

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



GENERAL

E/CN.12/629/Add.2
13 de julio de 1962

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

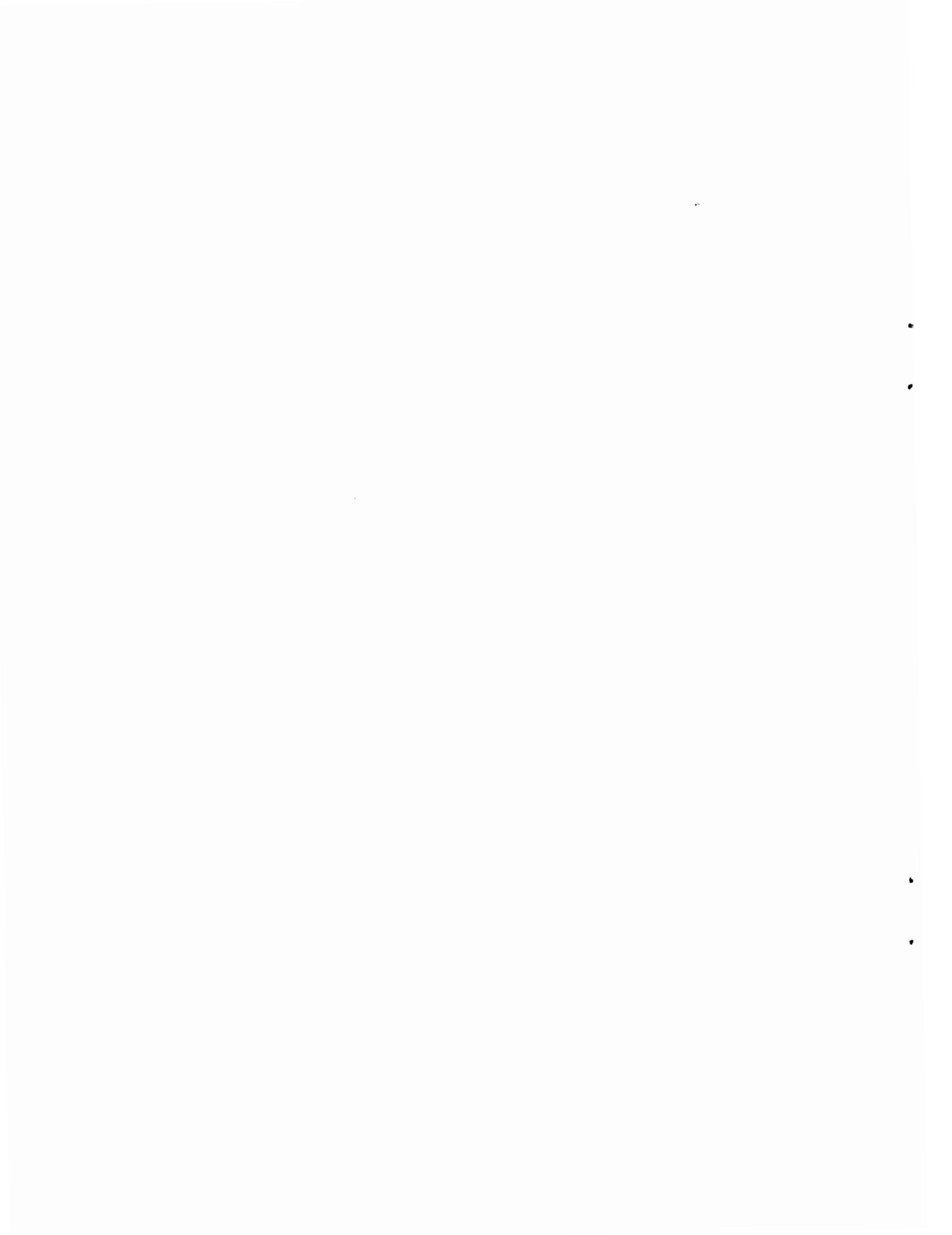
Décimo período de sesiones

Mar del Plata, 6 al 18 de mayo de 1963

ESTUDIO SOBRE LA FABRICACION DE EQUIPOS INDUSTRIALES DE
BASE EN LA ARGENTINA

III. Generación y transmisión de energía eléctrica

Trabajo preparado en estrecha cooperación
con el Consejo Federal de Inversiones
de la República Argentina.



INDICE

	<u>Página</u>
Resumen y conclusiones.....	1
1. Demanda probable de energía eléctrica.....	4
2. Programa de obras para generación de energía eléctrica.	8
3. Líneas de transmisión y sistemas de distribución.....	12
4. Capacidad de fabricación de equipos.....	15
a) Motores primarios.....	16
b) Generadores.....	16
c) Transformadores.....	18
d) Equipos auxiliares.....	19
5. Necesidades de materiales.....	19
a) Materiales para transformadores.....	19
b) Materiales para líneas de transmisión.....	20
6. Confección de proyectos y normalización.....	20
7. Factores que afectan a la capacidad de competencia de la industria.....	21
a) Derechos de importación.....	22
b) Demanda irregular.....	22
c) Modalidades de las licitaciones.....	22
d) Dificultades para obtener financiación bancaria.....	23
e) Prácticas de fomento de la exportación en algunos países.....	24

ESTUDIO SOBRE LA FABRICACION DE EQUIPOS INDUSTRIALES
DE BASE EN LA ARGENTINA

III

GENERACION Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

Resumen y conclusiones

A continuación se estima la demanda probable de equipos para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, conjuntamente con las necesidades de materias primas para su fabricación, a fin de establecer provisionalmente la posible participación de la industria nacional en su abastecimiento y analizar algunos de los problemas que se presentan para la programación de las inversiones en ese sector.

La estimación de la demanda probable de equipos se funda en estudios recientes (el financiado por el Fondo Especial de las Naciones Unidas y dirigido conjuntamente por el gobierno argentino y el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF)^{1/} y el realizado por Agua y Energía Eléctrica^{2/}), todavía no aprobados oficialmente, por lo que no constituyen planes propiamente dichos. Sin embargo, se considera que en los próximos diez años, plazo que abarcan dichos estudios, las obras por construir no se apartarán sustancialmente de las recomendaciones contenidas en los mismos. No obstante, quedan abiertos algunos interrogantes a más largo plazo.

