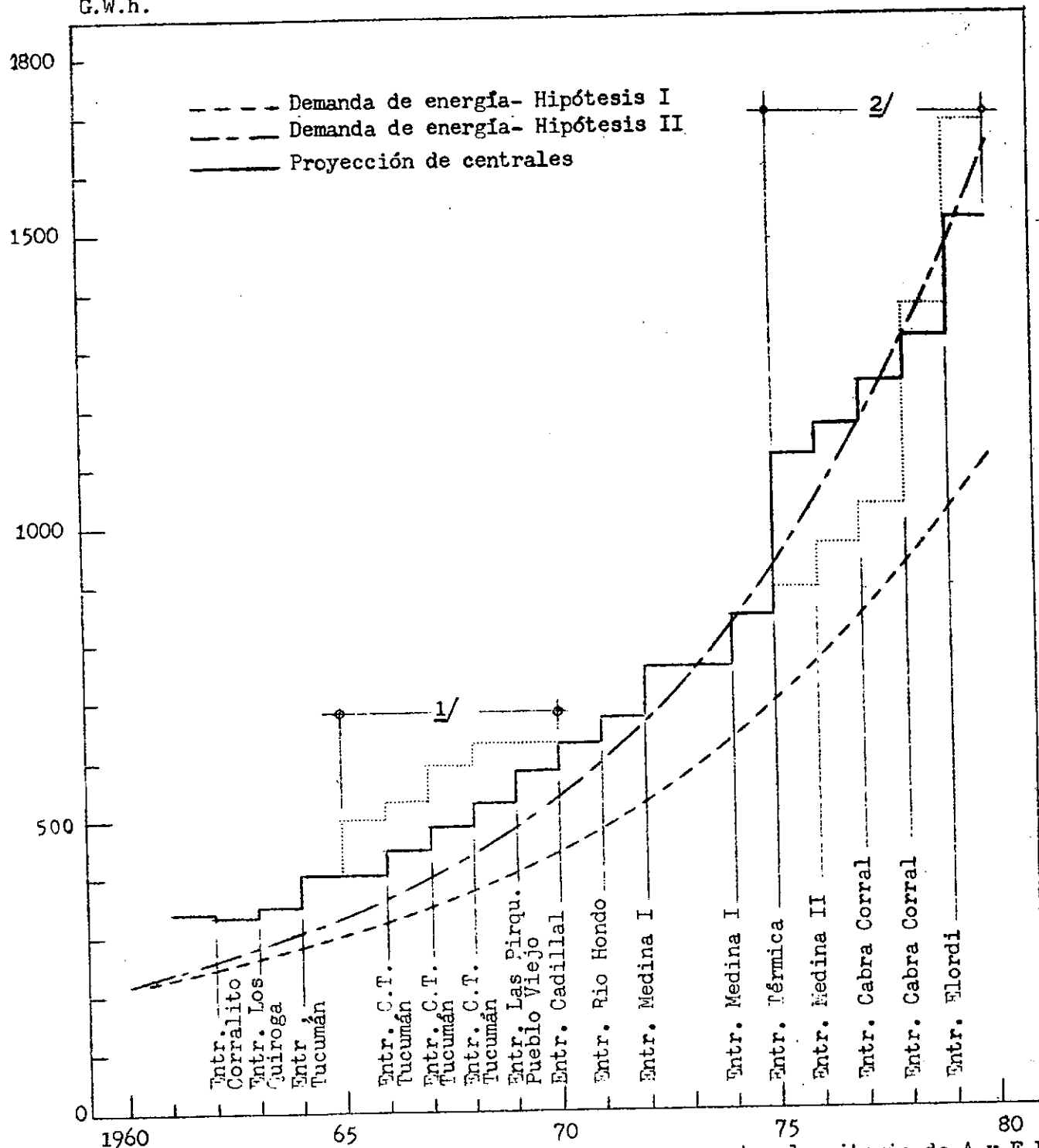
Nota: 1/ La proyección de centrales "punteada" representa el criterio de A. y S.T., con la que habría sobre equipamiento. Durante este período habría que cerrar la interconexión Tucumán-Jujuy

2/ La proyección de centrales "punteada" sería siguiendo el criterio de incorporar solo centrales hidráulicas, no se recomienda porque el bajo factor de utilización (F.U.) de las mismas no garantizan poder cubrir la demanda de energía eléctrica.

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES
Y DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público

Escala natural

G.W.h.



Nota: 1/ La proyección de centrales "punteada" representa el criterio de A.y E.E. con la que habría sobre equipamiento. Durante este período habría que cerrar la interconexión Tucumán-Jujuy

2/ La proyección de centrales "punteada" sería siguiendo el criterio de incorporar solo centrales hidráulicas, no se recomienda porque el bajo factor de utilización (F.U.) de las mismas no garantizan poder cubrir la demanda de energía eléctrica.

De acuerdo a los resultados obtenidos, las centrales hidráulicas nuevas que se aconsejaría instalar en el período analizado, (siempre que se cumplan los supuestos señalados, se confirmen o mejoren las características propias de esos proyectos o no surjan otros mejores), son las siguientes:

- Medina I y II con 90 MW y 280 GWh de generación media anual;
- Cabra Corral con 36 MW y 150 GWh de generación media anual;
- Elordí con 200 MW y 650 GWh de generación media anual. (Véase el gráfico **6m** y la tabla D-4 del Anexo.)

La programación aquí propuesta para el período 1965-70 difiere de la anticipada por A. y E.E. apareciendo esta última con un sobre-equipamiento que no se justificaría. En ese lapso habría que efectuar la interconexión entre Jujuy, Salta y Tucumán para un mejor aprovechamiento de los recursos naturales y financieros.

En 1972 convendría que entrara en servicio la primera parte de la central hidráulica Medina, la que luego se seguiría ampliando escalonadamente de acuerdo a los requerimientos posteriores.

En 1975 se aconsejaría instalar una central térmica de 50 MW pues solamente las centrales hidroeléctricas no proveen al sistema de la energía que éste necesita. Esta incorporación no elimina a las hidráulicas sino simplemente posterga su entrada y las complementa. Estando el sistema integrado, esta planta podría estar constituida por dos unidades de 25 MW cada una, colocadas en el centro gravitacional del consumo.

En 1977/78 debería entrar en funcionamiento la central hidráulica Cabra Corral para poder cubrir la demanda del sistema en esos años.

En 1979 se prevé la puesta en servicio de la central hidráulica Elordí de la que se requerirán sólo alrededor de 50 MW y 200 GWh para el sistema que se examina. El resto podría utilizarse en la etapa siguiente; pero si en esa época el Sistema Central (Córdoba) lo requiere,^{15/} probablemente

^{15/} El estudio de los Sistemas Central (Córdoba-San Luis) e interconectado Central-Andino parecen conducir a la conclusión de que la energía generada por la central Elordí en exceso a las demandas del Sistema Noroeste, tendría colocación en aquellos mercados anteriormente citados.

Por lo tanto podría adelantarse la central Elordí, puesto que el costo del kWh sería suficientemente bajo como para resistir el adicional del transporte hasta Córdoba, en condiciones comparativamente ventajosas con el kWh térmico equivalente generado en esta ciudad, con un precio de 1.80 dólares por millón de kilocalorías.

resulte entonces conveniente la complementación y la construcción de la línea Tucumán-Córdoba para transmitir el sobrante a ese sistema (Ver "Aprovechamiento Río Bermejo" Ficha N-0 2).

Esta región eléctrica, cuya definición como tal está sujeta a las limitaciones a las que antes se hizo referencia, es la de mayor superficie en el país y la de menor población.

En ella se encuentran algunas de las reservas hidráulicas argentinas más grandes en cuencas no internacionales como la del Río Negro con un módulo de 1 026 m³/seg. (Paso Roca) y la del Río Santa Cruz con cerca de 1.000 m³/seg (Condor Cliff).

Sus centros de consumo actuales se hallan muy dispersos en esta inmensa región, a lo largo de los ríos Colorado y Negro, en el valle inferior del Chubut, y principalmente en los centros de industrias extractivas como Comodoro Rivadavia y Río Turbio y algunos puertos.

El consumo eléctrico por habitante es el más alto del país debido esencialmente a la autogeneración que representa el 72 por ciento de la producción eléctrica total, es decir que la demanda industrial representa bastante más de las tres cuartas partes de esa producción total.

La generación es térmica en un 76 por ciento (año 1961).

La capacidad instalada y producción del año 1960 puede apreciarse en el cuadro 31.

Las perspectivas de desarrollo de los aprovechamientos hidroeléctricos parecen halagadoras a lo largo del curso medio y superior del Río Colorado (desde el aprovechamiento de Huelches y Saltos Andersen a Bardas Blancas); en los afluentes del Río Negro (Limay y Neuquén); en la región de los lagos, y tal vez, aunque en forma más aleatoria, en la Península Valdés (central mareomotriz); curso superior del Río Chubut y el Río Santa Cruz.

Actualmente las únicas centrales hidroeléctricas dignas de mención (inferiores a los 10 MW) se hallan ubicadas a lo largo del Río Negro y se encuentra en estado avanzado de construcción la central Florentino Ameghino en el curso inferior del Río Chubut (36 MW).

Cuadro 31

REGION PATAGONICA: CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION ELECTRICA EN 1960

Provincia	Servicio Público		Autoprodutores		Total	
	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
<u>Chubut</u>						
Capacidad (MW)	0.3	6.9	-	72.2	0.3	79.1
Producción (gWh)	1.2	10.2	-	266.4	1.2	276.6
<u>La Pampa</u>						
Capacidad (MW)	-	11.6	0	1.5	-	13.1
Producción (gWh)	-	22.2	-	0.9	-	23.1
<u>Neuquén</u>						
Capacidad (MW)	0.5	4.0	0.2	9.1	0.7	13.1
Producción (gWh)	1.2	6.4	...	17.2	1.2	23.6
<u>Río Negro</u>						
Capacidad (MW)	11.6	10.6	-	3.6	11.6	14.2
Producción (gWh)	64.6	9.0	-	3.1	64.6	12.1
<u>Santa Cruz</u>						
Capacidad (MW)	-	3.0	-	7.1	-	10.1
Producción (gWh)	-	6.9	-	12.3	-	19.2
<u>Tierra del Fuego</u>						
Capacidad (MW)	-	0.3	-	0.1	-	0.4
Producción (gWh)	-	0.6	-	0.2	-	0.8
TOTALES						
Capacidad (MW)	12.4	36.4	0.2	93.6	12.6	130.0
Producción (gWh)	67.0	55.3	-	300.1	67.0	355.4

Fuente: CEPAL-CFI a base de informaciones oficiales principalmente de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles "Energía Eléctrica - Año 1960" - Buenos Aires.

El único estudio elaborado y actualizado, cuyo proyecto está próximo a terminarse es el del conjunto Chocón-Cerros Colorados, al que se hizo referencia al examinar el abastecimiento de la región Litoral, y que, como la mayor parte de las obras

hidroeléctricas del sur se justifica únicamente si es posible transmitir su energía a lejanos centros de consumo, ya que los locales son pequeños y dispersos.

Este panorama puede cambiar sustancialmente en el futuro en la medida que se exploten las riquezas de la zona y allí se localicen industrias, como la del aluminio o el hierro, de alto consumo eléctrico.

En el futuro inmediato salvo alguna obra de la naturaleza antes señalada, la satisfacción de la demanda local se hará principalmente de fuente térmica.

Por el contrario, como ya se ha señalado, la Patagonia ofrece buenos recursos hidroeléctricos para alimentar en un futuro inmediato regiones vecinas: aparte del complejo Chocón-Cerros Colorados pueden citarse los anteproyectos denominados: Perito Moreno, Alicurá, Piedra del Aguila, Bardas Blancas, etc., cuyas características principales pueden consultarse en las fichas que aparecen en el Capítulo XI.

El esquema eléctrico más desarrollado actualmente es el que se extiende a lo largo del río Negro y que constituirá una vez construida la línea Chocón-Cerros Colorados-Buenos Aires, el eje alrededor del cual se vincularán los otros sistemas locales al sistema regional del norte de la Patagonia.

f) Región eléctrica Noreste

La generación del año 1960 en la región Noreste fue de 180 gWh correspondiendo el 30 por ciento aproximadamente a la autoproducción. (Véase el cuadro 32. La totalidad de la generación fue térmica ^{16/} con una participación casi igual de las centrales a vapor y combustión interna.

Existen tres proyectos hidroeléctricos a niveles distintos de investigación y estudio y de características disímiles:

i) Paray Guazú, sería una central a pie de embalse ubicadas en el río del mismo nombre en la provincia de Misiones, con una capacidad de 28 MW. Alimentaría principalmente la zona central y sudoeste de Misiones y ~~que justifica~~ ^{que justifica} caría solamente si se mantienen allí los altos costos del fuel-oil. Para mayores detalles sobre sus características y la evaluación técnico-económica de sus posibilidades al nivel de los antecedentes existentes, véase la ficha correspondiente en el capítulo ~~XC~~.

^{16/} Existen algunas centrales hidráulicas muy pequeñas de autoproducción sobre las cuales se carecen de datos precisos.

ii) Yaseribi, sería de una obra similar a la del proyecto anterior, pero sobre la que no fue posible obtener una información feaciente.

iii) Apipé, se trata de una obra internacional de gran aliento sobre el río Paraná en la frontera con el Paraguay, cuyo estudio está a cargo de una comisión técnica mixta paraguayo-argentina (C.M.T.). Por la potencia de la instalación prevista (2 100 MW) y su gran capacidad de generación media anual (más de 13 000 gWh) que exceden ampliamente las exigencias del mercado regional y considerando el bajo costo que presumiblemente tendría el kWh generado, parece económicamente justificable el transporte de la mayor parte de esa energía al sistema Litoral en una primera etapa (hacia 1976-78). Posteriormente, con el transcurso del tiempo sería necesario distribuir un porcentaje cada vez mayor de la producción en las regiones vecinas. Se estima de gran interés intensificar los estudios y poder contar a la brevedad con un proyecto.

Da realizarse esta obra en un futuro no muy lejano, para el abastecimiento de la región Litoral, resultarían innecesarias por ahora y relativamente poco económicas, las otras dos centrales hidroeléctricas anotadas anteriormente.

Dada la gran dispersión y escasa entidad de los centros de carga en el sistema, y teniendo en cuenta además las necesidades inmediatas de energía (que no podrán ser satisfechas luego por ninguna de las centrales a que se ha hecho referencia), se prevé un desarrollo predominantemente térmico, al menos hasta 1974; fecha en que podría resultar de interés la entrada en servicio de Piray Guazú, por ejemplo. La única excepción que se contempla sería el posible suministro de energía hidroeléctrica al extremo noroccidental de la provincia de Misiones desde la central paraguaya de Acaray, que se encuentra en construcción.

Se estima posible que con un estudio detallado de otros aprovechamientos hidroeléctricos podría justificarse el tipo de centrales hidráulicas de reducidas capacidad y altura de caída, pero de mayor factibilidad económica, aprovechando los denominados grupos bulbo.

Cuadro 32

REGION NORESTE: CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION ELECTRICA EN 1960

Provincia	Servicio Público		Autoprodutores		Total	
	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
<u>Chaco</u>						
Capacidad (MW)	-	12.5	-	18.6	-	31.1
Producción (gWh)	-	28.5	-	33.2	-	61.7
<u>Corrientes</u>						
Capacidad (MW)	-	24.2	-	2.5	-	26.7
Producción (gWh)	-	72.2	-	3.3	-	75.5
<u>Formosa</u>						
Capacidad (MW)	-	4.1	-	1.4	-	5.5
Producción (gWh)	-	8.3	-	2.0	-	10.3
<u>Misiones</u>						
Capacidad (MW)	-	7.2	-	8.7	-	15.9
Producción (gWh)	-	14.5	-	18.4	-	32.9
TOTALES						
Capacidad (MW)		48.0		31.2		79.2
Producción (gWh)		123.5		56.9		180.4

Fuente: CEPAL-CPI a base de informaciones oficiales principalmente de la Dirección Nacional de Energía y Combustibles "Energía Eléctrica - Año 1960" - Buenos Aires.

Sistema eléctrico interconectado Andino-Central

Generalidades

Este sistema se crearía en 1968, con la interconexión de los sistemas Andino y Central mediante la construcción de una línea especial que uniría Mendoza, San Luis, Río Cuarto y Córdoba, con una capacidad de transmisión de 500 MW. aproximadamente. (Véase el ^{Hoja} ~~Plano~~ 544.) Como se indica en los capítulos correspondientes a cada sistema, esta conexión resulta conveniente porque al desarrollarse el potencial hidroeléctrico de Mendoza y San Juan, esta energía puesta en los centros de consumo de Córdoba, resulta más económica que la producida allí térmicamente, atribuyendo al combustible (gas o fuel oil) el precio de 1.80 dólares por millón de kilocalorías. ^{17/}

Si una revisión de precios por parte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales condujera a un descenso apreciable de ese valor (situación que tal vez podría producirse para el gas) debería entonces revisarse la conveniencia de la transmisión de energía del sistema Andino al Central en las nuevas circunstancias imperantes.

En los primeros dos años de operación de la línea de interconexión - durante los cuales la energía estrictamente deficitaria que demandaría la región central de la Andina sería reducida en relación a su capacidad de transporte - convendría transferir a Córdoba, en base, toda la energía hidroeléctrica excedente en la Andina para economizar allí combustible.

Se estima que esa sustitución de energía térmica por hidráulica podría alcanzar en los dos años a unos 300 millones de kWh en condiciones hidrológicas medias, al margen del apoyo requerido en energía y potencia.