Teniendo en cuenta las recomendaciones de los consultores que actuaron bajo la dirección conjunta del gobierno argentino y del BIRF y agregando a ellas dos obras hidroeléctricas recomendadas por Agua y Energía Eléctrica, los planes provinciales y las obras en ejecución en las zonas no consideradas en los estudios básicos, se llega a la conclusión de que en el decenio 1961-70 la potencia instalada adicional representará 2 586 millones de kW, de los cuales 2 172 millones (84 por ciento) son térmicos y 414 millones (16 por ciento) hidroeléctricos. El cuadro 3 detalla las centrales, con especificación de los grupos y tipo de generación.

1/ Tippets, Abbett, Mac Carthy, Stretton y Kennedy y Donkin, Estudio de problemas eléctricos argentinos (Buenos Aires, 1960).

2/ Agua y Energía Eléctrica, Consideraciones sobre el problema eléctrico argentino. Propositiones básicas (Buenos Aires, 1961).

A fin de apreciar desde el punto de vista de este estudio el programa que se acaba de resumir y de precisar la magnitud del problema que para las decisiones de inversión en la industria productora de equipos representa la limitación de los estudios al año 1970, se examinan en el apartado 1 las proyecciones de producción de energía eléctrica. Estas corresponden a una hipótesis de mínimo. La comparación de sus resultados y su prolongación hasta 1975 con las posibilidades de generación hidráulica, como se hace en el apartado 2, muestra que esta última podría representar un papel importante.

En efecto, considerando un conjunto de posibles centrales hidroeléctricas, tal como se detallan en el Cuadro 5, para establecer no tanto un programa de obras sino el grado de conocimiento del recurso frente a la demanda previsible, se llega a la conclusión de que en una hipótesis de mínima entre 1970 y 1975 el incremento de la generación de este tipo de energía bien podría ser de 5 866 millones de kWh y el de la producción total de energía eléctrica de servicio público de 6 717 millones de kWh.

Si se considera la hipótesis de máxima para la generación hidráulica de energía eléctrica, dicho incremento podría alcanzar a 8 310 millones de kWh, superior en algo más del 20 por ciento a la producción total, hecho sólo aparentemente contradictorio si se recuerda que estas proyecciones corresponden a una hipótesis conservadora.

Frente a esta situación, la industria nacional de construcción de generadores ha llegado a producir grupos de un orden de magnitud de 10 000 kW de potencia y asociando las facilidades de distintos establecimientos podría llegar hasta los 40 000 kVA. Sin embargo, la producción de motores primarios está limitada a la de motores diesel estacionarios de pequeña y mediana potencia. Aunque dos establecimientos poseen licencias para la fabricación de turbinas hidráulicas, no se han construido unidades de potencia importante ni existen proyectos para la fabricación de turbinas a vapor o a gas.

Por lo tanto, son muy limitadas las posibilidades de la industria nacional para participar sustancialmente en el abastecimiento de equipos de generación destinados a los sistemas de servicio público en el decenio 1961-70, tal como se prevé en las recomendaciones comentadas, principalmente a base de grandes centrales térmicas. Más aún, aunque se lograra

/aprovechar las

aprovechar las posibilidades existentes de aumentar la potencia de los grupos generadores de construcción nacional, las modalidades de contratación - que se orientan hacia el tipo de contrato único de instalación con provisión conjunta del motor primario y el generador - la pondrían en desventaja frente a la competencia extranjera, aun sin tener en cuenta los problemas derivados de la diferencia de costos, que se analizan por separado en el último apartado.

La programación de inversiones para fabricación de motores primarios térmicos, a fin de ponerse en condiciones de lograr una participación más elevada en el abastecimiento de equipos hacia fines del decenio 1961-70 y en los años siguientes, se enfrenta con la incertidumbre de si después de esa fecha la expansión de los sistemas de servicio público continuará siendo predominantemente térmica, o si la generación hidroeléctrica desempeñará en ellos una parte sustancial.

Los estudios en curso de terminación para el aprovechamiento del río Uruguay en Salto Grande y del sistema Limay-Neuquén con el complejo Chocón-Cerros Colorados, definirán posiblemente la cuestión para el abastecimiento de la zona del Litoral hacia 1975. A esa zona correspondió en 1960 el 63.5 por ciento de la potencia instalada, situación que previsiblemente se mantendrá en el futuro. Para después de esa fecha y con respecto a todo el país, sería necesario estudiar programas de largo alcance, teniendo en cuenta el problema general de la economía del uso de combustibles, el desarrollo regional y las inversiones globales de la economía.

La inversión total requerida para la ampliación de la capacidad de generación hasta 1970 (sin incluir las obras hidráulicas de gran magnitud, que para entrar en servicio en el quinquenio 1971-75 deberían comenzarse antes de 1970) es del orden de 390 millones de dólares. De esa suma, 296 millones corresponden a equipos (incluyendo motores primarios, generadores, transformadores elevadores e instalaciones auxiliares), y la posible participación nacional se estima en 65 millones de dólares, correspondientes a algunos generadores pequeños e instalaciones auxiliares como tableros, etc.

La situación es muy distinta en lo que se refiere a transmisión de energía eléctrica, que en el decenio 1961-70 requerirá la inversión de 125 /millones de

millones de dólares, de los que 76.5 millones corresponden a equipos (incluyendo torres de transmisión), y también para la distribución, que requerirá una inversión total de 272 millones de dólares; la mitad de ellos en equipos.

En efecto, la industria nacional de transformadores, material aislante y complementario podría proveer prácticamente todas las necesidades de equipos. El comienzo de la producción nacional de laminados planos en gran escala a su vez, permitiría sustituir también gran parte de las importaciones de materia prima, que se reducirían entonces al cobre y al hierro silicio, con la consiguiente reducción de los gastos en divisas.

Aquí el problema básico es el de costos, en el que tiene desfavorable influencia, aparte otros factores, la demanda irregular originada por las dificultades financieras y en la falta de planes concretos que permitan un adecuado grado de utilización de las instalaciones.

De optarse por la alternativa hidroeléctrica para el abastecimiento de la zona del Litoral, habría que agregar a estas cifras los 110 millones de dólares que significan las correspondientes líneas de transmisión, cuya construcción debería iniciarse en los últimos años del decenio 1961-70, y tal vez completarse en el caso de Salto Grande, como se indica en la parte pertinente.

Del análisis de los problemas de know-how y normas, se desprende la necesidad de una acción conjunta de fabricantes y usuarios con el Instituto Argentino de Racionalización de Materiales para la confección de normas más detalladas que las actuales y formuladas con criterio económico, que permitirían una estandarización que se echa de menos en la actualidad.