Por las condiciones económicas favorables del aprovechamiento con fines múltiples de Elordi, en la provincia de Salta, (concebido como se señala en el Capítulo ... sin canales de navegación y el río limitado a las necesidades reales del país) eventualmente podría anticiparse en uno o dos años su construcción (1978 o 1979) con el objeto de conectar

^{17/} El precio actual del millón de kilocalorías de estos combustibles en Córdoba es de 2.40 dólares.

también esta central al sistema combinado Andino-Central con una línea de 200 MW de capacidad aproximadamente (380 kV) que la uniría a Córdoba para colocar allí las tres cuartas partes de su energía y potencia.

ii) Medios de generación disponibles

La situación de este sistema en materia de centrales generadoras en 1960 podría obtenerse como integración de las presentadas separadamente para el Andino y el Central. Pero en realidad las condiciones iniciales de él se establecen en 1968, año en que como ya se vio, parece recomendable la interconexión de ellos. Véase el cuadro...?

iii) Proyección de la demanda 1968-80

La determinación de la demanda futura en el caso del Sistema Combinado Andino-Central se examinó más detenidamente por tratarse de la integración de dos sistemas con curvas de carga diferentes que requería el análisis de la demanda y su abastecimiento para cada una de las estaciones del año. Se dieron en este sentido los siguientes pasos:

- A base de los datos existentes para 1960 en los sistemas Andino y Central se determinó la distribución estacional de la energía anual en cada sistema, con el objeto de sumarlas separadamente. Para la determinación de la demanda máxima estacional, se procedió similarmente para ese mismo año, observándose que la demanda máxima anual para el Sistema Combinado no es la suma de las máximas de cada sistema, porque se presentan en estaciones distintas. Los factores de carga estacional y anual del Sistema Combinado se dedujeron de los datos anteriores (véase el cuadro 33).
- Para la determinación de las características de la demanda en 1970, 1975 y 1980, se distribuyó estacionalmente la energía anual calculada para cada sistema (en la proyección general de la demanda vista anteriormente) en la relación observada para 1960. Con criterios similares a los señalados fue posible definir, además, las demandas máximas y los factores de carga estacionales y anuales del Sistema Combinado. En el cuadro señalado la demanda está dada en las centrales.

- Finalmente, se confeccionó por interpolaciones el gráfico G-1, que contempla la situación año a año. Véase también la tabla G-1.

iv) Medios de generación previstos

La programación se efectuó por periodos, empezando y terminando en los años 1970, 1975 y 1980, que fueron los años de referencia para establecer los diagramas de carga modificados. Las conclusiones derivadas de los estudios correspondientes ^{18/} se sintetizan así:

- De 1968 a 1970 habría que instalar unos 90 MW en unidades térmicas (grupos no menores de 30 MW de capacidad en un lugar del sistema que se estudiaría especialmente) y concluir la central hidráulica Nihuil III para 1969.

Una parte de la potencia térmica antes indicada podría ser eventualmente sustituida por la central La Viña II. No fue posible la evaluación de este proyecto por no haber podido obtener la información necesaria sobre él.

- De 1970 a 1975 parecería conveniente la entrada en servicio de las centrales de los ríos Tunuyán y Diamante además de 240 MW térmicos complementarios. Las centrales del Tunuyán que corresponden al aprovechamiento de los dos saltos estudiados, deberían habilitarse entre 1971 y 73, de acuerdo a las necesidades de la demanda; simultáneamente debería ponerse en operaciones la capacidad térmica señalada.

El aprovechamiento del río Diamante, según la alternativa elegida en primera instancia, contempla la central Agua del Toro que se estima debería entrar a operar entre 1974 y 1975. La posibilidad de construir otra central en La Buitrera que complementa el aprovechamiento total del río de acuerdo a la alternativa elegida, no se incluyó en esta programación, por no ser necesaria su contribución en este periodo.

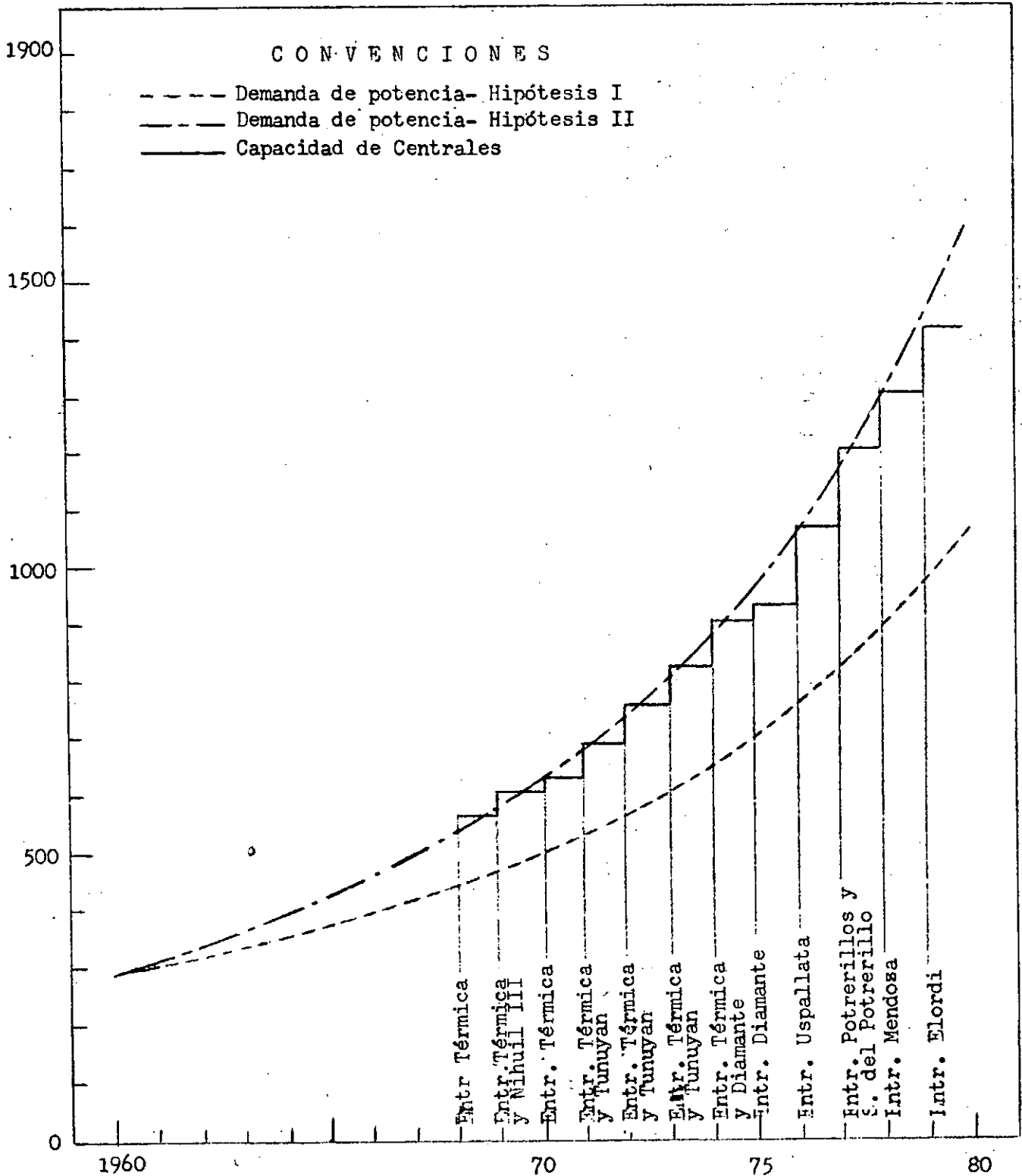
^{18/} Véase: Distribución de la energía y potencia en las curvas de carga modificadas de 1970 y 1975, en el estudio del Aprovechamiento del Río Diamante.

Gráfico 7

ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO ANDINO-CENTRAL
POTENCIA
 PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
 DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público y Autoproducción

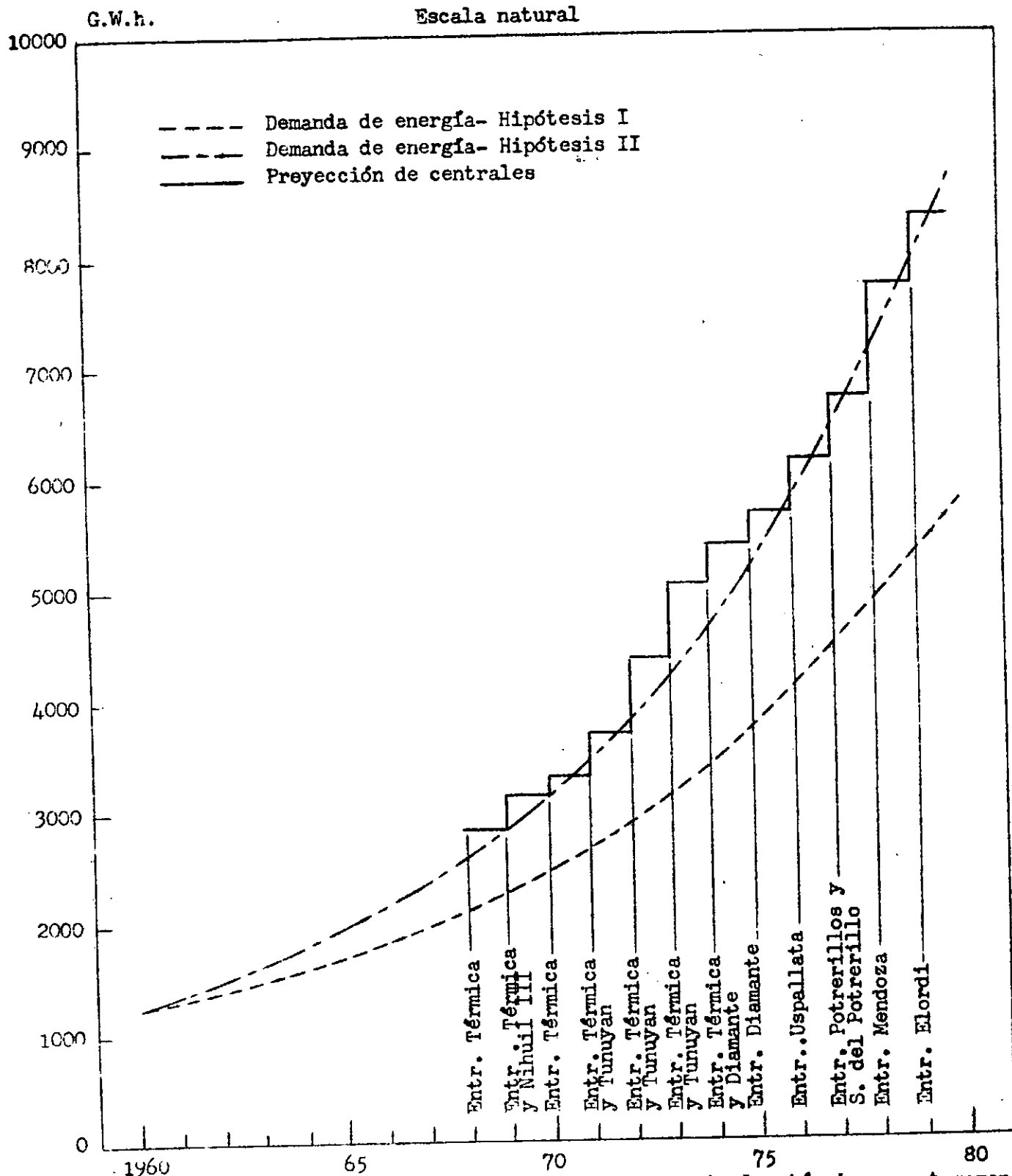
M.W.

Escala natural



ARGENTINA : SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO ANDINO-CENTRAL

ENERGIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público y Autoproducción

Nota: El aparente exceso de energía se debe a que las centrales térmicas se tomaron con 5000 horas de utilización, para apreciar la máxima generación posible. Las centrales Río III N° 4 y 5 no se recomendaron por no parecer económicamente beneficiosas. De la central "La Viña N° 2 no se posee suficientes referencias del proyecto.

8-
Cuadro 33

SISTEMA INTERCONECTADO ANDINO-CENTRAL

Demanda estacional en centrales - Hipótesis II

Año	Pm. MW	Energía gWh	Horas equiv.
<u>Verano</u>			
1960	286	315	1 100
1970	586	794	1 355
1975	889	1 335	1 502
1980	1 495	2 246	1 502
<u>Otoño</u>			
1960	289	309	1 067
1970	627	780	1 243
1975	950	1 310	1 378
1980	1 595	2 201	1 378
<u>Invierno</u>			
1960	290	284	976
1970	629	719	1 144
1975	951	1 208	1 268
1980	1 596	2 020	1 268
<u>Primavera</u>			
1960	271	309	1 139
1970	579	780	1 347
1975	876	1 310	1 496
1980	1 471	2 201	1 496
<u>Anual</u>			
1960	290	1 217	4 187
1970	629	3 073	4 888
1975	951	5 163	5 431
1980	1 596	8 668	5 431

- De 1976 a 1980, se prevé sólo tentativamente la incorporación de varias centrales hidráulicas del río Mendoza porque aún están pendientes de estudio otros recursos como los del río San Juan, que podrían resultar económicamente más convenientes. Por otra parte debería reestudiarse el aprovechamiento del Mendoza que parece susceptible de sensibles mejoras en relación a los proyectos preparados entre 1949 y 1952. En este período podría contemplarse la utilización de La Buitrera (Diamante) además de la utilización parcial de la capacidad de la central Elordi (en la región Noroeste) por sus favorables características. ^{19/} Véase también la tabla G-2.

En forma similar se examinó la proyección de la demanda del servicio público únicamente, y la forma de satisfacerla. Dado el margen de error admisible en el análisis realizado, se ve que no hay una diferencia apreciable con la programación tentativa de centrales indicada anteriormente. (Véase el gráfico G-2.)

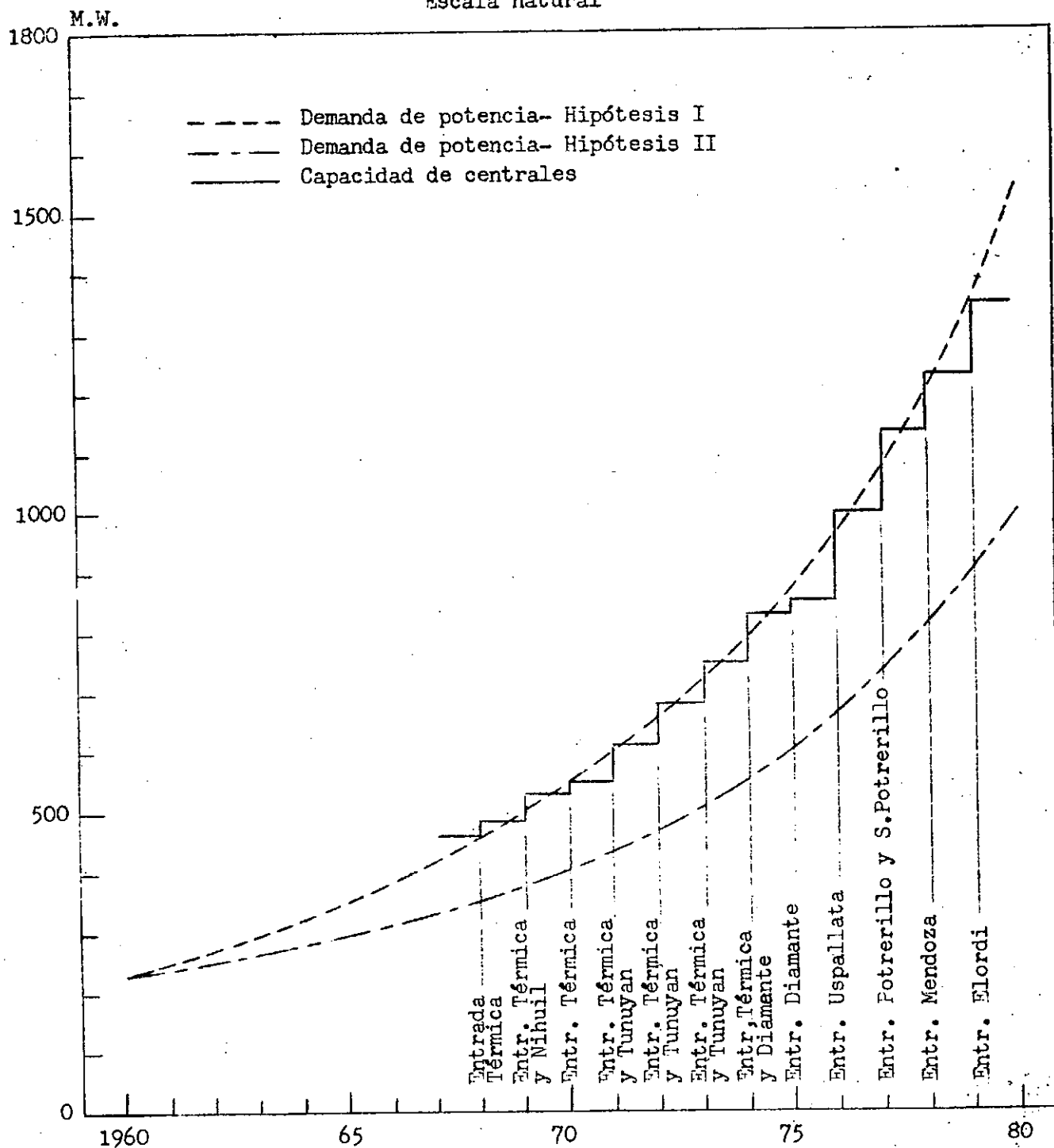
^{19/} Su relación beneficio/costo, no sólo es conveniente en el sector energético, sino también en los de riego y control de sedimentos.