1. Demanda probable de energía eléctrica

El Cuadro 1 resume la situación existente en 1960 en cuanto a potencia instalada y producción de energía eléctrica, tanto de servicio público como de autoproducción en cada una de las seis zonas que se tuvieron en cuenta en los estudios mencionados en el párrafo anterior. Dichas zonas sólo comprenden el 12.1 por ciento del total de la superficie del país, pero albergan al 68.3 por ciento de su población (según el censo de 1960) y consumieron ese año el 87 por ciento de la producción de energía eléctrica.

/ Cuadro 1

Cuadro 1

ARGENTINA: POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA, 1960

Zonas	Potencia instalada						Producción de energía eléctrica						Consumo por habitante (kWh)
	Servicio público		Autoproducción		Total		Servicio público		Autoproducción		Total		
	Miles de kW	Por ciento	Miles de kW	Por ciento	Miles de kW	Por ciento	Miliones de kWh	Por ciento	Miliones de kWh	Por ciento	Miliones de kWh	Por ciento	
Litoral	1 477	64.1	589	62.0	2 066	63.5	6 050.3	77.1	1 393.4	58.2	7 443.7	72.7	745
Córdoba	125	5.4	21	2.2	146	4.4	524.4	6.7	58.9	2.5	583.3	5.7	391
Cuyo	162 ^{a/}	7.0	43	4.5	205	6.3	373.8	4.8	109.7	4.6	483.5	4.7	439
Tucumán	28	1.2	40	4.2	68	2.1	114.4	1.5	88.6	3.7	203.0	2.0	290
Corrientes-Chaco	18	0.8	7	0.7	25	0.8	102.1	1.3	14.6	0.6	116.7	1.1	450
Río Negro	8	0.5	1	-	9	0.3	74.9	0.9	2.4	0.1	77.3	0.8	677
Resto del país	487	21.1	249	26.2	736	22.7	610.0	7.7	727.4	30.4	1 337.4	13.0	211
Total	2 305	100.0	950	100.0	3 255	100.0	7 850.0	100.0	2 395.0	100.0	10 244.9	100.0	510

Fuente: La distribución en zonas fue estimada por la CEPAL a base de los datos oficiales por jurisdicción. (Para el consumo por habitante se utilizaron los resultados provisionales del Censo de 1960).

Nota: Las sumas pueden no coincidir por el redondeo de las cifras.

^{a/} Potencia no totalmente utilizada.

La fuerte proporción de la autogeneración, que llega en el total del país a representar algo más del 23 por ciento del abastecimiento de energía eléctrica, refleja principalmente la insuficiencia de los sistemas de servicio público para atender la demanda, de lo que resulta la proliferación de instalaciones, en su mayoría de pequeña potencia. Aunque esas instalaciones fueran operadas en condiciones óptimas de eficiencia, el hecho de existir no puede menos de conducir a una utilización poco económica del equipo y los combustibles, y a una complicación de los sistemas de distribución y transporte de estos últimos.

Las estimaciones de demanda probable de energía eléctrica realizadas por los consultores contratados en 1959 para llevar a cabo un estudio bajo la dirección conjunta del gobierno argentino y del BIRF se refieren a las seis zonas principales de mercado indicadas en el Cuadro 1, a las que corresponden en la actualidad los mayores consumos, y que previsiblemente continuarán siendo en el futuro los mayores centros de demanda. Estas estimaciones, preparadas para cada zona a base de un análisis de los distintos tipos de carga y posibilidades de desarrollo, fueron revisadas a principios de 1961 por la empresa estatal de Agua y Energía Eléctrica, con algunos aumentos, pero sin alterar básicamente el panorama general.

Teniendo en cuenta este segundo estudio, se prepararon las estimaciones para 1965 y 1970 que figuran en el cuadro 2 reproduciendo para 1965 los pronósticos de Agua y Energía Eléctrica y suponiendo que en 1970 el crecimiento se operaría a la misma tasa que durante los dos últimos años considerados por dicha empresa, que son 1967 y 1968.

El resultado obtenido (16 669 millones de kWh) representa un incremento total de 130 por ciento sobre la producción de 1960. Aplicando ese mismo porcentaje de crecimiento a todo el país - es decir, contando también con los sistemas de servicio público no incluidos en las seis principales regiones - resultaría que en 1970 la producción total de energía eléctrica en los sistemas de servicio público alcanzaría a 18 055 millones de kWh.

A fin de estimar el consumo de combustible, la Dirección Nacional de la Energía estima una producción global aproximada de energía eléctrica de 22 600 millones de kWh en 1970, cifra que incluye la autoproducción. Estimando esta última por diferencia entre los dos totales considerados, resulta que en 1970 la autoproducción alcanzaría a 4 545 millones de kWh, o sea un 20 por ciento, proporción algo inferior a la de 1960, pero siempre significativa.

Cuadro 2

ARGENTINA: ESTIMACION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (TOTAL E
 HIDROELECTRICA) PARA 1965 Y 1970

(Millones de kWh)

Zonas	1960			1965			1970			1975		
	Total inclu- sive (térmica)	Hidro- eléc- trica	Total inclu- sive (térmica)	Hidro- eléc- trica	Total inclu- sive (térmica)	Hidroelétrica Mínima Máxima	Total inclu- sive (térmica)	Hidroelétrica Mínima Máxima	Total inclu- sive (térmica)	Hidroelétrica Mínima Máxima	Total inclu- sive (térmica)	Hidroelétrica Mínima Máxima
Litoral	6 050.3	...	8 900.0	...	13 200	...	18 520	...	4 530a/	5 890	4 530a/	5 890
Córdoba	524.4	411.2	980.0	535	1 530	535	2 145	642	642	642	642	642
Cuyo	373.8	286.1	700.0	376	1 116	826	1 566	976b/	976	976	976	2 546c/
Tucumán	114.4	80.5	240.0	156.5	396	156.5	556	370d/	370	370	370	470
Corrientes-Chaco	102.1	...	150.0	...	233	...	327	100
Rfo Negro	74.9	62.1	145.0	109	194	109	272	324e/	974e/	974e/	974e/	974e/
Total	7 239.9	839.9	11 115.0	1 176	16 669	1 626	23 386	2312	7 492	10 622	7 492	10 622

Fuente: Estadísticas oficiales elaboradas por la CEPAL.

- a/ Chocón y Salto Grande
- b/ Interconexión a Córdoba
- c/ Equipamiento completo de Mendoza y transmisión a Córdoba
- d/ Conexión a Salta (o recepción desde Salta debido a la construcción de Cobra Corral).
- e/ Transmitiendo a Bahfa Blanca (fuera de zona).

/la proyección

La proyección de la Dirección Nacional de la Energía corresponde a una tasa media de crecimiento anual del 8.2 por ciento. Esa tasa es superior al 7 por ciento que en otros países sin restricciones de la demanda ha sido el promedio de expansión, pero sigue siendo inferior a la previsible para un crecimiento acelerado, como es el caso del Brasil, donde el incremento estimado llega al 10 por ciento anual.

La situación actual de la mayoría de los sistemas de servicio público es crítica. Como se encuentran sobrecargados, no es posible garantizar el mantenimiento de la tensión de distribución y trabajan prácticamente sin reservas, lo que ha motivado una contención de la demanda de muy serias consecuencias para la actividad productora y que buscará satisfacerse por cualquier medio. Tal es la razón de que se considere aceptable la tasa moderadamente rápida de crecimiento global adoptada por la Dirección Nacional de Energía. Esta es también la causa de que las proyecciones detalladas de la demanda utilizadas como base para el estudio de los posibles planes de expansión de los sistemas de servicio público sean en realidad de mínima, y de que la autogeneración habrá de continuar satisfaciendo una parte apreciable del consumo.

2. Programa de obras para generación de energía eléctrica

Los planes que se discuten en la actualidad para cubrir las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica de servicio público prevén en el decenio una expansión de la potencia de generación a base principalmente de grandes centrales térmicas. Así puede verse en el cuadro 3, que se preparó teniendo en cuenta las recomendaciones de los consultores que actuaron bajo la dirección conjunta del Gobierno Argentino y del BIRP, a los que se agregaron dos obras hidroeléctricas recomendadas por Agua y Energía Eléctrica, otras seis obras ya en ejecución en el resto del país y las correspondientes a planes provinciales. Este programa representa un total de 2 586 millones de kW de potencia instalada adicional, de los cuales 2 172 millones (84 por ciento) son térmicos y 414 millones (16 por ciento) hidroeléctricos. Daria lugar a una inversión total del orden de 390 millones de dólares, de los cuales 295 millones se gastarían en equipos.

Cuadro 3
 ARGENTINA: RESUMEN DE LAS CENTRALES GENERADORAS, 1961-69
 (Todos los valores en MW instalados)

Zona	Central	Clase	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Gran Buenos Aires- Litoral	San Nicolás a/	Térmica	30								
	Pedro Mendoza b/	Térmica	12								
	Sorrento-Rosario c/	Térmica		38							
	Calchines-Santa Fe	Térmica	1x140d/	1x120e/	1x30		1x30	1x180	1x180		
	Puerto Nuevo	Térmica		1x120d/	3x120d/		1x120f/			1x200	1x200
	Dock Sud	Térmica			3x12 d/						
Córdoba	Río Tercero No.3	Hidroeléctrica	1x33d/							1x33	
	Dean Funes	Térmica									
	Villa María	Térmica			2x33						
Mendoza	Bianco Encalada	Térmica	1x5.0d/	1x5.0d/							
	Ullún	Hidroeléctrica				2x21.4g/					
	Rihuil No.2	Hidroeléctrica					4x21.3d/			1x15	1x15
	Valle Grande h/	Térmica								2x20	
	Nuevas instalaciones Rihuil No.3	Hidráulica									2x56
Tucumán	Agua del Toro i/	Hidráulica									
	Escoba	Hidroeléctrica	2.1 j/								
	Sarmiento	Térmica	1x6 d/								
	Las Váquez	Térmica			2x10d/	1x10d/			1x10		
Alto Valle del Río Negro	Romero	Hidroeléctrica	2x3.12d/								
	Céspedes	Hidroeléctrica		2x2.8d/							
	Alien	Térmica	1x1.0d/	1x1.0d/	1x2.0		1x2.0		1x2.0	1x2.0	
	Resistencia- Corrientes	Térmica	4.9								
Resto del país	Barranqueras	Térmica				2x10d/	1x10d/				1x10
	Corrientes	Térmica									
	Corralito (Salta)	Hidroeléctrica		16							
	F. Ameghine (Chubut)	Hidroeléctrica					68	1x30			
	Mar del Plata	Térmica									
	Concepción del Uruguay	Térmica							1x15		
	Batía Blanca	Térmica				1x25					
Necochea	Térmica		1x33	1x33							

Fuente: BIRP, Estudio de Problemas Eléctricos Argentinos, y Agua y Energía Eléctrica (Empresa Nacional), Consideraciones acerca del problema eléctrico argentino.

- a/ Rehabilitación de la Central de San Nicolás.
- b/ Rehabilitación de la Central Pedro Mendoza.
- c/ Solamente instalación de nuevas calderas.
- d/ Instalaciones contratadas.
- e/ Transferencia a Puerto Nuevo de una unidad de 120 MW ordenada para Dock Sud.
- f/ Unidad adicional de 120 MW en reemplazo de la transferida a Puerto Nuevo.
- g/ Estimación de los consultores.
- h/ Embalse compensador.
- i/ Rehabilitación parcial.
- j/ Reparación del tercer transformador.

/Cualquiera que

Cualquiera que sea la conclusión a que se llegue sobre la conveniencia de adoptar una orientación definida hacia la producción térmica o hidroeléctrica, es evidente que no puede afectar en medida importante a la situación en el decenio. En efecto, por una parte la gran mayoría de las obras indicadas en el cuadro 3 se encuentran en ejecución o ellas o sus equipos están contratados, restando únicamente las señaladas en el cuadro 4. Por otra parte, aunque se decidiera expandir aun más la generación hidroeléctrica, el tiempo necesario para la ejecución de esta clase de obras impide que antes de 1970 haya una variación fundamental, lo que queda ilustrado en el cuadro 2, en el cual en el año 1970, y bajo la denominación de "máxima", se ha incluido una columna en la que figura la capacidad de producción hipotética de energía de origen hidroeléctrico que se obtendría al agregar a las obras existentes y a las ya en ejecución (registradas en la columna "mínima") aquellas otras con proyecto actualmente terminado que se estima podrían estar en servicio en dicho año. Aunque la capacidad de generación hidroeléctrica aumentaría así en un 61 por ciento en el total del servicio público de las seis principales zonas de mercado, tal aumento sólo implicaría pasar de un 10 a un 16.1 por ciento, sin mayor influencia en la economía del uso de combustibles ni en la composición de la demanda de motores primarios.

Sin embargo, para el desarrollo futuro de la industria productora de equipos reviste particular interés, la adopción de una política definida, con planes de largo alcance que permitan apreciar la capacidad del mercado en una medida razonable. Sólo a base de tal política sería posible decidir nuevas inversiones en sectores de elevada especialización, como es el caso en la producción de motores primarios.