Gráfico 8

ARGENTINA : SISTEMA INTERCONECTADO ANDINO-CENTRAL
POTENCIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público

Escala natural

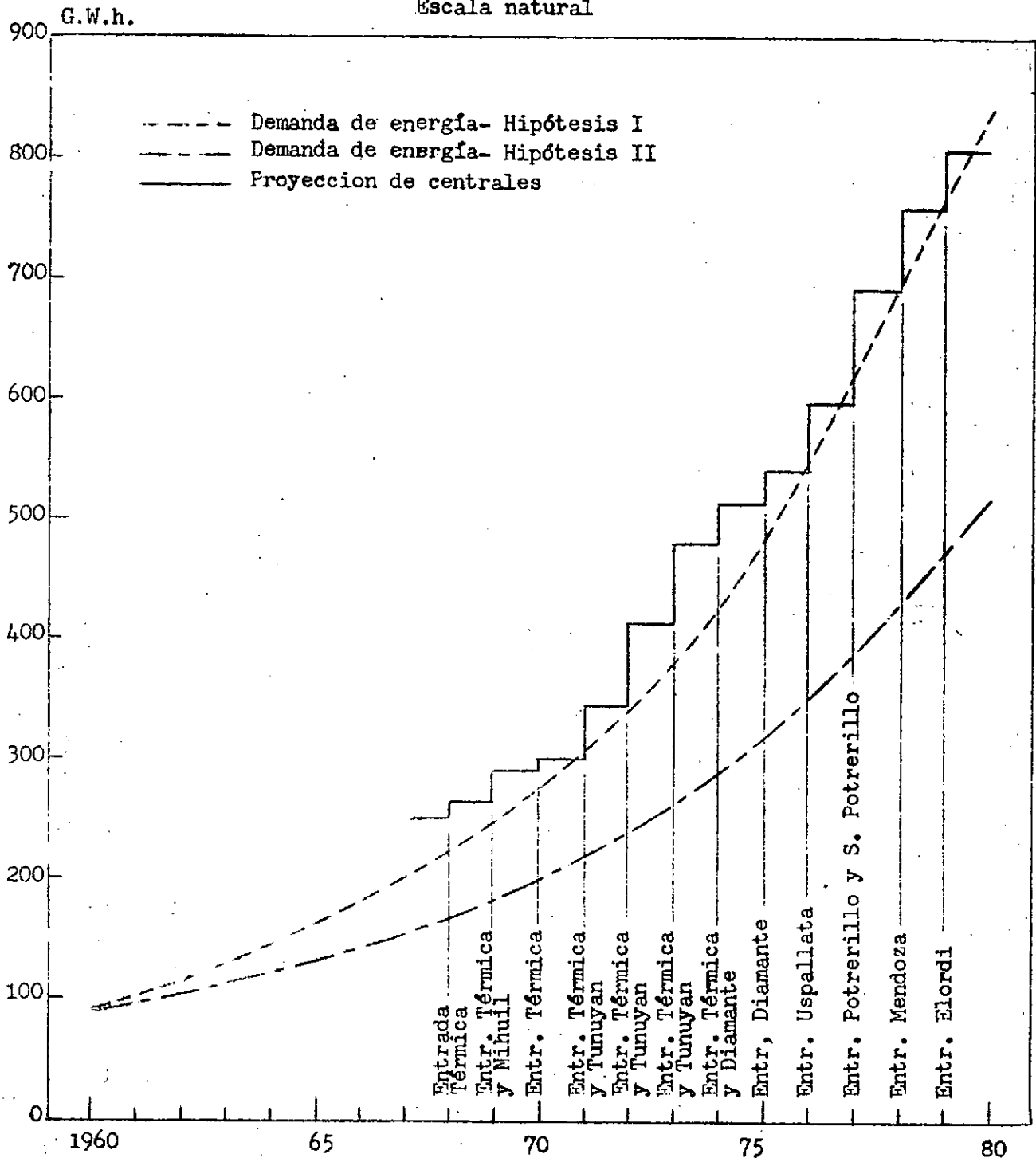




ARGENTINA : SISTEMA INTERCONECTADO ANDINO-CENTRAL
ENERGIA

PROYECCION DE LA DEMANDA EN CENTRALES Y
DE LOS MEDIOS DE PRODUCCION PREVISTOS
Servicio Público

Escala natural



E. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En relación al estudio efectuado en este campo, se ha considerado oportuno resumir las conclusiones y recomendaciones que se indican a continuación:

A. Proyecciones de la demanda

Salvo contadas excepciones los estudios que se han realizado sobre este tema en la Argentina, han sido fraccionarios e incompletos, debido principalmente a las siguientes causas:

- a) Porque frecuentemente se los ha abordado sólo como un aspecto lateral o complemento, más o menos secundario, dentro de la evaluación técnico-económica de determinados recursos;
- b) Por las limitaciones que surgen del estudio de mercados cerrados y restringidos, en ámbitos geográficos que no contemplan las posibilidades y conveniencias de la extensión e integración de sistemas regionales;
- c) Por la ausencia de planes económicos de desarrollo en los distintos niveles, o en su defecto de lineamientos definidos de política energética que permitan realizar la proyección del sector eléctrico en el cuadro económico general.
- d) Por la ausencia de un organismo técnico que analice en forma sistemática e integral los problemas relativos a las demandas eléctricas en todo el país y oriente en caso necesario cualquier estudio especial que se presente.

En consecuencia, parece indispensable, ~~asegurar~~ ^{asignar} a ~~distintos~~ ^{distintos} niveles la continuidad de investigaciones y análisis que permitan mantener al día los estudios acerca de la demanda de energía eléctrica, en todo el país, en estrecha relación con la actividad económica general y para la previsión de la expansión de los servicios a corto y a largo plazo. (Véase "Algunas observaciones sobre los diagramas de carga argentinos" - Anexo [?]....)

B. Estudio del potencial hidroeléctrico económico

En el análisis esquemático del estado de más de 160 estudios, proyectos o anteproyectos de obras hidroeléctricas posibles - que representarían más de 17 millones de kW instalables - permite arribar a la siguiente conclusión.

La mayor parte de esos estudios no pueden ser evaluados convenientemente o porque carecen de informaciones básicas - una o varias - (topográficas, geológicas, hidrológicas, de mecánica de suelos de estudio de mercados, etc.), o porque aparecen obsoletos en aspectos técnicos y presupuestarios (hay varios ejecutados hace más de 10 y aún 15 años que requieren actualización).

El grado de elaboración de los estudios varía grandemente como puede observarse en tres proyectos de la cuenca del Plata:

- El de Salto Grande en el río Uruguay (proyecto de objetivos múltiples realizado conjuntamente con la República Oriental del Uruguay) que se encuentra prácticamente al nivel de planos y especificaciones constructivas.
- El de Apipé en el Alto Paraná (proyecto de objetivos múltiples realizado conjuntamente con la república del Paraguay) que tiene en curso las investigaciones y prospecciones geológicas y de mecánica de suelos (las topográficas e hidrológicas están muy avanzadas).
- Los del Paraná Medio, que se reducen a ideas imprecisas sobre 3 ó 4 aprovechamientos, de los cuales solamente el que corresponde al dique Santa Fe-Paraná, ofrece algunas cifras preliminares en cuanto a volumen de obra y generación. ^{20/}

^{20/} La complejidad de estos aprovechamientos en el curso medio de uno de los ríos más importantes del mundo y que pasa por la región argentina de mayor trascendencia económica actual, impone la necesidad de preparar un programa amplio y detallado de prospecciones y estudios. Revisten allí especial importancia los problemas de sedimentación, navegación y transporte, tanto por las características físicas como internacionales de la cuenca, que vincula a la Argentina con tres de sus países vecinos: Bolivia, Brasil y Paraguay. Por otra parte se plantea en relación a cualquier obra importante en el Paraná Medio o Superior, la posibilidad de una derivación hidráulica hacia el río Uruguay, además del aprovechamiento energético complementario de ambos ríos. Se citan aquí estos problemas, exclusivamente para evidenciar la interrelación de los estudios e investigaciones que deben realizarse para la formulación y evaluación de un proyecto.

Puede afirmarse, en general, que en los estudios de aprovechamiento de cuencas argentinas, se presentan situaciones extremas dentro a cada una de ellas, similares a las recién descritas para el aprovechamiento del Río Paraná.

Por lo tanto, las investigaciones que tendrían que intensificarse en el próximo decenio deberían orientarse a la realización de estudios que permitan comprobar la factibilidad técnica y económica de posibles aprovechamientos:

- a) En los ríos San Juan, Grande de Mendoza, Alto Limay, Grande de Jujuy y del Noreste, con un programa mínimo a cumplirse en un plazo no superior a 10 años.
- b) En los ríos ~~Mendoza~~, de Córdoba, Bermejo, Juramento y Salado por revisión, actualización y complementación de anteproyectos anteriores. En este grupo conviene adjuntar el posible aprovechamiento ~~mareo~~-motriz de Península Valdés.

Adicionalmente deberían prepararse o actualizarse los pliegos de condiciones y bases de licitación de proyectos reconocidos ya como convenientes, tales como: los del río Medina, Nihuil III, Chocón-Cerros Colorados (después de la terminación del proyecto en curso), etc.

C. Evaluación de las centrales hidroeléctricas

Las obras hidráulicas de propósitos múltiples que incluyen centrales hidroeléctricas, no han sido objeto en la Argentina (salvo contadas excepciones), de evaluaciones, que contemplen los otros usos del agua, de acuerdo a las necesidades y demandas efectivas de la zona o región pertinente.

En algunos casos en los que se realizaron evaluaciones ~~estima-~~tivas de los otros beneficios, las obras han sido concebidas aisladamente, y a menudo ~~sobreestimando~~ la colocación de su energía.

En otros casos, el excesivo optimismo sobre un espontáneo ~~creci-~~miento del sector agrícola, por la simple existencia de obras de regulación, ha conducido a la realización de inversiones importantes en las presas, pero sin crear simultáneamente las condiciones para que la colonización y las nuevas zonas de riego puedan materializarse.

Parece haber sido práctica corriente en las evaluaciones, la inclusión de las inversiones correspondientes al embalse (abarcando la expropiación de las tierras a inundar) y a la central hidroeléctrica, pero la exclusión de las correspondientes a la colonización e implantación agrícolas y al tendido de líneas de transmisión y redes de distribución de la energía.

Sería necesario establecer en este sentido un conjunto de criterios y normas para la formulación de proyectos hidráulicos que contemplen las necesidades de todo los sectores relacionados con el agua según las modalidades de cada zona del país. Así se obtendrían proyectos más armónica y económicamente concebidos por la orientación directora de las evaluaciones realizadas para cada función. Este modo de proceder, que involucra una distribución equitativa de los costos comunes, favorecería a la generación hidroeléctrica en relación al actual modo de proceder en que corrientemente se evalúan aprovechamientos de propósitos múltiples por los beneficios de uno sólo de los usos del agua. ^{21/}

Conviene subrayar aquí la importancia que debe concederse a los estudios sobre colocación de la energía en las curvas de carga en función de las características de todas las centrales que alimentan al sistema correspondiente, y de las posibilidades de aprovechamiento desarrollables, no de una vez, sino por etapas.

El acertado equilibrio en los programas entre las centrales hidráulicas (de base y de punta) y térmicas debería ser también motivo de especial consideración en el establecimiento de tales criterios y normas.

D. Construcción de las centrales hidroeléctricas

Se ha constatado que después de un rápido incremento de la capacidad hidráulica instalada entre 1945 y 1955, especialmente a partir de la creación de A. y E.E. (1947), se ha producido la casi paralización de varias obras iniciadas entre 1948 y 1958, con el consiguiente perjuicio técnico y económico. La suma de las capacidades de esas centrales hidroeléctricas alcanza a unos 340 MW, indicándose entre paréntesis las fechas de comienzo de los trabajos:

^{21/} Véase el informe de la firma consultora de Salto Grande.

- "F. Ameghino", 46 MW, (1950);
- "Valle Grande, incremento de la generación de Nihuil I" en 130 gWh (1958);
- "Nihuil II", 85 MW (1950);
- "Las Piriquitas", 2 MW (1946/49);
- "Río Hondo", 12 MW (1958);
- "Pueblo Viejo", 15 MW (1958);
- "Ing. Reolin" (Río III^o, 4); 38 MW (1958);
- "Agua del Toro" 120 MW (iniciada y paralizada en 1959);
- "Ullón", 40 MW (1958).

La importancia de estas obras adquiere su verdadero relieve si se tiene en cuenta además la influencia de ellas sobre ~~diversos~~ sectores que utilizan el agua como por ejemplo, el riego y el control de inundaciones.

Este estado de cosas se debería principalmente a la falta de fondos de A. y E.E., organismo que las promovió y adjudicó.

Es indudable que la capacidad empresarial hubiera permitido terminar los trabajos en un plazo comprendido entre 4 y 6 años, mientras que al ritmo actual se estima que esas 9 obras demorarán en promedio más de 11 años.

En tales condiciones, las cargas financieras resultan excesivamente abultadas por los intereses intercalares correspondientes a plazos de construcción que son el doble o triple de los usuales.

Además se estima que los precios unitarios reales de las obras civiles se elevan en un 20 por ciento o más, por el reducido rendimiento a que trabajan los equipos de construcción.

Sin embargo, el perjuicio económico es muy superior debido a la no producción de energía en el período que constituye el atraso de la puesta en marcha de las centrales (lucro cesante). En efecto, o esa energía tuvo que generarse en condiciones anormalmente caras (instalaciones de emergencia u obsoletas) o simplemente no se generó, restringiéndose el consumo de la electricidad como factor de producción principalmente. 22/

22/ Véanse las estadísticas de consumo de los servicios públicos que registran el descenso de la participación del sector industrial.

Esta última alternativa, la más probable, añadiría una causa más a las determinantes del lento desarrollo económico de determinadas regiones.

El costo del perjuicio así inferido a la economía nacional (por los tres conceptos señalados), sería equivalente al de las centrales, según se desprende de rápidas estimaciones realizadas. Dicho de otro modo, con lo que al país le cuestan esas "obras lentas", se podrían realizar el doble de instalaciones a condición de ejecutarlas a "ritmo normal". ^{23/}

E. Explotación de las centrales hidroeléctricas

La existencia de centrales a pie de embalse sin las correspondientes presas de compensación (caso del Nihuil I durante más de 10 años) restringe la explotación a las necesidades del riego que obliga a efectuar enormes descargas de agua sin turbinar, (con la consiguiente pérdida de energía y reducción de potencia garantida).

Por otro lado, la falta de interconexión entre distintos sistemas eléctricos, y la ausencia de centros únicos de despacho, determinan un tipo de explotación en la cual no se combinan en forma adecuada las características complementarias de las centrales térmicas de base, e hidráulicas de punta y semi-punta.

23/ Dos casos típicos de falta de planificación técnica y financiera parecen las obras que a continuación se indican:

- Florentino Ameghino. Se terminó el dique de embalse en 1963, 13 años después de iniciarse las obras. El ritmo de hormigonado (que demoró 10 años) fue en promedio de 4 000 m³ al mes, con una capacidad efectiva de los equipos de trabajo 15 000 m³. La maquinaria para la central se encuentra allí desde 1960, habiéndose iniciado las obras civiles pertinentes en 1962. La línea de transmisión aún no ha sido licitada (1964).
- Nihuil II. Se iniciaron los trabajos en 1956 y sólo se han ejecutado en 8 años como un 30 por ciento de las obras civiles. Los equipos electromecánicos se encuentran en obra desde 1959. La línea de transmisión no ha sido aún licitada.

Dos casos extremos son dignos de señalar, analizando las curvas de carga respectivas:

1. Gran Buenos Aires. El factor de carga en el año 1960 fue extraordinariamente alto (0.74) debido esencialmente a las restricciones en las horas de punta y a las limitaciones en la red de distribución. Por otro lado, la capacidad efectiva de las centrales se estimó para ese año en sólo el 80 por ciento de la nominal.
En tanto que en 1963 permaneció semiparalizada la central de San Nicolás que normalmente abastece ^a al Gran Buenos Aires, mientras funcionaban grupos de centrales menos eficientes y más antiguas, por la falta de un centro de despacho único y de estudio de la ubicación de cada central en la curva de carga.
2. Mendoza. La curva de carga en 1960 muestra una demanda ~~máxima~~ ~~máxima~~ en abril (otoño), sólo parcialmente justificada por bombeo del agua subterránea para riego, mientras en invierno se presenta muy baja.
La explicación de ~~esa~~ ~~anormalidad~~ sería la casi total paralización de la central hidroeléctrica Nihuil que careciendo de presa compensadora debió realizar ~~energéticas economías~~ de agua en invierno, al servicio de las necesidades del riego en verano, en ese año hidrológicamente pobre. ^{24/}

Estos ejemplos permiten puntualizar las siguientes recomendaciones:

- Lograr el aprovechamiento energético máximo del agua en las centrales hidroeléctricas en explotación o próximas a entrar en operaciones, realizando las inversiones adicionales necesarias.
- Integrar la energía hidroeléctrica con la térmica y explotar las centrales en conjunto combinando sus características complementarias mediante centros de despacho únicos.

^{24/} Se calcula que la presa de compensación "Valle Grande" a terminar próximamente, permitirá aumentar la generación de Nihuil I en 130 gWh. En 1960 debido a la ausencia de dicha presa y a la mala hidráulidad, la generación fue sólo de 70 GWh (unas 3 000 horas de funcionamiento al año).

F. Integración de los sistemas eléctricos aislados

La realización de una política de obras hidroeléctricas implicaría naturalmente la construcción de importantes líneas de transmisión, que facilitarían (por integración de centros de consumo menor) la ampliación de los sistemas eléctricos existentes y la interconexión entre estos últimos.

Hacia 1970 se prevén la interconexión de los sistemas Andino y Central, y el tendido de la línea Chocón-Cerros Colorados-Buenos Aires, que conectará la cuenca del Río Negro con el sistema del Litoral.

Posteriormente, las posibilidades de las centrales de Elordi, Cabra Corral y Medina en la región Noroeste, podrían justificar eventualmente la transmisión al Sistema Central de considerables bloques de energía mediante una extensa línea de alta tensión que las uniría a Córdoba. Asimismo, el proyecto de Apipé realizaría la vinculación del Noreste con el Litoral (1976-78) y tal vez se justifique entonces la conexión de los Sistemas Litoral y Central.

Por otra parte, con anterioridad a la terminación de las obras de Salto Grande podría resultar económicamente conveniente la interconexión del Sistema Litoral con el sistema Uruguayo. Uruguay recibiría energía térmica fuera de las horas de punta, mejorando el factor de utilización de los grandes grupos térmicos de Buenos Aires, y transmitiría a la Argentina energía de punta de sus embalses del Río Negro en invierno.

Ello significaría adelantar parte de las líneas de transmisión de Salto Grande a Buenos Aires y completar la red uruguaya Fray Bentos-Montevideo.