A fin de tener idea de cómo podría evolucionar la situación, en el cuadro 2 se incluye una estimación para el año 1975 de la demanda de energía eléctrica en los principales sistemas de servicio público, basada en la prolongación hasta dicho año de las tendencias de los últimos del decenio 1960-70, la que se completó con una estimación de la posible generación hidroeléctrica total en dos hipótesis. La columna de hipótesis mínima comprende las obras hidroeléctricas consideradas en la hipótesis máxima para 1970 y además las centrales del Chocón y Salto Grande, cuya viabilidad

Cuadro 4

ARGENTINA: EQUIPOS DE GENERACION DE LAS CENTRALES PREVISTAS
 CUYA CONSTRUCCION NO SE HA INICIADO O CONTRATADO

Zona	Generadores	Motores primarios	Transformadores elevadores
1. Litoral:			
Puerto Nuevo	2 x 180 MW	Turbina a vapor	
Nuevo Puerto	2 x 200 MW	" " "	
Salto Grande	10 x 70 MW	Turbinas Kaplan, de 25 m de caída	15 x 45 MVA monofásicos de 13.2 a 380 kV, co- nectados cada uno a dos generadores.
Chocón	10 x 70 MW	Turbinas Francis de 70 m de caída	15 x 45 MVA monofási- cos, de igual relación y disposición que los anteriores
Calchines	2 x 30 MW	Turbina a vapor (monobloc)	
3. Cuyo			
Nihuil 3	2 x 20 MW	Turbinas Francis de 70 m de caída	2 x 25 MVA, de 13.2 a 123 kV
Agua del Toro	2 x 56 MW	Turbinas Francis de 210 m de caída	3 x 65 MVA de 13.2 a 132 kV
5. Corrientes			
	1 x 10 MW	Turbina a vapor	

Fuente: Estadísticas oficiales elaboradas por la CEPAL.

económica está actualmente en estudio^{3/} pero en favor de las cuales ya existen declaraciones oficiales. También se han incluido provisionalmente en la hipótesis mínima de 1975 un aprovechamiento de gran importancia en la región de Cuyo, destinado a abastecer esa zona y la de Córdoba (el río Mendoza), otro en derivación de los Saltos de Apipé en el Alto Paraná (zona Corrientes-Chaco) y otras obras más pequeñas en Tucumán. (Véase el cuadro 5.)

De este análisis de las perspectivas resulta que en 1975 la hipótesis máxima adquiere una amplitud tal que la energía susceptible de ser generada hidroeléctricamente experimenta un incremento de 8 310 millones de kWh en relación con la hipótesis máxima de 1970, diferencia que es de 5 866 millones de kWh para las hipótesis mínimas de los mismos años. En ambos casos el aumento se mantiene dentro del orden de magnitud del incremento de la demanda total del mismo período, estimada conservadoramente en 6 717 millones de kWh.

Esto se debe principalmente a la concentración de la demanda en la zona Litoral, lo que determina que la sola decisión de aportar fuentes hidroeléctricas a su abastecimiento cambie básicamente la situación, transformando la generación hidroeléctrica de mero auxiliar en factor dominante de la expansión de los servicios públicos.

Esta conclusión indica la existencia de una incertidumbre considerable para la proyección de la demanda de motores primarios y de generadores, cuya composición puede verse notablemente alterada por las decisiones que se tomen en relación con el desarrollo de la energía hidroeléctrica.

3. Líneas de transmisión y sistemas de distribución

En el cuadro 6 se detallan, por zonas, las longitudes de circuitos de transmisión previstas en el informe de los consultores del Gobierno Argentino y del BIRF para su ejecución en el próximo decenio. Se han incluido en el mismo cuadro (columna de 380 kW) las líneas de transmisión desde Chocón y Salto Grande a Buenos Aires, cuya construcción debería

3/ El estudio técnico-económico y financiero del complejo Chocón-Cerros Colorados, en realización por parte del consorcio Italconsult-Sofrelec y financiado por medio de un crédito del Banco Interamericano de Desarrollo, se terminará probablemente a mediados de 1962. La Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (integrada por los gobiernos argentino y uruguayo) encomendó dicho estudio y la confección del proyecto definitivo a la firma Sofrelec, habiéndose ya terminado el estudio y previéndose la terminación del proyecto para fines de 1962. De iniciarse inmediatamente la construcción de la central de Salto Grande, el primer grupo generador podría entrar en servicio en 1969 y la central completa en 1972.

Cuadro 5

ARGENTINA: GENERACION ADICIONAL DE ENERGIA HIDROELECTRICA
CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO, 1956, 1970 y 1975

(Millones de kWh)

	1965	1970		1975	
			Mínima	Máxima	Mínima
<u>Litoral:</u>					
Salto Grande ^{a/}					2 920
					2 920
<u>Córdoba:</u>					
La Viña	18				
San Roque	63				
Río III No.3	53				
Río III No.4			22		
Río III No.5			20		
La Viña No. 2 y 3			65		
	124		107		
<u>Cuyo:</u>					
Ullín	90	90			
Nihuil No.2		360			
Nihuil No.3			150		
Agua del Toro					380
Uspallata					410
Potrerillos					220
Salto de Potrerillos					560
	90	450	150		1 570
<u>Tucumán-Santiago del Estero:</u>					
Los Quiroga	6				
Pueblo Viejo	70				
Angostura No.1 ^{b/}			132		
Angostura No. 2 ^{b/}			37		
Río Hondo			45		
Angostura No. 3					40
El Cadillal					60
	76		214		100
<u>Corrientes-Chaco:</u>					
Derivación <u>pipé</u> ^{c/}					100
					100
<u>Río Negro:</u>					
Julián Romero	25				
Céspedes	22				
Complejo Chocón-Cerros					
Colorados <u>d/</u>					2 960
	47				2 960
					4 320
					4 320

Fuente: Diversas publicaciones oficiales.

- a/ Incluye una energía neta entregada de 2 220 Gwh al sistema de distribución de Buenos Aires-Litoral y 700 Gwh de consumo local, calculadas computando únicamente la parte argentina. Sin embargo el convenio argentino-uruguayo prevé la transferencia de energía de la parte uruguaya, lo que se tiene en cuenta en el proyecto de línea de transmisión.
- b/ U otro equivalente del proyecto del Aconquija
- c/ Central considerada en el proyecto de canal lateral. El aprovechamiento total, actualmente en estudio, permitiría cifras mucho mayores.
- d/ Para la hipótesis mínima de 1975, incluye únicamente la central de El Chocón, con una energía neta entregada de 2 310 Gwh al sistema de distribución Buenos Aires-Litoral y 650 Gwh para consumo en la zona y transmisión a Bahía Blanca. En la hipótesis máxima se añade el aprovechamiento de Cerros Colorados.

Cuadro 6

ARGENTINA: LONGITUDES DE CIRCUITOS DE TRANSMISION

Zona	380 kV	132 kV	66 kV
Litoral	1 514	676	263
Córdoba	-	438	673
Cuyo	-	336	108
Tucumán	-	28	-
Río Negro	-	-	188
<u>Total</u>	<u>1 514</u>	<u>1 678</u>	1 232

Fuente: Estadísticas oficiales elaboradas por la CEPAL.

/iniciarse en

iniciarse en el decenio. Los totales no comprenden la transmisión Mendoza-San Luis-Córdoba requerida para la utilización de la central Agua del Toro, ni la interconexión Córdoba-Litoral, conveniente por razones de equilibrio de los sistemas y mejor distribución y aprovechamiento de las reservas de generación.

El total de inversión demandado por estas líneas de transmisión sería del orden de 225 millones de dólares, de los cuales 135 millones en equipos. De esa suma, un conjunto de obras cuya inversión global equivale a 97.5 millones de dólares - es decir, 43.3 por ciento - está ya en ejecución o debería haberse iniciado o contratado en el curso de 1961.

Los sistemas de distribución correspondientes representan 272 millones de dólares, de los cuales 136 millones en equipos.

El conjunto de transmisión y distribución representa una inversión global de 497 millones de dólares, que es del orden de magnitud de la requerida para la construcción de las centrales generadoras, que incluyendo a Chocón y Salto Grande llega a 551 millones de dólares. Aun en el caso de que se decidiera finalmente en contra de la conveniencia de los aprovechamientos hidroeléctricos acabados de mencionar, con la consiguiente disminución en la inversión en líneas del orden de 100 millones de dólares, subsiste la circunstancia de que el rubro transmisión y distribución representa una demanda potencial suficientemente amplia y definida como para permitir la realización de planes de fabricación y de inversión en la industria productora de los elementos necesarios.

Considerando que los sistemas de transmisión y distribución proyectados no son en gran parte de red cerrada, la capacidad total de transformación requerida para la elevación y reducción de tensión estará en la relación de 3.5 a 1 con respecto a la potencia adicional a instalar. Resulta así un total de 8 820 millones de kVA en el decenio, aun sin tener en cuenta los sistemas de Chocón y Salto Grande.

4. Capacidad de fabricación de equipos

Se ha adoptado la siguiente clasificación de los equipos necesarios para la producción, transmisión y distribución de electricidad:

Equipos de producción

Motores primarios

Generadores

/Transformadores elevadores

Transformadores elevadores

Equipos de medición, interceptores y de protección

Puentes-grúa

Compuertas y conductos forzados

Equipos para transmisión y distribución:

Transformadores reductores

Disyuntores

Llaves e interceptores

Aisladores

Torres para líneas de transmisión

Los transformadores elevadores se consideran conjuntamente con los reductores, y en cuanto al equipo auxiliar, la falta de proyectos definitivos no ha permitido hacer una estimación concreta.

a) Motores primarios:

Actualmente, existen dos establecimientos con capacidad para la fabricación de turbinas hidráulicas: Neyrast S.A. empresa subsidiaria de Neypiric (de Francia) y Construcciones Electromecánicas Especiales (CCEE), titular de licencias de Ansaldo San Giorgio S.p.A. y Franco Tosi (de Italia), pero hasta ahora sólo se han construido unidades de muy pequeña potencia.

También hay fábricas de motores diesel estacionarios, aptos para centrales de pequeña y mediana potencia hasta 2 000 Hp, sin que exista ningún proyecto para la construcción de turbinas de vapor o gas destinadas a centrales de gran potencia, como la mayoría de las previstas en los estudios que se citaron en los apartados 1 y 2.

b) Generadores:

La demanda de generadores y los años de terminación de su instalación se encuentran detallados en el cuadro 3. En el cuadro 4 se han separado especialmente equipos que todavía no están en construcción o no han sido contratados.

Los principales establecimientos productores de generadores son:

Construcciones Electromecánicas Especiales (CEE), sociedad argentina constituida hace once años con participación de 30 por ciento de capital extranjero y una capacidad mensual de producción de 140 toneladas, que en unidades de kVA 10 000 kVA y especificaciones normales equivale

/aproximadamente a

aproximadamente a 350 000 por año. En la gama de potencias de fabricación usual (150 a 2 000 kVA) dicha capacidad se reduce a 250 000 kVA por año. Este establecimiento utiliza licencias Ansaldo-San Giorgio (hasta 25 000 kVA).

Siam Electromecánica, sociedad argentina de reciente formación, con una capacidad de producción anual de 150 000 kVA. Esa capacidad es provisional, porque el establecimiento no está todavía en plena producción y es susceptible de considerable ampliación. Utiliza licencias Westinghouse y Marelli.

Un tercer establecimiento, ELECTROMAC, especializado en generadores de menor potencia, utiliza licencias Siemens. Existe además un gran número de fábricas de motores que pueden producir y efectivamente han producido generadores pequeños para autoproducción, cooperativas, etc. en forma más bien esporádica.

Entre las centrales existentes provistas por la industria nacional pueden citarse la de Neuquén, con tres grupos de 3 000 kW, y la de Concord (Córdoba), con cuatro grupos de 2 000 kW, y otras más pequeñas.

La unidad generadora de mayor tamaño construida en el país es un alternador de 9 600 kVA, 13 200 V y 750 r.p.m., que responde a especificaciones especiales.

La capacidad de usinado en máquinas-herramientas en los establecimientos dedicados a la producción de generadores es suficiente para la construcción íntegra en el mismo taller de unidades hasta 20 000 kVA. Contando con la colaboración de los talleres especializados que existen y poseen máquinas-herramientas adaptables, podrían construirse generadores hasta una potencia individual de 40 000 kVA. En las mayores potencias, dentro de este límite, sería necesario importar los ejes.

Ahora es muy limitada la posibilidad de que los fabricantes nacionales participen en los planes de expansión de los sistemas de servicio público de electricidad, dada la magnitud de las unidades generadores previstas y la falta de una industria nacional de motores primarios (turbinas a vapor, a gas e hidráulicas). Seguiría siendo así aunque los fabricantes se combinaran con otros talleres para aumentar la potencia de las unidades, pues se tiende a contratar simultáneamente la provisión de los motores primarios, generadores y su montaje, como se señala en el apartado 8.