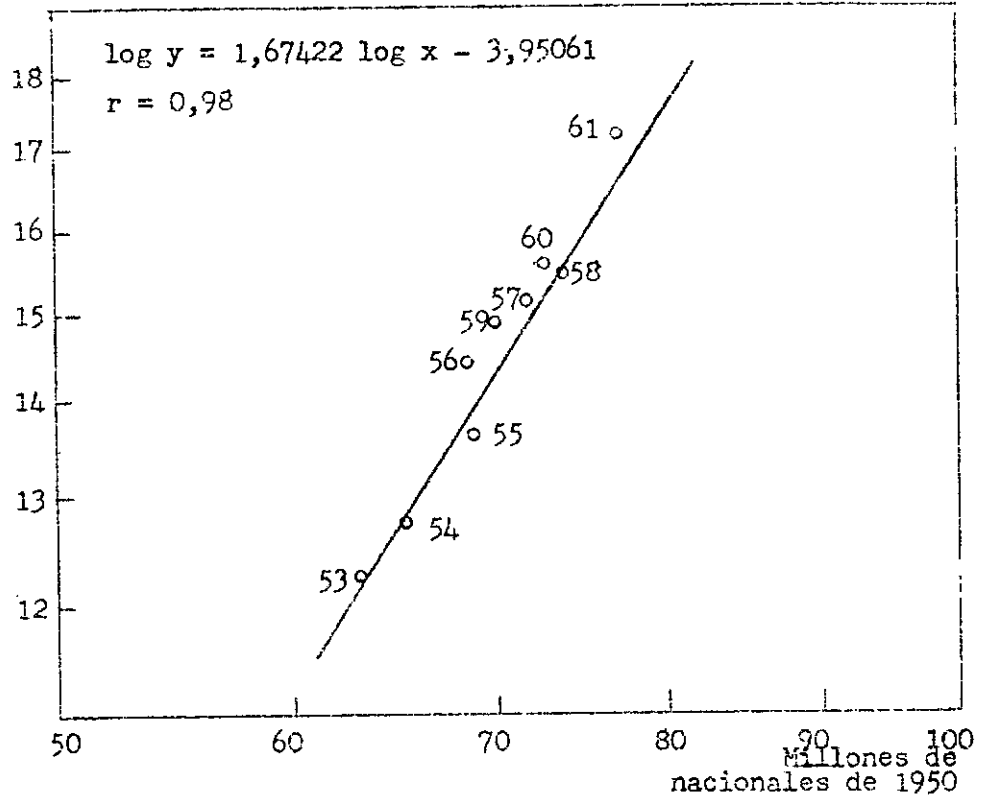
Gráficos

CONSUMO NETO DE ENERGIA Y PRODUCTO BRUTO INTERNO

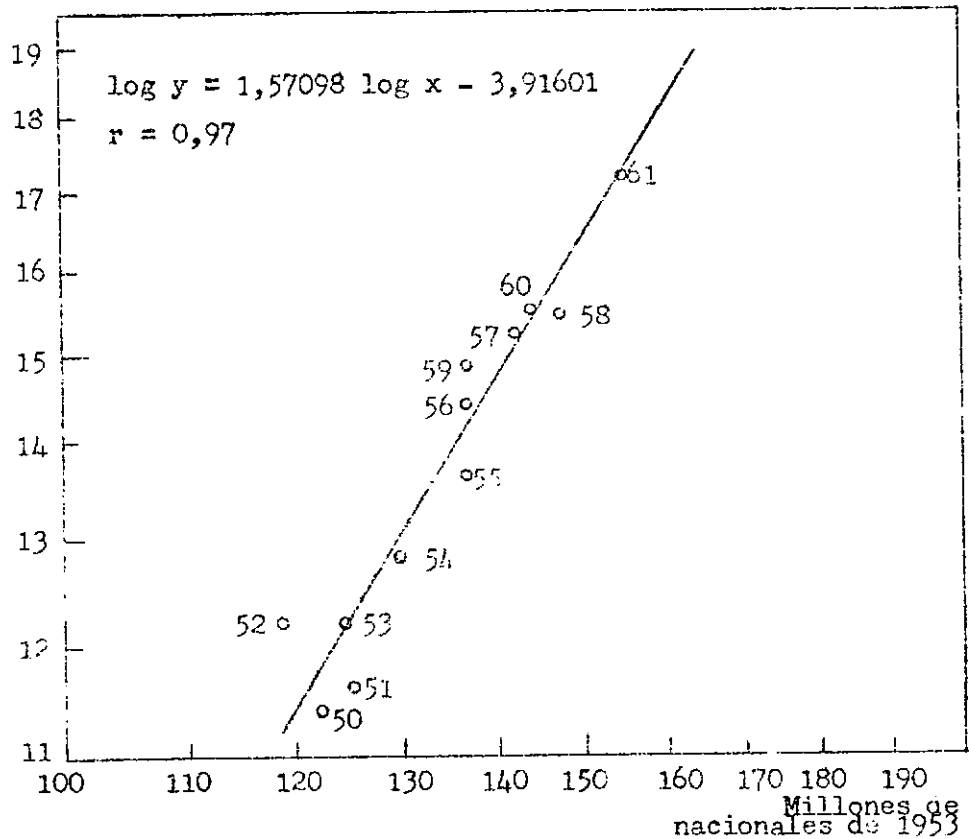
(Millones de t.e.p.)

Escala logarítmica

Serie BANCO CENTRAL



Serie CONADE

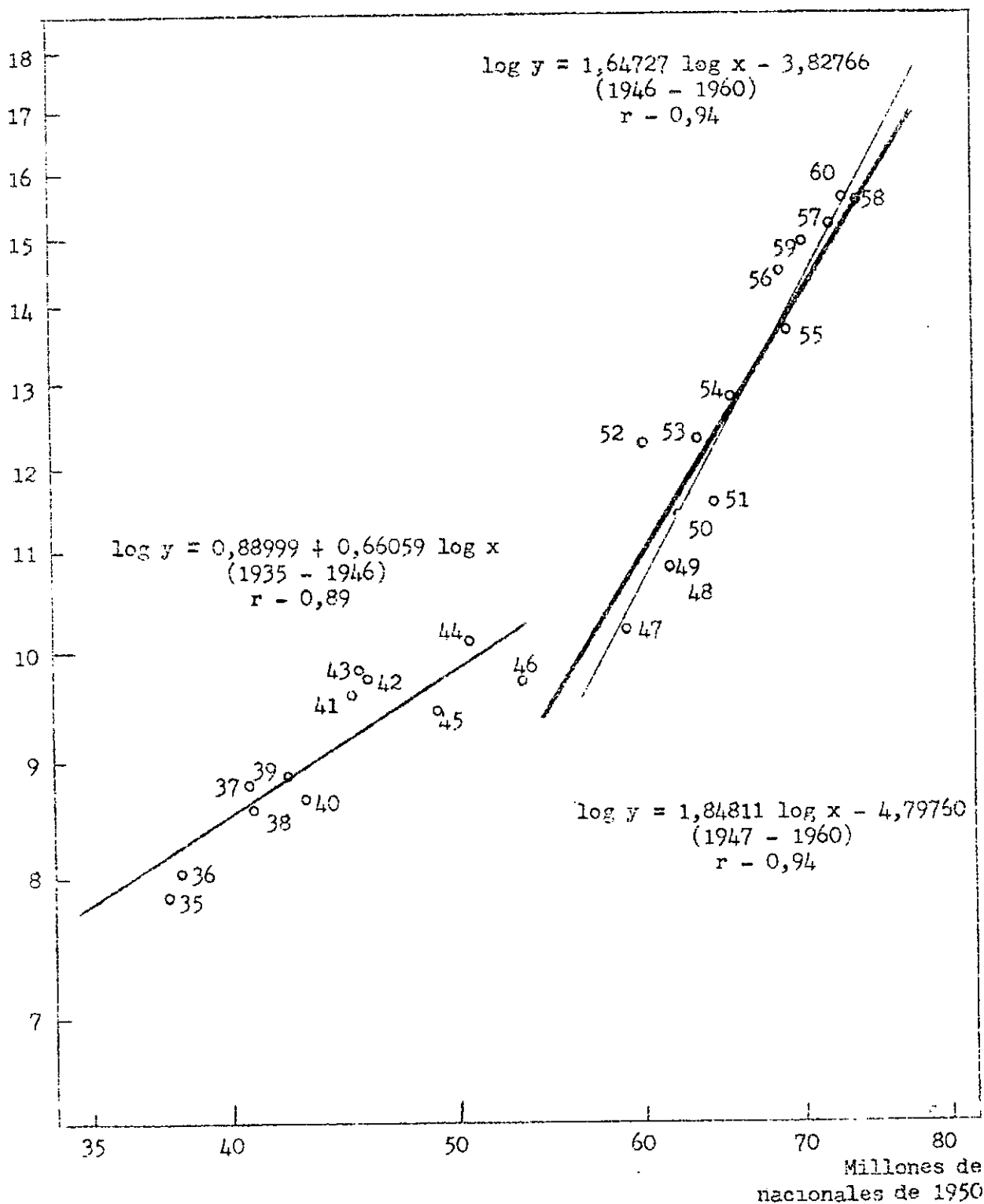


Gráfico

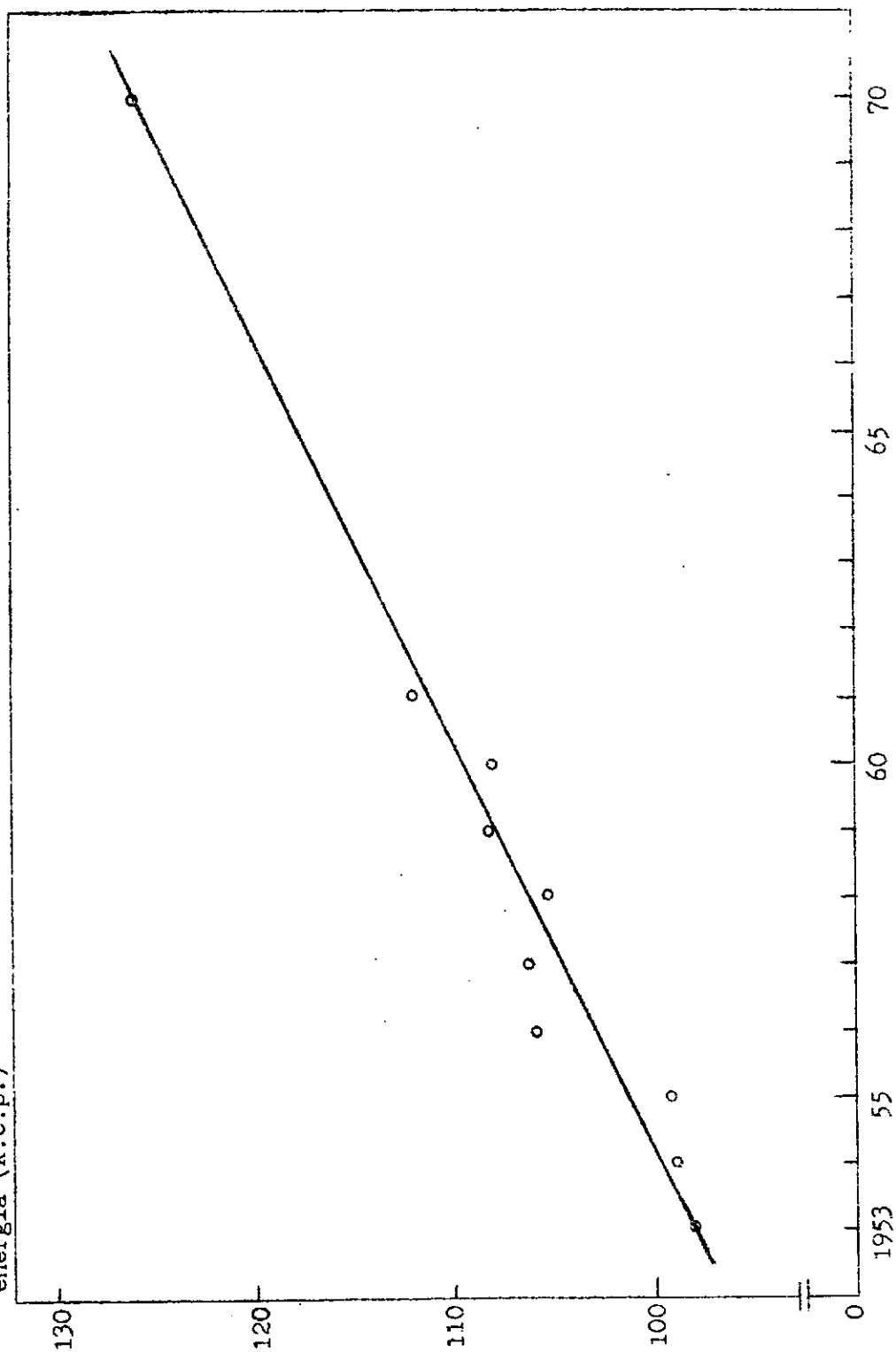
CONSUMO NETO DE ENERGIA Y PRODUCTO BRUTO INTERNO SERIE P.B.I. DEL BANCO CENTRAL

(Millones de t.e.p.)

Escala logarítmica



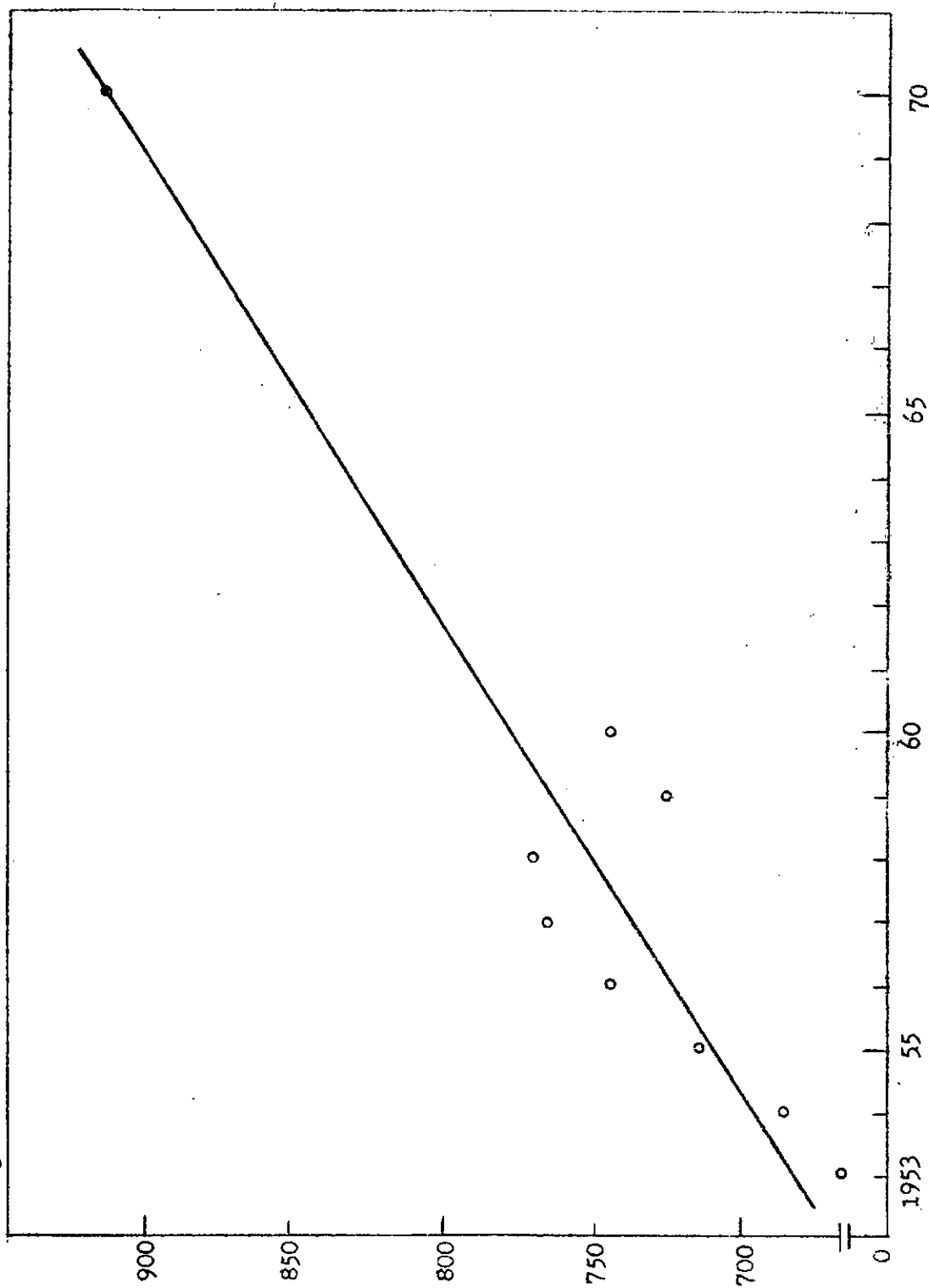
AJUSTE DE TENDENCIA HISTORICA DEL CONSUMO NETO DE ENERGIA
Consumo unitario de
energia (k.e.p.) Escala natural



AJUSTE DE TENDENCIA HISTORICA DE CONSUMO NETO DE ENERGIA POR HABITANTE (k.e.p.)

Consumo neto de
energía/habitante (k.e.p.)