/En cambio,

En cambio, la producción nacional tiene un amplio campo en la producción de equipos de autogeneración y para pequeñas centrales locales. En la parte más poblada del litoral (norte y centro de la provincia de Buenos Aires y sur y centro de la de Santa Fé), así como en la provincia de Córdoba se tiende ahora al abastecimiento de la energía eléctrica desde grandes centrales por medio de líneas de transmisión y distribución. En el resto del país las grandes distancias hacen que numerosos pequeños centros tendrán que continuar siendo abastecidos por centrales de reducida o mediana potencia. Por ello, de establecerse planes de largo plazo que contemplen adecuadamente la expansión de estos servicios, la industria nacional de generadores podría asegurarse una demanda estable de cierta importancia.

c) Transformadores:

Hay tres fábricas importantes que producen transformadores de alta tensión, a saber:

CEGELEC (Compañía General de Electricidad), sociedad argentina constituida hace doce años, con participación de capital extranjero en un 30 por ciento. La capacidad de producción anual es de 450 000 kVA, en unidades de 15 000 kVA, pudiendo fabricar unidades de hasta 40 000 kVA. Utiliza licencias de la Cie. Savoiesienne y Delle (ambas francesas, subsidiarias de la Cie. Générale d'Electricité).

Siam Electromecánica, a la que ya se hizo referencia en la parte de generadores y con uso de las mismas licencias. La capacidad anual es de aproximadamente 300 000 kVA, susceptible también de considerable ampliación.

HAMAG, sociedad argentina con una capacidad de producción de 120 000 kVA, que utiliza licencias de la AEG y se ha especializado últimamente en la producción de disyuntores de baja tensión.

Otros establecimientos más pequeños fabrican transformadores, y CEE, que como ya se vio produce generadores, proyecta dedicarse también a este ramo. La capacidad total de producción puede estimarse, en cifras redondas y trabajando a plena capacidad, en 1 millón de kVA por año.

La unidad de mayor capacidad y tensión construida hasta ahora es de 15 000 kVA, para una estación reductora de tensión en la provincia de

/Mendoza, ya

Mendoza, ya en funcionamiento y con una tensión en el primario de 132 kV. Las fábricas especializadas mencionadas poseen instalaciones para la ejecución de los ensayos necesarios a fin de aceptar unidades de hasta 135 000 V de tensión de servicio.

Dada la necesidad de transformadores - por más de 8 millones de kVA, tal como se estimó anteriormente para el próximo decenio - y aunque en muchas oportunidades los transformadores elevadores se importan conjuntamente con los equipos de generación, existe una demanda potencial susceptible de asegurar la actividad regular de esta industria especializada, sobre todo si se tiene en cuenta que parte de las instalaciones de distribución que ahora existen deberán reponerse. Este último implica una ampliación de la necesidad de transformadores, que no se ha estimado pero que sin duda es importante.

d) Equipos auxiliares:

En las mismas fábricas mencionadas y en otros establecimientos más pequeños se fabrican los siguientes elementos auxiliares: transformadores para medición de hasta 132 000 V, seccionadores de hasta 220 000 V, disyuntores en baño de aceite de hasta 20 000 V y disyuntores de aire comprimido de hasta 35 000 V.

Existen varias fábricas de aisladores cerámicos para alta tensión, con materias primas nacionales. Una de ellas, la Fábrica Argentina de Porcelanas Armanino (FAPA), posee un laboratorio con capacidad para realizar ensayos hasta de 1 100 000 V en onda de impulso, 750 kW en frecuencia industrial, y de alta y baja frecuencia para líneas de comunicaciones.

Además, tanto CEGELEC como General Electric y CEE poseen secciones especiales para la fabricación y montaje de tableros.

5. Necesidades de materiales

Se incluye una estimación de materias primas para transformadores y líneas de transmisión, calculada especialmente según normas V.D.E.

a) Materiales para transformadores:

Considerando que la mayoría de los transformadores de las centrales enumeradas en el cuadro 3 están en construcción o contratados, o los suministrarán los fabricantes de generadores, la estimación de los materiales se ha hecho a base de una potencia total de 6 300 millones de kVA. Serían los siguientes:

/Toneladas

	<u>Toneladas</u>
Hierro silicio	3 795
Acero al carbono	2 208
Cobre	759
Otros y aisladores	<u>138</u>
Total	<u>6 900</u>

Es necesario importar todos estos materiales. A ellos hay que agregar el aceite (alrededor de 2300 toneladas), del que hay producción nacional (YPF) que se usa corrientemente hasta tensiones de 66 kV. Sin embargo, SEGBA exige la provisión de aceite Shell importado para los transformadores de distribución. También hay producción nacional de papel aislante hasta 66 kV, y de aisladores hasta 132 kV.

b) Materiales para líneas de transmisión

	<u>Toneladas</u>			
	<u>380 kV</u>	<u>132 kV</u>	<u>66 kV</u>	<u>Total</u>
Aluminio	7 448.9	2 709.3	447.2	10 605
Acero para conductores	3 633.6	1 344.9	925.8	5 904
Acero equivalente para torres	23 467.0	12 585.0	4 896.0	20 896

En este cómputo se ha supuesto que todas las torres serían de acero, aunque muchos proyectos prevén torres de hormigón.

El aluminio se importa en la actualidad. Aunque existen proyectos de plantas de refinación, en ninguno de ellos han comenzado todavía las tareas de instalación.

6. Confección de proyectos y normalización

Los estudios y proyectos de las centrales eléctricas se realizan principalmente por parte de las oficinas técnicas de Agua y Energía Eléctrica (empresa estatal), Dirección de Electricidad y Mecánica de la Provincia de Buenos Aires (DEBA) y Empresa de Electricidad de la Provincia de Córdoba (EPEC), además de los Servicios Eléctricos del gran Buenos Aires (SEGBA) y la compañía Italo-Argentina de Electricidad (ITALO), empresas mixta y privada, respectivamente, que actúan únicamente en el Gran Buenos Aires, las cuales suelen subcontratar los estudios de algunos aspectos con firmas consultoras nacionales o extranjeras. La confección de los pliegos de condiciones de las licitaciones, sin embargo, se hace o se revisa en

/dichas oficinas

dichas oficinas técnicas, lo que asegura una amplia participación de la técnica nacional.