Escala natural

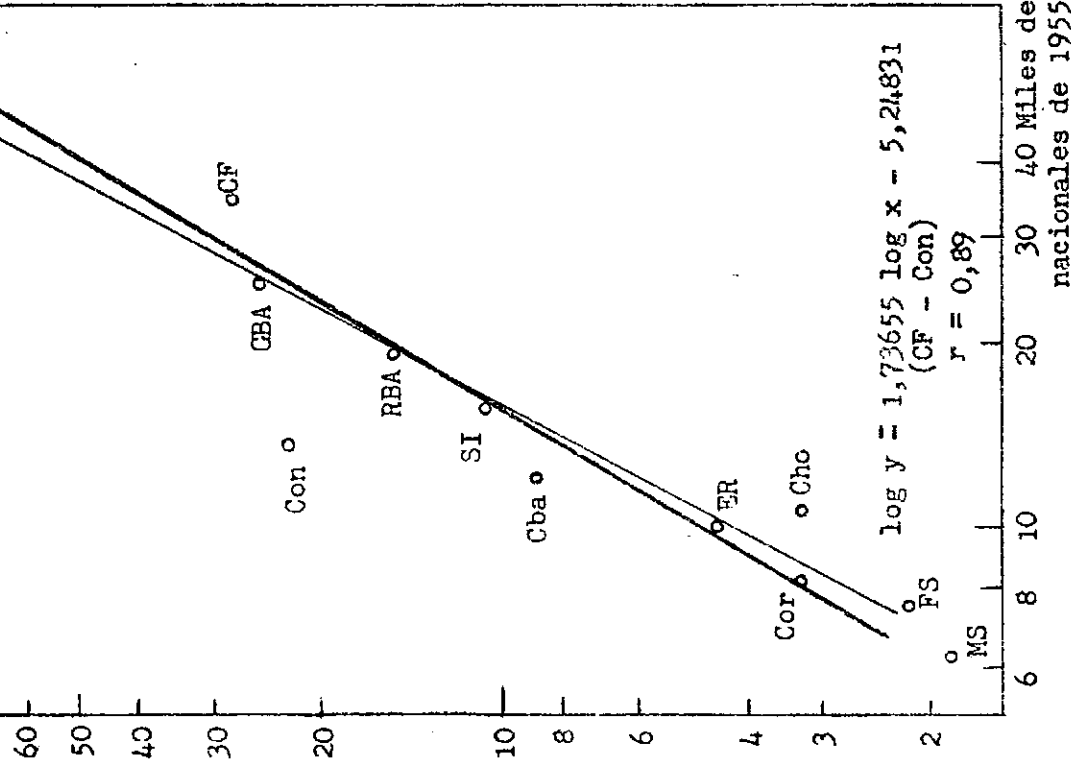


KW por habitante

LITORAL-CENTRO

$$\log y = 1,95240 \log x - 6,15299$$

(-CBA)
r = 0,98



CONSUMO RESIDENCIAL Y COMERCIAL Y PBI
POR HABITANTE EN 1958

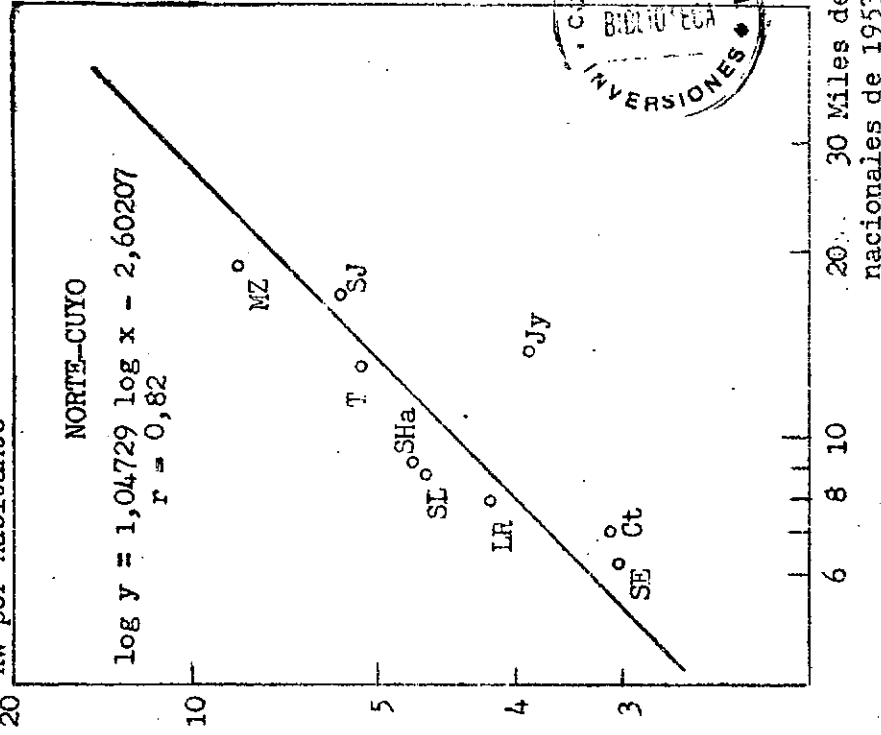
Escala logarítmica

KW por habitante

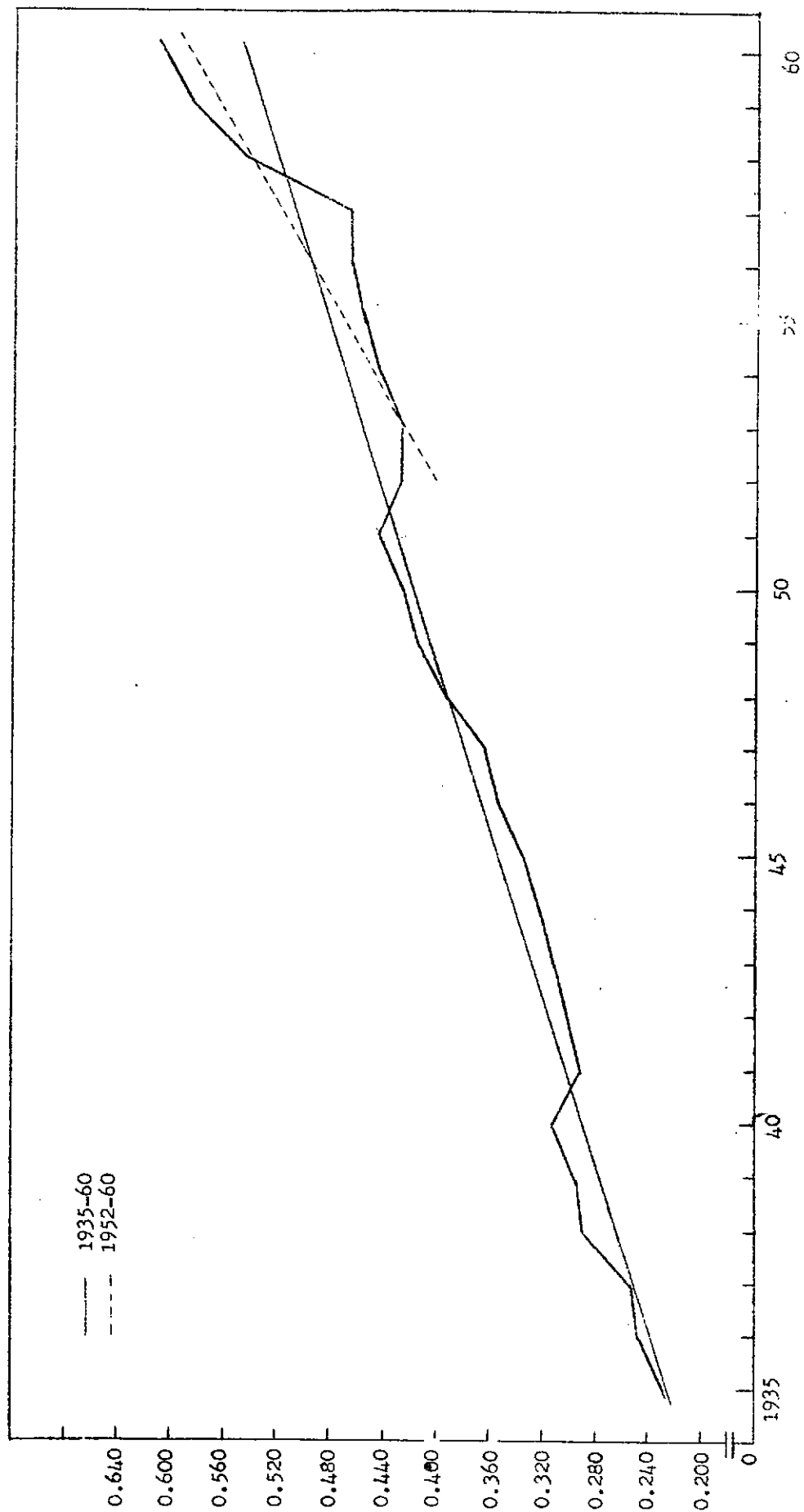
NORTE-CUYO

$$\log y = 1,04729 \log x - 2,60207$$

r = 0,82



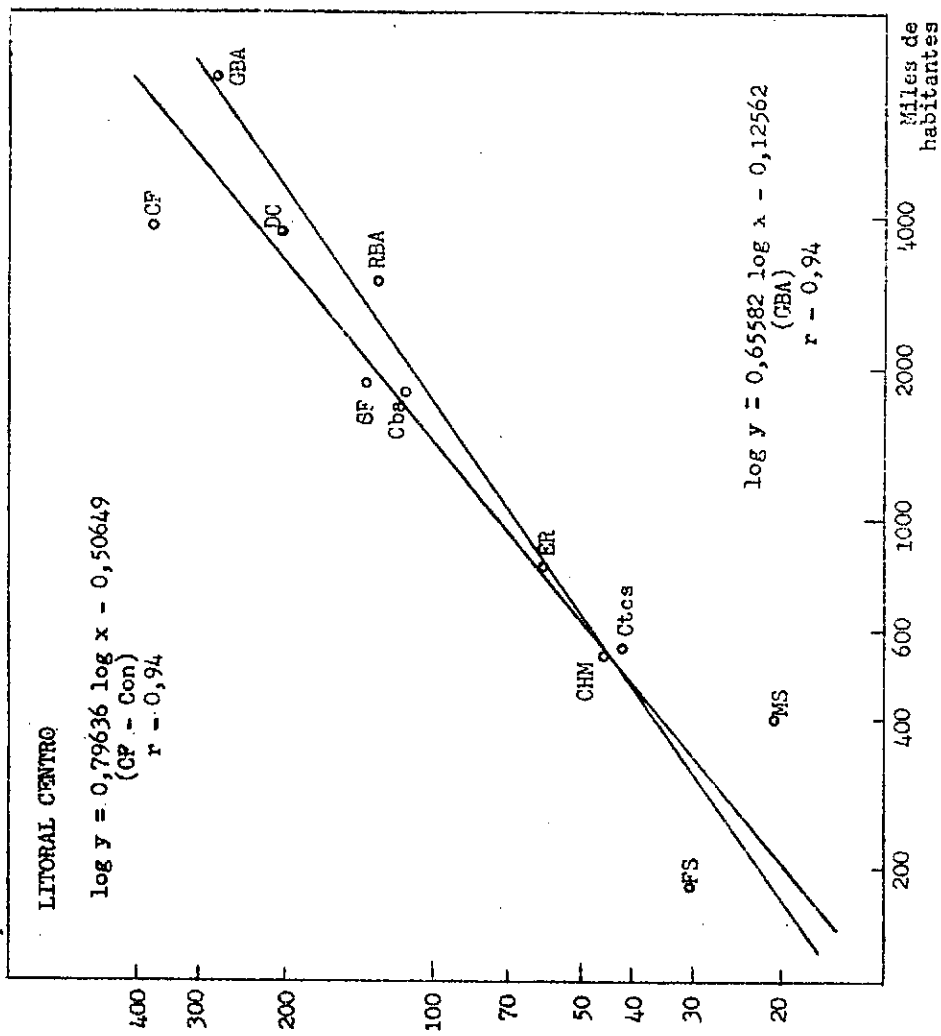
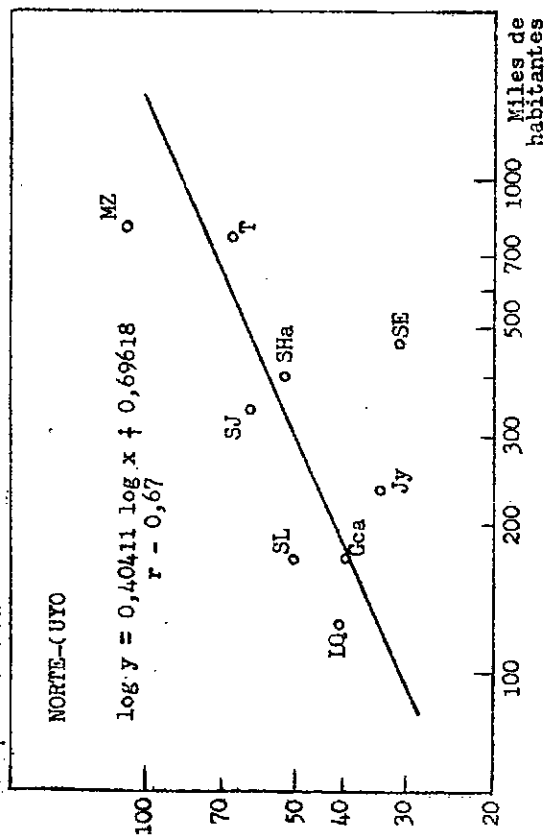
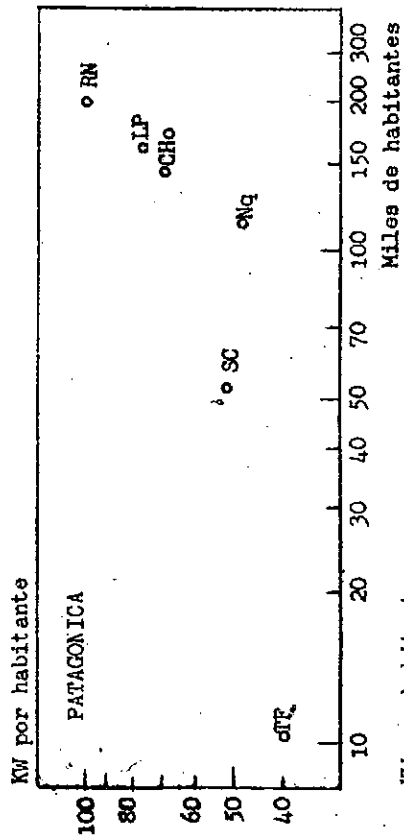
COCFICIENTE DE ELECTRIFICACION
Escala natural



CONSUMO RESIDENCIAL Y COMERCIAL POR HABITANTE Y POBLACION POR PROVINCIAS EN 1960

Escala logarítmica

KW por habitante



ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO NOROESTE
PROGRAMACION DE CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO 1960-80

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía máxima Usa. GWh	Observaciones
			Pe MW	Pg MW	W GWh	Pe MW	Pg MW		
1960	-	-			-	72	60	-	
1961	-	-			340	72	60	340	
1962	Corralito (H)	Varías (T)	16-10=6		-5	78	62	335	
1963	Los Guiroga (H)	-	2	1	+15	80	63	350	
1964	Tucumán (GAS)	-	10	8	+55	90	71	405	
1965	-	-	-		-	90	71	405	
1966	C.T. Tucumán	Tucumán (T)	10-3=7	6	+40	97	77	445	
1967	C.T. Tucumán	Salta (T)	10-3=7	6	+40	104	83	485	
1968	C.T. Tucumán Las Pirquitas(H)	Varías (T)	10-3=7	6	+40	111	89	525	
1969	Pueblo Viejo(H)	-	14	10	+55	125	99	580	
1970	Cadillal (H)	-	14	10	+45	139	104	625	
1971	Río Hondo (H)	Varías (T)	12-4=8	7	+45	147	116	670	
1972	Medinas I (H)	Varías (T)	40-5=35	32	+85	182	148	755	
1973	-	-	-		-	182	148	755	
1974	Medinas I (H)	Varías (T)	40-5=35	32	+85	217	180	840	
1975	Térmica (T)	-	50	40	+275	267	220	1 115	
1976	Medinas II (H)	-	15	13	+50	282	233	1 165	
1977	Cabra Corral(H)	-	24	18	+75	306	251	1 240	
1978	Cabra Corral(H)	-	24	18	+75	330	269	1 315	
1979	Elordi (H)	-	50	40	+200	380	309	1 515	

Notas: a) De la C.H. Elordi que en total tendría 200 MW y 650 GWh, sólo se contempla su utilización parcial; el resto podría ser transmitido al sistema central o bien, aprovechado en el Noroeste en la etapa positiva al año 1980.

b) La Generación máxima se calculó tomando para centrales hidráulicas la estimada en año medio y para centrales térmicas la cantidad de 5 500 horas de utilización.

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO CENTRAL
 PROMAGRACION DE CENTRALES HASTA 1967 ^{a/}

Año	Aporte	Retiro	Balanceo anual			Potencia total		Ener- gía máxi- ma MW GWh.	Observaciones
			Po. MW.	Pg. MW.	W. GWh.	Pe. MW.	Pg. MW.		
1960	-	-	-	-	-	189	136	663	S.P. Solam.
1961	-	-	-	-	-	189	136	663	
1962	-	-	-	-	-	189	136	663	
	Cruz del Eje (T)	-	2.6 +1.3						
1963	San Francisco (T)	-	4	3	16	193	139	679	Plan espec.
	D. Funes (T)	-	33						
	San Francisco (T)	-	3						
1964	-	Varías (T)	-5						
			31	25	124	224	164	803	Plan espec.
	Pilar (T)	-	66						
1965	Varías (T)	-	4						
	-	Varías (T)	-10						
			60	48	240	284	212	1 043	Plan espec.
1966	Isla Verde (T)	-	13	11	52	297	223	1 095	Plan espec.
1967	Rfo III N° 3 (H)	-	36	27	55	333	250	1 150	A y E.E.

^{a/} Después de 1967: ver sistema interconectado.

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO ANDINO
PROGRAMACION DE CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO HASTA 1967

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía	Observaciones
			Pe. MW.	Pg. MW.	W. GWh.	Pe. MW.	Pg. MW.	MAX. Ww. GWh.	
1960	-	-	-	-	-	159	84	494	S.P. Selam.
1961	Nihuil I (H)	-	-	10	80	159	94	514	Mejor explotación
1962	Nihuil I (H)	-	-	10	100	159	104	614	Mejor explotación
1963	Godoy Cruz (T)	-	21	17	84	180	121	698	4 000 H. u.
	Nihuil I (H)	-	-	10	88				Termira Valle Grande
	Pto. Sarmiento (T)	-	10	8	40				
1964		Concepción (T)	-5	-4	-20				
			5	14	108	185	135	806	
1965	Ullun (H)	-	40	15	220	225	150	1 026	
	Nihuil II (H)	-	43	32	172				
1966		Varias (T)	-5	-4	-20				
			38	28	152	263	178	1 178	Habilit. 50%
1967	Nihuil II (H)	-	42	32	172	305	210	1 350	Habilitación total

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO ANDINO
PROGRAMACION DE CENTRALES 1960-67

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía total MWh	Observaciones
			Pe. MW.	Pg. MW.	W. GWh.	Pe. MW.	Pg. MW.		
1960	-	-	-	-	-	206	121	561	
1961	Nihuil I- (H)	-	-	10	80	206	131	641	Mejor explotación
1962	Nihuil I (H)	-	-	10	100	206	141	741	Mejor explotación
1963	Godoy Cruz (T)	-	21	17	84	227	158	825	4 000 Hs. Uf.
1964	Nihuil I (H)	-	-	10	88				Termina Valle Grande
	Pts. Sarmiento (T)	-	10	8	40				
	-	Concepción (T)	-5	-4	-20				
			5	14	108	232	172	933	
1965	Ullun (H)	-	40	15	220	272	187	1 153	
1966	Nihuil II (H)	-	43	32	172				Habilitación a 50%
		Varias (T)	-5	-4	-20				
			38	28	152	310	215	1 905	
1967	Nihuil II (H)	-	42	32	172	352	247	1 477	Habilitación total

Nota: La generación de las centrales hidroeléctricas es dato, la de las centrales térmicas de auto-producción (A.P.) queda como en tabla y la de centrales térmicas nuevas de servicio público (S.P.) se llevan a 4 000 horas de utilización (H.U.).

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO ANDINO-CENTRAL,
PROGRAMACION DE CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO HASTA 1979

Años	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía	Observaciones
			Pe.	Pg.	W	Po.	Pg.	max. Wh. GWh.	
			MW	MW	GWh	MW	MW		
1967						638	460	2 500	S. P. Andino y Central
1968	Térmica		30	24	120	668	484	2 620	4 000 Hs. Ut.
1969	Térmica Minuál III		30	24	120				4 000 Hs. Ut.
			30	20	150				
			60	44	270	728	528	2 890	
1970	Térmica		30	24	120	758	552	3 010	4 000 Hs. Ut.
1971	Tunuyan Térmica (comp.)		72	11	370				Primer salto 1 000 Hs. Ut.
			60	48	60				
			132	59	430	890	611	3 440	
1972	Tunuyan Térmica (comp.)		120	19	620				50% Segundo salto 1 000 Hs. Ut.
			60	48	60				
			180	67	680	1 070	678	4 120	
1973	Tunuyan Térmica (comp.)		120	19	620				Resto Segundo salto 1 000 Hs. Ut.
			60	48	60				
			180	67	680	1 250	745	4 800	
1974	Térmica (comp.) Diamante		60	48	60				50% R. Diamante
			60	30	277				
			120	78	337	1 370	823	5 137	
1975	Diamante		60	30	277	1 430	853	5 414	Resto R. Diamante
1976	Uspallata		160	140	570	1 590	993	5 984	
1977	Potrerrillo y S. Potrerrillo		80	60	280				
			160	80	670				
			240	140	950	1 830	1 133	6 934	
1978	Resto del río Mendoza		175	90	665	2 005	1 223	7 599	
1979	Elordi		150	120	480	2 155	1 343	8 879	Utilización parcial

Anexo

ARGENTINA; SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO ANDINO CENTRAL, PROGRAMACION DE CENTRALES, 1968-79

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía	Observaciones
			Pe.	Pg.	W.	Pe.	Pg.	Wm.	
			MW.	MW.	GWh.	MW.	MW.	GWh.	
1968	Térmica		30	24	120	767	563	2 854	4 000 H.U.
1969	Térmica Nihuil III (H)	-	30	24	120	827	607	3 124	
			<u>30</u> 60	<u>20</u> 44	<u>150</u> 270				
1970	Térmica	-	<u>30</u> 30	<u>24</u> 24	<u>120</u> 120	857	631	3 244	4 000 H.U.
1971	Tumuyán (H) Térmica (comp.)	-	72	11	370				1er. Salto
			<u>60</u>	<u>43</u>	<u>60</u>				1 000 H.U.
			132	59	430	989	690	3 674	
1972	Tumuyán Térmica (comp.)	-	120	19	620				Hab. 50% 2ª Etapa
			<u>60</u>	<u>48</u>	<u>60</u>				1 000 H.U.
			180	67	680	1 169	757	4 354	
1973	Tumuyán (H) Térmica compl.	-	120	19	620				Hab. total 2ª Etapa
			<u>60</u>	<u>48</u>	<u>60</u>				1 000 H.U.
			180	67	680	1 349	824	5 034	
1974	Térmica compl. Diamante	-	60	48	60				1 000 H.U.
			<u>60</u>	<u>20</u>	<u>277</u>				Habilit. 50%
			120	78	337	1 469	902	5 371	
1975	Diamante	-	<u>60</u>	<u>20</u>	<u>277</u>				Habilit. total
			60	30	277	1 529	932	5 648	
1976	Uspallata (H)	-	<u>160</u>	<u>140</u>	<u>570</u>	1 689	1 072	6 218	R. Mendoza
			160	140	570				
1977	Potrerillos (H) S. del Potrerillo (H)	-	80	60	280				
			<u>160</u>	<u>80</u>	<u>670</u>				
			240	140	950	1 929	1 212	7 168	
1978	Mendoza	-	<u>175</u>	<u>90</u>	<u>665</u>	2 104	1 302	7 839	
			175	90	665				
1979	Elordi	-	<u>150</u>	<u>120</u>	<u>480</u>	2 254	1 422	8 313	Utilización parcial
			150	120	480				

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO NOROESTE
PROGRAMACION DE CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO 1960-80

Año	aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Ener- gía máxi- ma. Wm. GWh	Observaciones
			Pe MW	Pg MW	W GWh	Pe MW	Pg MW		
1960	-	-			-	72	60	-	
1961	-	-			340	72	60	340	
1962	Corralito (H)	Varias (T)	16-10=6		-5	78	62	335	
1963	Los Guiroga (H)	-	2	1	+15	80	63	350	
1964	Tucumán (GAS)	-	10	8	+55	90	71	405	
1965	-	-	-		-	90	71	405	
1966	C.T. Tucumán	Tucumán (T)	10-3=7	6	+40	97	77	445	
1967	C.T. Tucumán	Salta (T)	10-3=7	6	+40	104	83	485	
1968	C.T. Tucumán Las Pirquitas(H)	Varias (T)	10-3=7	6	+40	111	89	525	
1969	Pueblo Viejo(H)	-	14	10	+55	125	99	580	
1970	Cadillal (H)	-	14	10	+45	139	104	625	
1971	Río Hondo (H)	Varias (T)	12-4=8	7	+45	147	116	670	
1972	Medinas I (H)	Varias (T)	40-5=35	32	+85	182	148	755	
1973	-	-	-		-	182	148	755	
1974	Medinas I (H)	Varias (T)	40-5=35	32	+85	217	180	840	
1975	Térmica (T)	-	50	40	+275	267	220	1 115	
1976	Medinas II (H)	-	15	13	+50	282	233	1 165	
1977	Cabra Corral(H)	-	24	18	+75	306	251	1 240	
1978	Cabra Corral(H)	-	24	18	+75	330	269	1 315	
1979	Elordi (H)	-	50	40	+200	380	309	1 515	

Notas: a) De la C.H. Elordi que en total tendría 200 MW y 650 GWh, sólo se contempla su utilización parcial; el resto podría ser transmitido al sistema central o bien, aprovechado en el Noroeste en la etapa positiva al año 1980.

b) La Generación máxima se calculó tomando para centrales hidráulicas la estimada en año medio y para centrales térmicas la cantidad de 5 500 horas de utilización.

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO CENTRAL
 PROMAGRACION DE CENTRALES HASTA 1967 a/

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía máx. pa Wh. GWh.	Observaciones
			Pe. MW.	Pg. MW.	W. GWh.	Pe. MW.	Pg. MW.		
1960	-	-	-	-	-	189	136	663	S.P. Solam.
1961	-	-	-	-	-	189	136	663	
1962	-	-	-	-	-	189	136	663	
	Cruz del Eje (T)	-	2.6 +1.3 <u>4</u>						
1963	San Francisco (T)	-		3	16	193	139	679	Plan espec.
	D. Punes (T)	-	33						
	San Francisco (T)	-	3						
1964	-	Varias (T)	-5						
			31	25	124	224	164	803	Plan espec.
	Pilar (T)	-	66						
1965	Varias (T)	-	4						
	-	Varias (T)	-10 60						
				48	240	284	212	1 043	Plan espec.
1966	Isla Verde (T)	-	13	11	52	297	223	1 095	Plan espec.
1967	Río III N° 3 (H)	-	36	27	55	333	250	1 150	A y E.E.

a/ Después de 1967: ver sistema interconectado.

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO ANDINO
PROGRAMACION DE CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO HASTA 1967

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía max. Wm. GWh.	Observaciones
			Pe. MW.	Pg. MW.	W. GWh.	Pe. MW.	Pg. MW.		
1960	"	"	-	-	-	159	84	434	S.P. Solam.
1961	Nihuil I (H)	-	-	10	80	159	94	514	Mejor explotación
1962	Nihuil I (H)	-	-	10	100	159	104	614	Mejor explotación
1963	Godey Cruz (T)	-	21	17	84	180	121	698	4 000 H. u.
	Nihuil I (H)	-	-	10	88				Termira Valle Grande
	Pts. Sarziento (T)	-	10	8	40				
1964		Concepción (T)	-5	-4	-20				
			5	14	108	185	135	806	
1965	Ullum (H)	-	40	15	220	225	150	1 026	
	Nihuil II (H)	-	43	32	172				
1966		Varías (T)	-5	-4	-20				
			38	28	152	263	178	1 178	Habilit. 50%
1967	Nihuil II (H)	-	42	32	172	305	210	1 350	Habilitación total

ARGENTINA: SISTEMA ELÉCTRICO ANDINO
PROGRAMACIÓN DE CENTRALES 1960-67

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía máxima Wm. GWh	Observaciones
			Pe. MW.	Pg. MW.	W. GWh.	Pe. MW.	Pg. MW.		
1960	-	-	-	-	-	206	121	561	
1961	Nihuil I (H)	-	-	10	80	206	131	641	Mejor explotación
1962	Nihuil I (H)	-	-	10	100	206	141	741	Mejor explotación
1963	Godoy Cruz (T)	-	21	17	84	227	158	825	4 000 Hs. Uf.
1964	Nihuil I (H)	-	-	10	88				Termina Valle Grande
	Pte. Sarmiento (T)	-	10	8	40				
	-	Concepción (T)	-5	-4	-20				
			5	14	108	232	172	933	
1965	Ullun (H)	-	40	15	220	272	187	1 153	
1966	Nihuil II (H)	-	43	32	172				Habilitación a 50%
		Varías (T)	-5	-4	-20				
			38	28	152	310	215	1 305	
1967	Nihuil II (H)	-	42	32	172	352	247	1 477	Habilitación total

Nota: La generación de las centrales hidroeléctricas es dato, la de las centrales térmicas de auto-producción (A.P.) queda como en tabla y la de centrales térmicas nuevas de servicio público (S.P.) se llevan a 4 000 horas de utilización (H.U.).

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO ANDINO-CENTRAL,
PROGRAMACION DE CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO HASTA 1979

Años	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía	Observaciones
			Pe.	Pg.	W	Pe.	Pg.	max. Mm, GWh.	
			MW	MW	GWh	MW	MW		
1967						638	460	2 500	S. P. Andino y Central
1968	Térmica		30	24	120	668	484	2 620	4 000 Hs. Ut.
1969	Térmica Nihuil III		30	24	120				4 000 Hs. Ut.
			30	20	150				
			60	44	270	728	528	2 890	
1970	Térmica		30	24	120	758	552	3 010	4 000 Hs. Ut.
1971	Tumuyan Térmica (comp.)		72	11	370				Primer salto
			60	48	60				1 000 Hs. Ut.
			132	59	430	890	611	3 440	
1972	Tumuyan Térmica (comp.)		120	19	620				50% Segundo salto
			60	48	60				1 000 Hs. Ut.
			180	67	680	1 070	678	4 120	
1973	Tumuyan Térmica (comp.)		120	19	620				Resto Segundo sal
			60	48	60				1 000 Hs. Ut.
			180	67	680	1 250	745	4 800	
1974	Térmica (comp.) Diamante		60	48	60				50% R. Diamante
			60	30	277				
			120	78	337	1 370	823	5 137	
1975	Diamante		60	30	277	1 430	853	5 414	Resto R. Diamante
1976	Uspallata		160	140	570	1 590	993	5 984	
1977	Potrerillo y S. Potrerillo		80	60	280				
			160	80	672				
			240	140	950	1 830	1 133	6 934	
1978	Resto del río Mendoza		175	90	665	2 005	1 223	7 599	
1979	Elordi		150	120	480	2 155	1 343	8 079	Utilización parcial

Anexo

ARGENTINA: SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO ANDINO CENTRAL, PROGRAMACION DE CENTRALES, 1968-79

Año	Aporte	Retiro	Balance anual			Potencia total		Energía máxima	Observaciones
			Pe. MW.	Pg. MW.	W. GWh.	Pe. MW.	Pg. MW.	Wm. GWh.	
1968	Térmica		30	24	120	767	563	2 854	4 000 H.U.
1969	Térmica		30	24	120	827	607	3 124	
	Nihuil III (H)	-	<u>30</u> 60	<u>20</u> 44	<u>150</u> 270				
1970	Térmica	-	<u>30</u> 30	<u>24</u> 24	<u>120</u> 120	857	631	3 244	4 000 H.U.
1971	Tunuyán (H)	-	72	11	370				1er. Salto
	Térmica (Comp.)		<u>60</u>	<u>43</u>	<u>60</u>				1 000 H.U.
			132	59	430	989	690	3 674	
1972	Tunuyán	-	120	19	620				Hab. 50% 2ª Etapa
	Térmica (comp.)		<u>60</u>	<u>48</u>	<u>60</u>				1 000 H.U.
			180	67	680	1 169	757	4 354	
1973	Tunuyán (H)	-	120	19	620				Hab. total 2ª Etapa
	Térmica compl.		<u>60</u>	<u>48</u>	<u>60</u>				1 000 H.U.
			180	67	680	1 349	824	5 034	
1974	Térmica compl.	-	60	48	60				1 000 H.U.
	Diamante		<u>60</u>	<u>30</u>	<u>277</u>				Habilit. 50%
			120	78	337	1 469	902	5 371	
1975	Diamante	-	<u>60</u>	<u>30</u>	<u>277</u>				Habilit. total
			60	30	277	1 529	932	5 648	
1976	Uspallata (H)	-	<u>160</u>	<u>140</u>	<u>570</u>	1 689	1 072	6 218	R. Mendoza
			160	140	570				
1977	Potreriillos (H)	-	80	60	280				
	S. del Potreriillo (H)		<u>160</u>	<u>80</u>	<u>670</u>				
			240	140	950	1 929	1 212	7 168	
1978	Mendoza	-	<u>175</u>	<u>90</u>	<u>665</u>	2 104	1 302	7 833	
			175	90	665				
1979	Elordi	-	<u>150</u>	<u>120</u>	<u>480</u>	2 254	1 422	8 313	Utilización parcial
			150	120	480				

Case No.	Case Name	Case Type	Case Status	Case Date	Case Time	Case Location	Case Description	Case Notes
1001	John Doe	Case 1	Open	10/10/2023	10:00	New York	Initial report of a suspicious person.	See attached report.
1002	Jane Smith	Case 2	Open	10/10/2023	11:00	New York	Report of a lost item.	See attached report.
1003	Robert Johnson	Case 3	Open	10/10/2023	12:00	New York	Report of a traffic accident.	See attached report.
1004	Mary White	Case 4	Open	10/10/2023	13:00	New York	Report of a fire.	See attached report.
1005	David Brown	Case 5	Open	10/10/2023	14:00	New York	Report of a theft.	See attached report.
1006	Sarah Green	Case 6	Open	10/10/2023	15:00	New York	Report of a medical emergency.	See attached report.
1007	Michael Black	Case 7	Open	10/10/2023	16:00	New York	Report of a crime.	See attached report.
1008	Emily Gold	Case 8	Open	10/10/2023	17:00	New York	Report of a traffic accident.	See attached report.
1009	Christopher Silver	Case 9	Open	10/10/2023	18:00	New York	Report of a fire.	See attached report.
1010	Amanda Copper	Case 10	Open	10/10/2023	19:00	New York	Report of a theft.	See attached report.
1011	Benjamin Zinc	Case 11	Open	10/10/2023	20:00	New York	Report of a medical emergency.	See attached report.
1012	Olivia Nickel	Case 12	Open	10/10/2023	21:00	New York	Report of a crime.	See attached report.
1013	William Tin	Case 13	Open	10/10/2023	22:00	New York	Report of a traffic accident.	See attached report.
1014	Isabella Lead	Case 14	Open	10/10/2023	23:00	New York	Report of a fire.	See attached report.
1015	James Iron	Case 15	Open	10/10/2023	00:00	New York	Report of a theft.	See attached report.