En cuanto a las normas, si bien el IRAM Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM) ha preparado especificaciones de material para la industria eléctrica, en muchos casos no son suficientemente detalladas, y es frecuente el uso de normas norteamericanas (A.I.E.E.) o europeas (C.E.I. y V.D.E.).

Es de notar que la aplicación de normas europeas se traduce en un menor uso de materiales, especialmente en transformadores. Así, las normas V.D.E. resultan en una economía de 25 a 30 por ciento en el peso y hasta de 12 por ciento en el costo.

La no existencia de normas únicas que puedan servir de base para las licitaciones afecta a la industria nacional, impidiendo una adecuada estandarización, lo que no deja de influir en los costos.

Por otra parte, es evidente que el estudio de normas con esta finalidad debería cubrir adecuadamente no sólo los problemas técnicos, sino también los económicos. Un ejemplo ilustrativo aparece en la limitación de pérdidas en los transformadores: fijadas con límites demasiado estrechos elevan innecesariamente el costo de los materiales, y con límites más amplios permiten una rebaja en el costo de los equipos superior al mayor gasto de explotación.

En este aspecto convendría que los fabricantes y los principales consumidores actuaran conjuntamente con el IRAM para llegar a una solución satisfactoria.

Como se ha hecho notar anteriormente, los fabricantes han resuelto los problemas de know-how mediante convenios con firmas extranjeras, cuando éstas no tienen participación en las empresas.

7. Factores que afectan a la capacidad de competencia de la industria

La competencia de la fabricación nacional con la importación es hoy muy difícil debido a importantes diferencias de costos, que en los transformadores de alta tensión en ocasiones llegan hasta el 100 por ciento.^{4/} Esas diferencias son algo más reducidas para los generadores.

^{4/} Mientras que el costo de las unidades reductoras de 132/33/13.2 kV y 15 000 kVA de fabricación nacional era de 76 pesos argentinos por kVA, el de las importadas de iguales características era de 36 pesos argentinos por kVA a principios de 1961.

/A continuación

A continuación se destacan los factores más importantes que afectan desfavorablemente a la estructura de costos.

a) Derechos de importación: La materia prima importada paga importantes derechos de importación, que van desde el 40 por ciento para el hierro silicio y para la chapa, hasta el 100 y el 150 por ciento para algunos materiales aislantes destinados a tensiones elevadas. Esta situación podría mejorar en parte al comenzar la producción nacional de laminados planos, pero no se ha logrado establecer la existencia de proyecto alguno para la producción de hierro-silicio en chapas.

En los transformadores, en los que el costo de la materia prima predomina sobre el de la mano de obra, la influencia de estos recargos llegaba en promedio al 16 por ciento del precio de venta a fines de 1961, pudiendo llegar para los de mayor tensión hasta el 20 y el 25 por ciento.

En los generadores, que tienen mayor proporción de mano de obra en el costo, la influencia de los recargos de importación se estimaba en la misma fecha en un promedio de 8 por ciento.

La importación de turbinas hidráulicas para centrales de servicio público está libre de derechos. Por consiguiente, los establecimientos que poseen licencia para su fabricación no podrían competir debido a los recargos impuestos a la materia prima.

b) Demanda irregular:

Los principales clientes - empresas nacionales y provinciales de energía y SEGBA - no efectúan sus pedidos en forma escalonada que permita hacer planes de fabricación y asegurar una utilización adecuada de las instalaciones. Esta irregularidad de la demanda se debe a que hasta ahora no han existido planes de largo plazo y a que cuando se formularon algunos de plazo mediano, las dificultades financieras han impedido su cumplimiento. La consecuencia de todo ello es que exista una demanda esporádica por grandes cantidades de equipos para resolver situaciones de emergencia, y largos períodos sin licitaciones.

Esta modalidad de la demanda tiene un importante efecto sobre los costos que no puede apreciarse cuantitativamente en este estudio.

c) Modalidades de las licitaciones:

En algunos casos, las modalidades de las licitaciones elevan también el costo de los equipos de fabricación nacional. Así, por ejemplo, Agua y Energía licita la construcción de líneas de transmisión, incluyendo la

/provisión de

provisión de material por parte del oferente. Este carga un porcentaje sobre el costo de adquisición de los transformadores. Dada la diferencia existente entre los costos de los transformadores nacionales y los importados, este margen incrementa la diferencia en contra de los primeros.

Para resolver el problema, DEBA adquiere el material y contrata por separado la construcción de la línea.

En la elección de una u otra de estas dos soluciones influye apreciablemente el problema de la financiación. La segunda no representa una carga importante desde este punto de vista si la obra es pequeña, pero si es de gran magnitud, el acopio de los materiales puede representar para la empresa licitante una inmovilización de recursos apreciables, aunque signifique una baja en los costos de obra.

Otro aspecto a considerar es el montaje, que se simplifica considerablemente si una sola firma tiene la responsabilidad del suministro de los materiales y de su instalación. El problema desaparece si la empresa licitante, como ocurre en Chile con la ENDESA, cuenta con una organización técnica adecuada que se haga cargo de la instalación. De no ser así, es posible que la modalidad más conveniente, a pesar de los inconvenientes, señalados, sea la adoptada por Agua y Energía.

También tiene efectos desfavorables el procedimiento seguido últimamente de unificar las necesidades de las cooperativas de servicio público en cuanto a equipos de generación en una sola licitación. En este caso la magnitud de la licitación hace prácticamente imposible la concurrencia para la industria nacional, cuando en forma escalonada la podría satisfacer sin dificultades.

d) Dificultades para obtener financiación bancaria:

En el estado actual de restricción del crédito bancario no es posible obtener financiación bancaria suficiente. Los recargos dimanados de estas restricciones pueden suponer en algunos casos hasta un 10 por ciento del costo.

Las dificultades de financiación hacen que no sea posible llevar a cabo los planes de producción en el momento en que la razonable estimación de la demanda permite formular dichos planes, como ocurre con los equipos de autogeneración en algunas potencias relativamente normales.

e) Prácticas

e) Prácticas de fomento de la exportación en algunos países:

Otro factor que afecta las posibilidades de colocación de la producción nacional es hoy la falta de financiación de ventas. Los productores extranjeros, en cambio, disponen en muchos casos del auxilio de instituciones financieras gubernamentales que permiten ofrecer condiciones de pago muy ventajosas.

También deben considerarse en este aspecto el subsidio a las exportaciones - el caso más concreto y reciente es el de Italia, que por decreto 561 de 1959 otorga un subsidio de 8 por ciento a la exportación de generadores - y la liberación del impuesto a las ventas destinadas a la exportación en la República Federal de Alemania y en Francia.