ARGENTINA: PRINCIPALES PLANES Y PROYECTOS HIDRAULICOS

Provincia	Río	Central o embalse	Presas				Generación				Riego (miles de hectáreas)			Estado		Autor emitante	Observaciones	
			Tipo	Cap. útil Hm ³	Al- tu- ra (m)	Volu- men (millio- nes de m ³)	Salto (m)	Caudal m ³ /s	Potencia Mw Instalada	Pirna	Gene- ración GWh	Actual	Potencial	Total	Gene- ral			Rie- go
Corrientes	Alto Paraná	Apipé					12	15 000.0	1 520.0 a/		9 000.0 a/					Co. T.M. Apipé	a/ Sólo la mitad corres- ponde a Argentina	
Entre Ríos	Uruguay	Salto Grande	H/T	2 000.0	34	1.4/0.87	23	6 000	1 440.0		6 000.0 a/	80	50	130	t	Sofrelec - Soger - C.T.M. Salto Grande	a/ Sólo la mitad corres- ponde a Argentina	
Misiones	Gualedguayachí	Piray - Guazú	H. Amb.	757.02	72				35.0		98.0				t	Incomas - Pola, Misiones	a/ Hm ³ brutos - Gener. solamente	
		Iguazú				57	30	14.0		122.0				t	A y E E			
		Yabebirí		400.0	50			15.0		35.0				t	A y E E			
		Acaragüí												a	A y E E			
Santa Fe	Carcarañá	Carcarañá I					15	50.0	5.8						e	A y E E	Antieconómico	
		Carcarañá II					15	50.0	6.0						e	A y E E	Antieconómico	
		Carcarañá III					16	50.0	6.4						e	A y E E	Antieconómico	
		Carcarañá IV					14	50.0	5.6						e	A y E E	Antieconómico	
Formosa	Pilcomayo	La Bella	T	565.0	8	2.8									e			
		Los Chorrores							50.0						i	Valpi-A y E E	Mazza (70) absorbida por Apipé	
	Paraná	Hernanderías													i	C.T.M. Salto Gran- de D.A. 1949		
		Paraná Medio I									10.000.0				i	Estudios de Comi- sión "Ad hoc" Santos Rosset O.A. Mari, ata.	Recomendable su estudio. No hay antecedentes	
Córdoba	Tercero	Río Tercero III	H	26.0	45	0.07	36	120.0	38.4		55.0				te	A y E E / Sollazo / Tegner.		
		Río Tercero IV					15	120.0	15.0		22.5		60	60	e	A y E E / Sollazo / Tegner	Proyecto riego 60.000 has. en estudio. Poca importancia	
		Río Tercero V					15	40.0	5.0		20.0				e	A y E E / Sollazo / Tegner	Poca importancia	
	Los Sauces	La Viña II	H. Arco				180	36.0	52.0		60.0				e	A y E E / Sollazo / Tegner	Hay antecedentes	
		La Viña III					13	10.0	1.0		5.0				e	A y E E / Sollazo / Tegner		
	Carcarañá	Los Cerrillos													i			
		Carcarañá V					16	40.0	5.1		14.0				i	A y E E	No hay antecedentes	
		Carcarañá VI					13	40.0	4.0		17.0				i	A y E E	No hay antecedentes	
		Carcarañá VII					20	30.0	4.8		20.0				i	A y E E	No hay antecedentes	
		Carcarañá VIII					13	30.0	3.12		21.0				i	A y E E	No hay antecedentes	
	Pichanas	Carcarañá IX					10	30.0	2.4		18.0				i	A y E E	No hay antecedentes	
		Río Pichanas	H. Aliv.	66.0	44	0.13	44	12.0	3.2		20.0				e	A y E E	Hay informe de riego	
	Ischillín	Río Ischillín													i	A y E E	Sin antecedentes	
		Cruz del Eje II					21	6.0	0.9		3.0				e	A y E E	Sin antecedentes	
	Segundo	Río II - Córdoba					-	-	-	-	-		15	15	i	A y E E	Riego solamente en es- tudio	
	Anizacate	Anizacate		107.0	20										i	A y E E	Importante. Hay inform.	
San Luis	Quinto	San Roque, Comp.	E	2.5	26	0.1									e	A y E E	Hay información	
		Primer Salto					31	9.5	2.3		4.7				e	A y E E	Sin antecedentes	
		Segundo Salto					66	6.5	3.4		10.3				e	A y E E	Sin antecedentes	
		Tercer Salto					51	6.5	2.63		11.3				e	A y E E	Sin antecedentes	
		El Salto	E	40.0	40	0.14	39	8.5	2.6		3.4				e	A y E E	Sin antecedentes	
		Primer Riego					78	9.1	5.57		22.2				e	A y E E	Sin antecedentes	
		Segundo Riego					48	9.1	3.43		13.6				e	A y E E	Sin antecedentes	
	P. de las Carretas	T	120.0	46	1.63	-	-	-		-	2	8	10	t	e	A y E E Canal Paso de las Carretas y ^a Mercedes		
	La Huertita	H. Noct.	38.0	40	0.05									t	e	A y E E	Proyecto licitado y sa- suspendido	
	Conlara	San Felipe	H. Constr.				20	1.0	0.15		0.8	3 b/	12/22/	42/22/	te	te	A y E E Fonoglio y Cía. Electrodinám. Alimentación de los canales con agua del embalse San Fe- lipo	a/Permanente b/Eventual
San Juan	San Juan	Ullun	H				70	70	42.0	a/	220				te		A y E E	a/12 Inv. 32 Ver. b/ Dato. A y E E 1956
		Ullun										100 b/		100				
	Los Patos	Km 48.2					60	70	30		150				i		A y E E	
		Horcaje	T	811	117	17.1			75						e	t	A y E E	Hay antecedentes
	Jauchal	Los Patos Sup.							100								A y E E	Muy distante. Línea lar- ga y cara
		Cerro Bola	T	77	54	3.3	93	33	25		61						A y E E	
		Cta. del Viento	T	755	83	4.7	67	33	18		44				e	e	A y E E	Estudio terminado SANIDTEC. Hay inform. en A y E E
	Pachimoco					75	20	12		58	10	16.5	26.5	e		A y E E		





ARGENTINA: PRINCIPALES PLANES Y PROYECTOS HIDRAULICOS (continuación)

Provincia	Río	Central o embalse	Presa				Generación					Riego (miles de hectáreas)			Estado		Autor. comitente	Observaciones	
			Tipo	Cap. útil Hm ³	Al- tu- ra (m)	Volumen (millones de m ³)	Salto (m)	Caudal m ³ /s	Potencia MW		Gene- ración GWh	Actual	Futuro	Total	Gene- ra- ción	Rie- go			
									Instalada	Firme									
Mendoza	Mendoza a/	Potrerrillos	T	300	111	10.6	110	107	80		220						SADIP - A y E E	a/Proyecto año 1950: Misión Jap realizó un estudio preliminar en 1962 para generación solamente	
		S. de Potrerillos	T				228	110	160		560						SADIP - A y E E		
		Uspallata	T	1 128	338	34.4	190	110	160		410						SADIP - A y E E		
		Picheuta					380	1	4.5		10						SADIP - A y E E		
		Polvareda					180	22	60		230	70	70	140			SADIP - A y E E		
		Las Cuevas															SADIP - A y E E		
		Las Vacas					360	2	10		35						SADIP - A y E E		
		Tupungato	H				320	16	96		300						SADIP - A y E E		
		Los Tordillos					756	60	345		1 100						A y E R		
		Valle del Uco					226	60	100		320						A y E E		
	Tunuyán	A° Grande (varias)					1 000	7	60		200	90	20	110			A y E E a/60% vld.	Recomendar estudio. Hay estudios sueltos	
		Las Tunas 1 y 2					200/100	4	10		65						A y E E		
		Carrizal	T	200/400	36/45				3		21						Pol. Mendoza		
		Tres Ríos	Arco	80	100				200		876						A y E E		
		La Picoza	Arco	38	80												A y E E		
		A. del Toro	Arco	290	102	0.26	210	62	132		382	30	50	80	te	te	A y E E		
		R. Diamante II	Arco				120	50	50		220						A y E E		
		Los Rayones	Arco	90	150												A y E E		
		Nihuil II No 1	H	0.5			182	54	85		344						A y E E		
		Nihuil II No 2 a/					182	78	127		350						A y E E		
	Atuel	Nihuil III					72	56	31		150	70:55E		70:55E			A y E E	Hay antecedentes	
		Nihuil IV a/	H. Noetz.	150	67	0.55	120	43	45		140						A y E E	a/Pres. Vallegrande casi terminada. Hay anteced.	
		P. del Viento	Arco bñv.		150				200		670		410 a/	410			Pol. Mendoza	Rfo Colorado: Inf. D. Valls 1962	
		C. Las Chacras			90				76		280						Pol. Mendoza	a/Atuel: 400 000; Valles Andinos 10 000 has	
		Cobre															Pol. Mendoza	Complemento al sistema del Atuel	
		Tordillo															Pol. Mendoza		
		Canal Cobre-Tordillo															Pol. Mendoza		
		Limap	Arroyito							150		750	4	10	14		te	A y E E	
			Chocón	T/H				52		800		3 260	100	1 000	1 100			A y E E /IT-SO	
			Perito Moreno					26		104		350						A y E E	
	Piedra d. Aguila								1000/1200	400	4 000						A y E E	Hay ideas	
	Alicura								450		1 760						A y E E	Hay ideas	
	Confluencia																A y E E		
	Segunda Angostura								100		350						A y E E		
	Trafal																A y E E		
	Villarino																A y E E		
	C. Quexquentrou								500		2 400						A y E E		
	Collón-Cura	Collón-Cura							380		1 900						A y E E		
		Huechulafquén															A y E E		
		Alumín							280		1 300						A y E E		
		C. Alumín															A y E E		
		Huechupordí							220		1 300						A y E E		
China Muerta																A y E E			
Cerro Colorado								300		1 700						A y E E /IT-SO			
E. del Busto								5			4.3	12.2	16.5	-	te	A y E E			
Punto Unido																Pol. La Pampa			
Los Divisaderos																Pol. La Pampa			
Colorado	Cuenca Reguladora a/							115		294						Pol. La Pampa	a/C.H. Tapera Avenida		
	Casa de Piedra		2.0					30		142						Pol. La Pampa	Mazza (142)		
	Huolches	H	3.2		0.6	32	49	114		215						A y E E	Llamado Licit. maquinaria		
	El Chivero					10	150	14		100						A y E E	En 1956		
	Pichi Mahuida							25								A y E E			
	Salto Andersen					66	100	5		40						A y E E			
	Viedma											28	28	-	te	A y E E			
	Hilarion Furque					23	6	1		4.5						A y E E			
	Julian Romero					13	50	6		30						A y E E			
	Riego Valle Medio											55	55						
Chubut	P. Ameghino	H. Noetz	2 050	74	0.6	70	150	47		190	15	13	28	te	t		Pres. terminada; central en constr. Riego derivador en estudio		
	Garrañeufi					200	150	200		800						A y E E	En 1956		
	Riego Valle Inferior										18	10	28				Obras primarias proyecto terminado. Red en estudio		
	Riego Valle Superior											40	40						

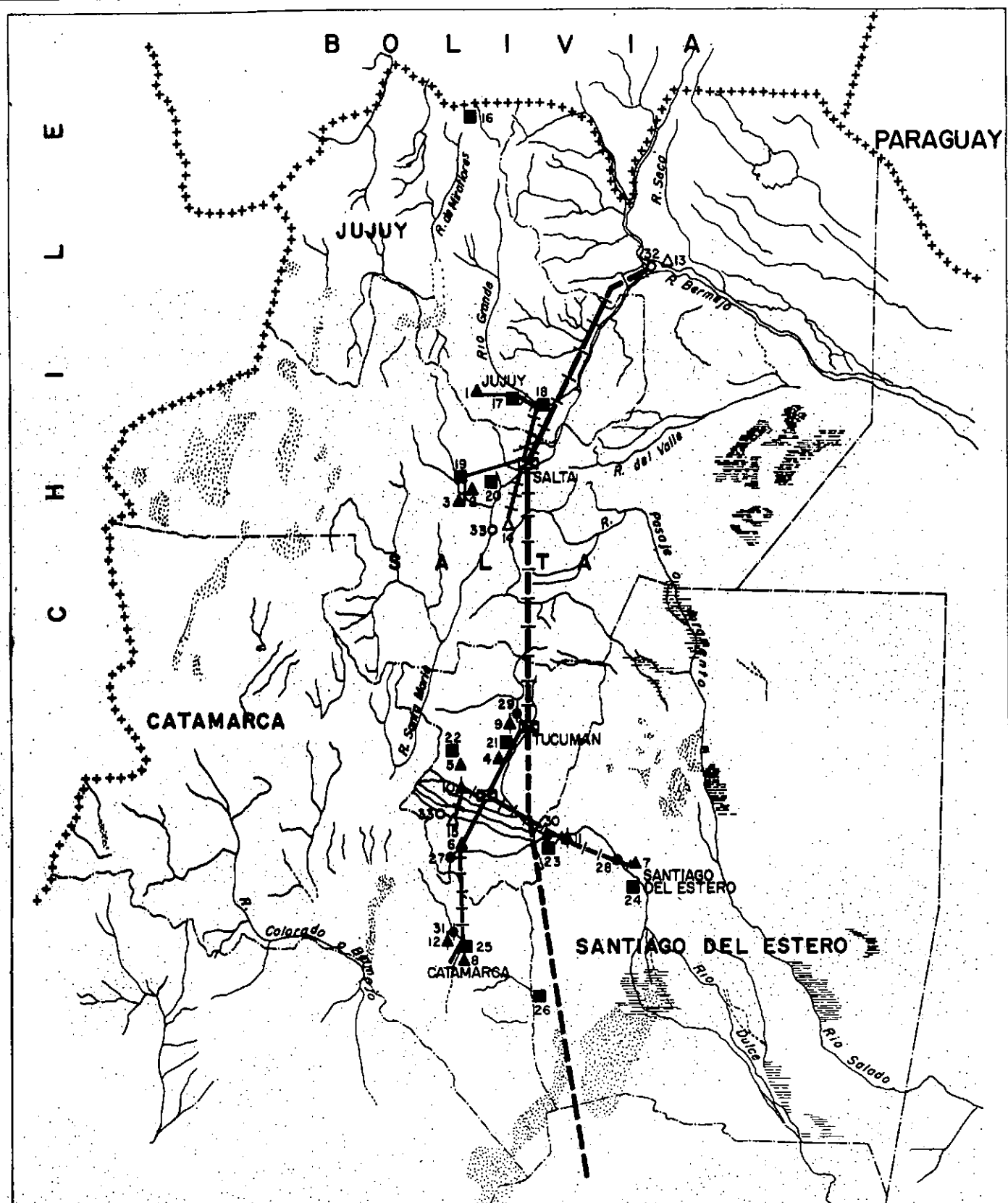
Provincia	Río	Central o embalse	Presa				Generación				Riego (en miles de hectáreas)			Estado		Autor o adquirente	Observaciones
			Tipo	Cap. útil Ha ³	Al- tu- ra (m)	Volu- men (mil- lones de m ³)	Salto (m)	Caudal m ³ /s	Potencia MW	Gene- ración Kwh	Actual	Futuro	Total	Gene- ra- ción	Rie- go		
	Marcomotriz	Península Valdés							600	2 000				e		A y E E / Sogreah	Estudio preliminar
	Santa Cruz	Sierra Leona					35	255	70	500				e		A y E E / ETIA	
		Salto I - km 283	E				70		560	3 000				e		A y E E / ETIA	Estudios 1952
		Salto II - km 185	E						295	2 000				e		A y E E / ETIA	Gallieff ETIA
		Salto III - Desemb.	E						700	4 400				e		A y E E / ETIA	
	Sanguerr - Chico	Riego							-	-	2	13	15	-	te		
Tucumán	Chico	Río Chico					178	2.2	3.2	10.0	3	8	11	e	1	A y E E	Informe Edison
	Marapa	Escaña II	H	124			145		16.0	35.2	4	16	20	te	te	A y E E	Anuario de A y E E 1962
	Lules	Lules					100		9.0	30.0	2	10	12	te	1	A y E E	Informe Edison
		Cadilla I	T	300					12.4	40.0	40	30	70	t		A y E E	Embalse construido y ex- plotado por la provincia.
	Vipos	Vipos I	Arcos	18	80	0.14	70	6	3.4	13.6				e		A y E E	Informe Edison
		Vipos II					83	6	2.9	16.2				e		A y E E	Informe Edison
		Vipos III					300	3	6.0	43.9				e		A y E E	Informe Edison
	Tala	Río Tala	T	10	38	1.3	22	3	0.6	2.6				e		A y E E	Informe Edison
	Angostura	Angostura I	T	53	29	0.5	514	2.5	10.4	39.0				e		A y E E / Edison	Riego a estudiar. In- forme Edison
		Angostura II							9.3	51.0	2	17	19	e	e	A y E E	Riego a estudiar. In- forme Edison
		Angostura III							7.2	44.0				e		A y E E / Edison	Riego a estudiar. In- forme Edison
	Pueblo Viejo	Pueblo Viejo I							15.0	66.0				te		A y E E	A y E E 1962. Inf. Edison
		Pueblo Viejo II												e		A y E E	A y E E 1962. Inf. Edison
	Solco	Solco I							19.6	66.0				e		A y E E / Edison	A y E E 1962. Inf. Edison
		Solco II							21.0	79.0				e		A y E E / Edison	A y E E 1962
Salta		Solco III							5.3	30.0				e		A y E E / Edison	A y E E 1962
		Solco IV							4.5	28.0				e		A y E E / Edison	A y E E 1962
	Medina	P. del Clavillo I		162					80.0					e		A y E E / Edison	Riego a estudiar
		P. del Clavillo II							16.0	55.0	2	22	24	e	e	A y E E / Edison	Riego a estudiar
	Salí	Salí									26	31	59	-	e		Appl. Riego a estudiar
		Potrero d.l. Tablas	T	76	65	4.5								e			
	Dulce	Río Hondo	T	1 180	30	8	20	50	12.0	66.0	60	40+50	100+50	te	te	A y E E	Canales parcialmente ter- minados. Los estudiará un consorcio para finan- ciación internacional
		Los Quiroga	H		12				1.9	10.0				te		A y E E	
		Jume - Esquina	T	216	11	1.5								t		A y E E	
	Bermejo	Elordi	T	4 000	60		340	50	146.0	638.0				e		Co. Nac. R. Bermejo	Mauro (193) Publ. 54, Hols al GFI 6/10/61
	Pescado	Pescado I	T	410	70				55.0	159.0				e		Co. Nac. R. Bermejo	A y E E
		Pescado II	T	600	70				88.0	259.0				e		Co. Nac. R. Bermejo	A y E E
	Zenta	Vado Hondo							150.0	470.0				e		Co. Nac. R. Bermejo	A y E E
		Arenales					348	16	16.0	53.0				t		A y E E	No conviene
	Mojotero	Mojotero I	H. Grav.	355	92	0.95	75	15	9.0	50.0		3.5		t	1	A y E E	No conviene
Jujuy		Mojotero II					56	15	6.5	30.0				e		A y E E	No conviene
	Pasaje Juramento	Cabra Corral	T	2 780	93	8			48.0	17.0	23	49 g	72	e	1	A y E E	a/ Incluye 20 000 Has en Stgo. del Estero
		R. Juramento II y III							70.0	280.0				1		A y E E	No conviene
	Escolipe	R. Escolipe I	T	58	78		24		2.8	24.0	3.0	1.3	4.3	t		A y E E	No conviene
		La Sillita	T y E	130	54	12	54	7	3.1	15.0	1.5	8.5	10.0	t		A y E E	No conviene
		Las Conchas	T	1 080	40		20	6				9.0	9.0	1		A y E E	No conviene
		Pucará	H. Gr.	93	80		60	1.5						t		A y E E	No conviene
		Canal Lateral Bermejo							140.0	616.0		700		t		Co. Nac. R. Bermejo	
		Canal Stgo. del Estero							140.0	800.0				t		Co. Nac. R. Bermejo	
	Los Reyes	Los Reyes II					240	3	5.7	17.0				e		A y E E	Estudios abandonados
		Los Reyes III					90	4	3.8	10.0				e		A y E E	Estudios abandonados
		Santa Rosa												1		Andersen - Fulner Inf. a la prov. de Jujuy	Estudios abandonados
		La Ciénaga							342.0					1		Andersen - Fulner	Estudios abandonados
		La Brea								1 000.0				1		Andersen - Fulner	Estudios abandonados
		Los Alisos												1		Andersen - Fulner	No conviene
Catamarca		Valle Grande					200	5	8.0	40.0		15		1		A y E E	Hay información
		Las Maderas		60	50									e	1	A y E E	Hay información
		Los Angeles							2.0	6.0				1		A y E E	No se han continuado
		Belón							2.0	8.0				1		A y E E	No se han continuado
		Las Juntas	Arcos	10					4.0	16.0				e		A y E E	
		Las Piriquitas	T	65	74	3.0	77	3.5	2.2	14.0	4	6	10	te	te	A y E E	
		Piambalé					150	2	2.0	5.5				e		A y E E	

SISTEMA ANDINO DEL NOROESTE

Centrales y Líneas

CENTRALES HIDROELECTRICAS		SISTEMA DEL NOROESTE
1	REYES	EXISTENTE 
2	C. QUIJANO	"
3	CORRALITO	"
4	LULES	"
5	TAFI DEL VALLE	"
6	ESCABA	"
7	LOS QUIROGA	"
8	LA CARRERA	"
9	EL CADILLAL	EN CONSTRUCCION 
10	P. VIEJO	"
11	RIO HONDO	"
12	LAS PIRQUITAS	"
13	ELORDI	PROYECTADAS 
14	CABRA CORRAL	"
15	MEDIUM I, II	"
CENTRALES TERMoeLECTRICAS		SISTEMA DEL NOROESTE
16	LA QUIACA	EXISTENTE 
17	JUJUY	"

CENTRALES TERMoeLECTRICAS		SISTEMA DEL NOROESTE
18	SAN PEDRO	EXISTENTE
19	SALTA (2)	"
20	SALTA (1)	"
21	TUCUMAN	"
22		
23	RIO HONDO	"
24	SANTIAGO DEL ESTERO	"
25	CATAMARCA	"
26	FRIAS	"
DIQUES DE EMBALSE		SISTEMA DEL NOROESTE
27	ESCABA	"
28	LOS QUIROGA	"
29	EL CADILLAL	EN CONSTRUCCION
30	RIO HONDO	"
31	LAS PIRQUITAS	"
32	ZANJA DE TIGRE	PROYECTADA
33	CABRA CORRAL	"



ARGENTINA **SISTEMA ELECTRICO** DEL N.O. CENTRALES DIQUES Y LINEAS

LEYENDA

CENTRALES HIDRAULICAS
 CENTRALES TERMICAS
 DIQUES DE EMBALSE
 LINEAS DE TRANSMISION 380 K.V.
 LINEAS DE TRANSMISION 132 K.V.
 LINEAS DE TRANSMISION 66 y 33 K.V.

SUB-ESTACION TRANSFORMADORA

EXISTENTES	EN CONST.	PROYEC.	PREVISTA EVENTUAL
▲	▲	△	△
●	●	○	○
■	■	□	□
—	—	—	—
—	—	—	—
—	—	—	—



SISTEMA ANDINO

Centrales y Líneas

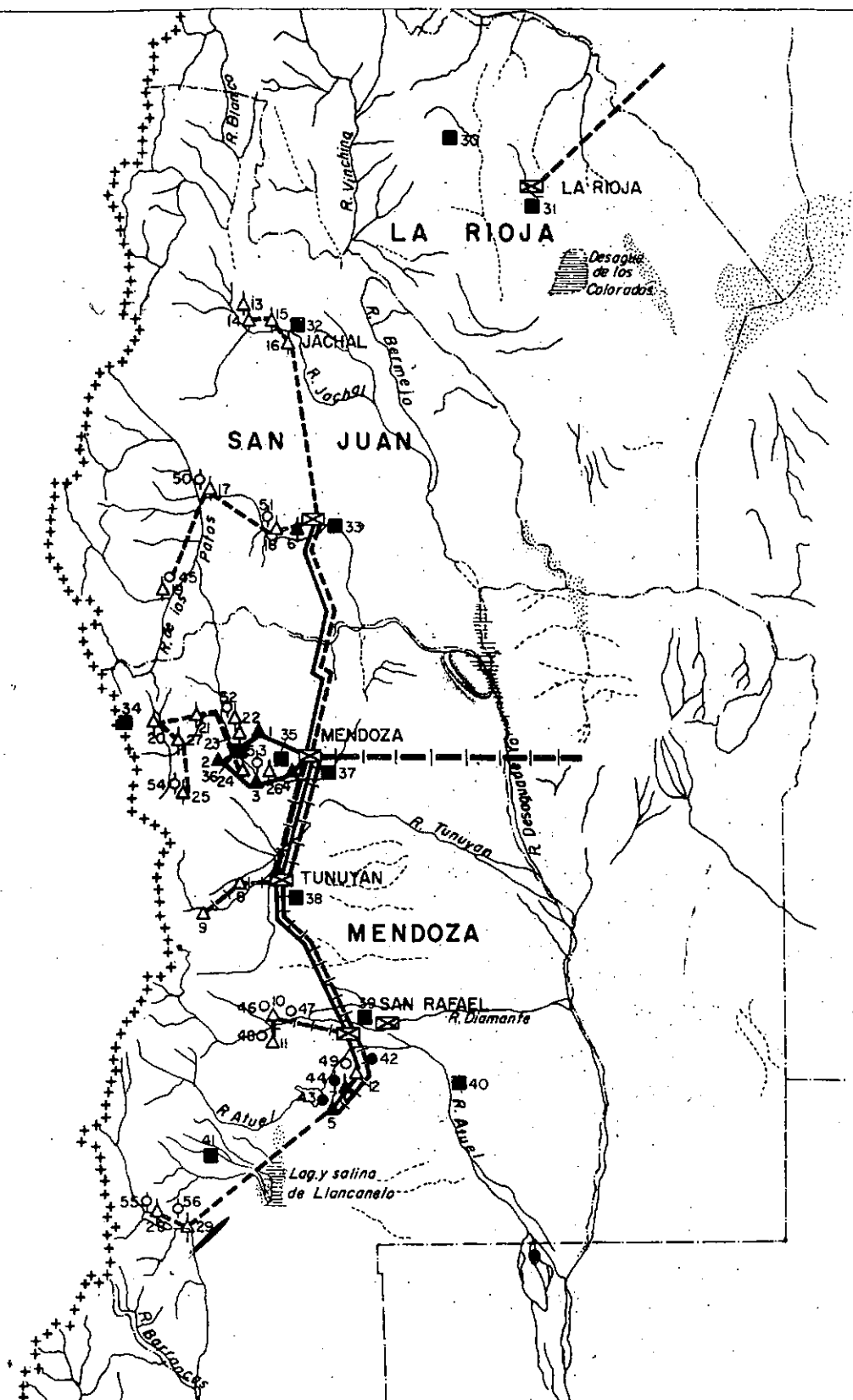
CENTRALES HIDROELECTRICAS		SISTEMA ANDINO
	(EXISTENTE)	
1	A. CONDARCO	CONSTRUIDA ▲
2	SAN MARTIN	"
3	LUJAN	"
4	CACHEUTA	"
5	EL NIHUIL I	"
<hr/>		
6	ULLUN	EN CONSTRUCCION ▲
7	EL NIHUIL II	"
<hr/>		
8	VALLE DE UCO	PROYECTADA △
9	LOS RODILLOS	"
10	A. DEL TORO	"
11	P. DEL DIAMANTE	"
12	EL NIHUIL III	"
<hr/>		
13	CUESTA DEL VIENTO	PREVISTA O EVENTUAL △
14	CERRO BOLA	"
15	PACHIMAYO	"
16	SALTO DE LA LOMA	"
17	IAS JUNTAS	"
18	KM 48.2	"

CENTRALES HIDROELECTRICAS		SISTEMA ANDINO
19	EL HORCAJO	PREVISTA O EVENTUAL
20	LAS VACAS	"
21	PICHEUTA	"
22	USPALLATA	"
23	S. DEL POTRERILLOS	"
24	BLANCO ANGOSTURA	"
25	TUPUNGATO	"
26	POTRERILLOS	"
27	POIVAREDA	"
28	PORT DEL VIENTO	"
29	RINCON DE LOS GODOS	"

CENTRALES TERMICAS		SISTEMA ANDINO
30	CHILECITO	(EXISTENTE) CONSTRUIDA
31	LA RIOJA	"
32	JACHAL	"
33	SARMIENTO-CONCEPCION-CENTRO	"
34	LAS CUEVAS	"
35	MENDOZA	"
36	BLANCO ENCALADA	"
37	GODOY CRUZ	"
38	TUNUYAN	"
39		"
40	GENERAL ALVEAR	"
41		"

DIQUES DE EMBALSES		SISTEMA ANDINO
42	VALLE GRANDE	(EXISTENTE) CONSTRUIDA ●
43	EL NIHUIL I	"
44	EL NIHUIL II	EN CONSTRUCCION ⊕
45	EL HORCAJO	PROYECTADO ○
46	A. DEL TORO	"
47	LOS REYUNOS	"
48	P. DEL DIAMANTE	"
49	EL NIHUIL III	"
50	LAS JUNTAS	PREVISTO O EVENTUAL ⊕
51		"
52	USPALLATA	"
53		"
54	TUPUNGATO	"
55	PORT DEL VIENTO	"
56	RINCON DE LOS GODOS	"

E
L
I
L
H
C



ARGENTINA SISTEMA ELECTRICO ANDINO CENTRALES DIQUES Y LINEAS

LEYENDA			
EXISTENTES	EN CONST.	PROVEC.	PREVISTA EVENTUAL
CENTRALES HIDRAULICAS CENTRALES TERMICAS DIQUES DE EMBALSE			
LINEAS DE TRANSMISION 380 KV. LINEAS DE TRANSMISION 132 KV. LINEAS DE TRANSMISION 66y33 KV.			
SUB- ESTACION TRANSFORMADORA			

SISTEMA ELECTRICO LITORAL

Centrales y Líneas

CENTRALES HIDROELECTRICAS		LITORAL
1	SALTO GRANDE	PROYECTADA
CENTRALES TERMoeLECTRICAS		EXISTENTES
2	CONCORDIA	"
3	SUNCHALES	"
4	RAFAELA	"
5		"
6	SAN JORGE	"
7	SANTA FE	"
8	PARANA	"
9	VICTORIA	"
10	C. DEL URUGUAY	"
11	GUALEGUAY	"
12	SAN LORENZO	"
13	C. DE GOMEZ	"
14	ROSARIO	"
15	CASILDA	"
16	GUALEGUAYCHU	"
17	BERA BEBU	"
18	VENADO TUERTO	"
19	A. CASTELLANOS	"
20	SAN NICOLAS	"

CENTRALES TERMoeLECTRICAS

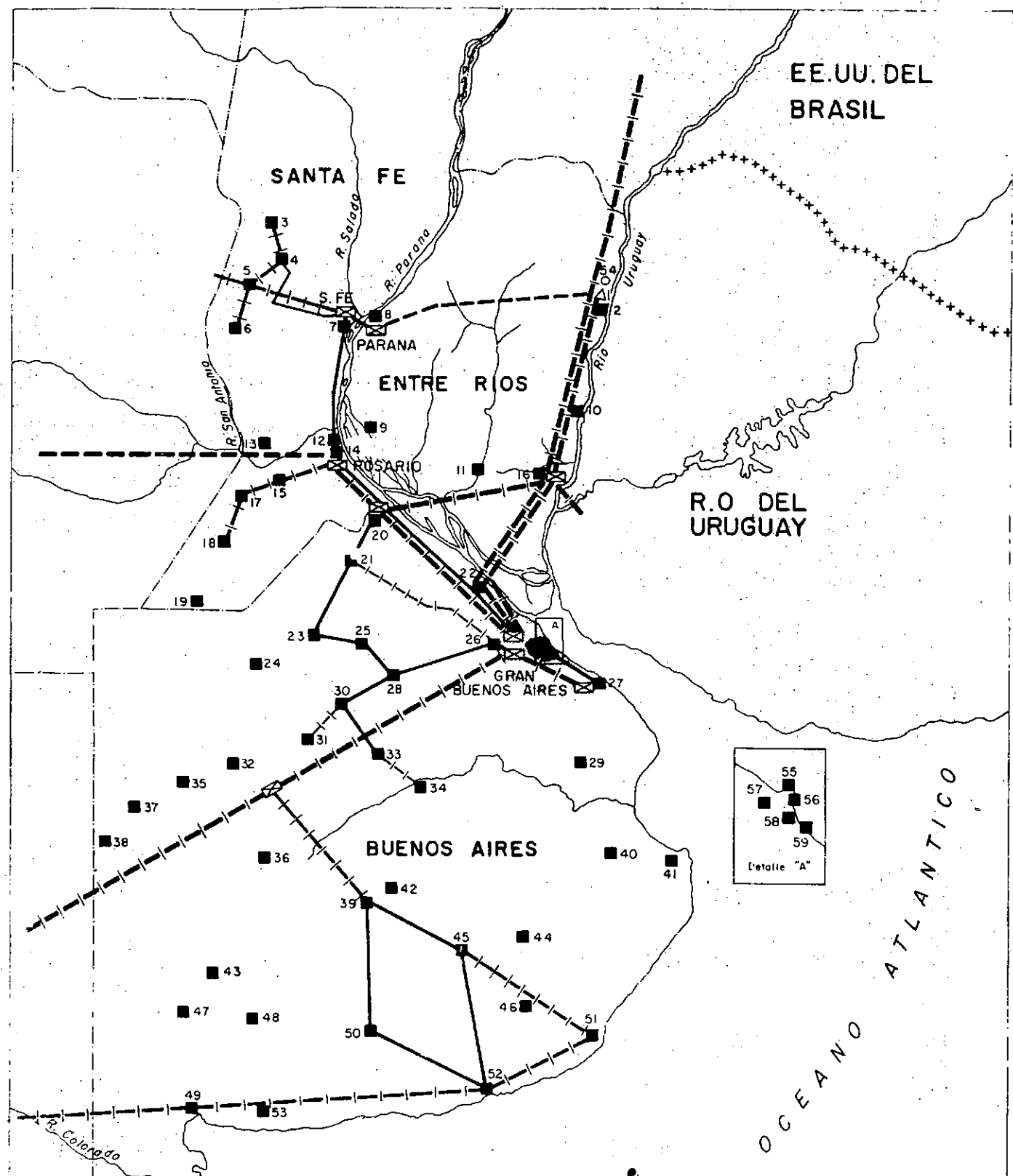
		EXISTENTES
21	PERGAMINO	
22	ZARATE	"
23	JUNIN	"
24	LINCOLN	"
25	CHACABUCO	"
26	LUJAN	"
27	LA PLATA	"
28	CHIVILCOY	"
29	CHASCOMUS	"
30	BRAGADO	"
31	9 DE JULIO	"
32	G. CASARES	"
33	25 DE MAYO	"
34	SALADILLO	"
35	PEHUAJO	"
36	BOLIVAR	"
37	T. LAUQUEN	"
38	PELLEGRINI	"
39	OLAVARRIA	"
40	DOLORES	"
41	GENERAL LAVALIE	"
42	AZUL	"
43	CNL. SUAREZ	"
44	AYACUCHO	"

CENTRALES TERMoeLECTRICAS

45	TANDIL	EXISTENTES
46	BALCARCE	"
47	SAAVEDRA	"
48	CNL. FRINGLES	"
49	BAHIA BLANCA	"
50	TRES ARROYOS	"
51	MAR DEL PLATA	"
52	NECOCHEA	"
53	CNL. DORREGO	"

DIQUES DE EMBALSE

54	SALTO GRANDE	PROYECTO
55	NUEVO PUERTO	
56	PUERTO NUEVO	
57	LA PATERNA	
58	P. DE MENDOZA	
59	DOCK SUD	



ARGENTINA **SISTEMA ELECTRICO** **LITORAL** **CENTRALES DIQUES Y LINEAS**

LEYENDA

CENTRALES HIDRAULICAS
 CENTRALES TERMICAS
 DIQUES DE EMBALSE
 LINEAS DE TRANSMISION 380 K.V.
 LINEAS DE TRANSMISION 132 K.V.
 LINEAS DE TRANSMISION 66 y 33 K.V.

EXISTENTES	EN CONST.	PROYEC.	PREVISTA EVENTUAL

SUB-ESTACION TRANSFORMADORA

SISTEMA CENTRAL

Centrales y Líneas

CENTRALES HIDROELECTRICAS		SISTEMA CENTRAL	
1	CRUZ DEL EJE		EXISTENTE
2	LA CALERA	"	"
3	SAN ROQUE	"	"
4	LA VIÑA	"	"
5	LOS MOLINOS	"	"
6	RIO TERCERO	"	"
7	SAN FELIPE	"	"
8	LOS PUQUIOS	"	"
9	LA FLORIDA	"	"
10	CRUZ DE PIEDRA	"	"

11 RIO TERCERO

~~EN CONSTRUCCION~~

CENTRALES TERMoeLECTRICAS		SISTEMA CENTRAL	
12	V. GRAL. MITRE		EXISTENTE
13	CRUZ DEL EJE	"	"
14	JESUS MARIA	"	"
15	COSQUIN (LAS SIERRAS)	"	"
16	DEAN FUNES	"	"
17	MENDOZA	"	"
18	S. TEMPLE	"	"
19	SAN FRANCISCO	"	"

CENTRALES TERMoeLECTRICAS		SISTEMA CENTRAL
20	VILLA DEL ROSARIO	EXISTENTE
21	ALTA GRACIA	"
22	PILAR	"
23	P. DEL MOLLE	"
24	SANTA ROSA	"
25	VILLA MARIA	"
26	GENERAL CABRERA	"
27	HEL VILLE	"
28	LEONES	"
29	M. JUAREZ	"
30	INRIVILLE	"
31	CRUZ ALTA	"
32	LABORDE	"
33	ISLA VERDE	"
34	SORRAL DE BUSTOS	"
35	LA TOMA	"
36	SAN LUIS	"
37	RIO CUARTO	"
38	LA CARLOTA	"
39	V. MERCEDES	"

6 DIQUES DE EMBALSE		SISTEMA CENTRAL
40	CRUZ DEL EJE	EXISTENTE
41	LA CALERA	"

DIQUES DE EMBALSE	SISTEMA CENTRAL
42 SAN ROQUE	EXISTENTES
43 LA VIÑA	"
44 LOS MOLINOS	"
45 RIO TERCERO	"
46 SAN FELIPE	"
47 LOS PUQUIOS	"
48 CRUZ DE PIEDRA	"
49 RIO TERCERO	EN CONSTRUCCION

