NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL

LIMITADO

ST/ECLA/CONF.7/L.1.11
3 de julio de 1961

ORIGINAL: ESPAÑOL

SEMINARIO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIA ELECTRICA

Auspiciado por la Comisión Económica para América Latina, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas, conjuntamente con el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos.

México, 31 de julio a 12 de agosto de 1961.

LA EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO EN AMERICA LATINA Y SUS NECESIDADES DE CAPITAL PARA 1960-70

Documento presentado por la Comisión Económica para América Latina, Programa de Energía y Recursos Hidráulicos

I N D I C E

Capítulo I

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS NECESIDADES DE EQUIPO Y DE INVERSION

En 1959 los países latinoamericanos produjeron 61 500 millones de kWh con una capacidad instalada de 16 millones de kilovatios, el 42 por ciento de los cuales corresponde a capacidad hidráulica.

Las necesidades de energía para 1970 se han estimado en unos 200 000 millones de kWh, para cuya generación se requerirá una potencia instalada del orden de los 46 millones de kilovatios. Si los programas de expansión que se están ejecutando en los países de la región se cumplen en forma adecuada - con algunos ajustes necesarios -, podría disponerse de dicha capacidad a fines de la década. La preponderancia de la hidroelectricidad en los programas aludidos, sobre todo en los principales países productores, invertirá la relación entre la capacidad hidráulica y la térmica, predominando la primera (unos 24 millones de kW) frente a la segunda (unos 22 millones de kW).

Para llevar a cabo esta ampliación del parque eléctrico, los países latinoamericanos deberán invertir unos 13 000 millones de dólares, lo que representa entre el 7 y el 10 por ciento de los fondos totales requeridos para inversión bajo condiciones de crecimiento normal.

Hasta un 40 por ciento de la inversión en el sector eléctrico habrá que destinarlo a gastos en el extranjero. Se absorbería, pues, por este concepto cerca del 6 por ciento de las divisas disponibles de acuerdo con las previsiones formuladas con respecto a la capacidad para importar durante el mismo período.

1. Análisis de la experiencia reciente en América Latina

El consumo de energía eléctrica de América Latina en 1959 fue de 51 000 millones de kWh, correspondientes a un nivel de generación de 61 500 millones. La diferencia corresponde a las pérdidas en transmisión y distribución, que alcanzaron a un 17 por ciento del total de energía generada. La generación por habitante fue, por consiguiente, de 310 kWh y el consumo de 250 kWh.

/Para dicha

Para dicha generación se dispuso en ese año de unos 16 millones de kilovatios instalados, de los cuales las tres cuartas partes corresponden al sector de servicio público y el resto a la autogeneración.

Es un hecho bien conocido que el proceso de desarrollo del sector eléctrico es más intenso que el del resto del sistema económico, fundamentalmente en virtud de que sustituye a otras formas de energía. El ritmo de esa sustitución está medido por el incremento en el coeficiente de electrificación.

Así, en el decenio 1950-59, el producto interno bruto de América Latina se incrementó en un 50 por ciento (desde 48 000 hasta 72 000 millones de dólares, a precios de 1959), o sea a una tasa media anual de crecimiento de 4.5 por ciento. La generación de electricidad en cambio, aumentó a un ritmo anual de 8.8 por ciento, lo que significa que el consumo neto de electriciadad por unidad de producto aumentó a una tasa de 4.3 por ciento.

En términos generales cabe afirmar, pues, que el incremento del sector eléctrico de la región puede dividirse en dos partes aproximadamente iguales la primera acompaña en forma paralela el aumento del producto y la segunda sigue el ritmo de electrificación de la economía.

El esfuerzo de expansión realizado en dicho decenio en el sector eléctrico - evidentemente inadecuado a juzgar por la demanda insatisfecha que existía al final del período y por las restricciones de diverso orden que debió imponer la oferta en muchos países - en manera alguna puede considerarse insignificante. En efecto, la generación total aumentó desde 26 000 hasta 61 500 millones de kWh y la potencia instalada de servicio público desde 5 a 12 millones de kilovatios. Estos multiplicadores de crecimiento, del orden de 2.5, sirven de base comparativa para analizar la expansión necesaria y la prevista para la próxima década, tema a que se contrae el presente estudio.

Interesa observar también, desde el punto de vista de los métodos de proyección que pueden denominarse indirectos o de segundo orden - o sea los que relacionan la demanda eléctrica con determinadas variables macroeconómicas -, el comportamiento histórico de la demanda eléctrica discriminada por sectores consumidores. En tal sentido, la primera constatación importante

/es que

es que el ritmo de electrificación del sector manufacturero latinoamericano ha sido en los últimos años menor que el del resto del sistema económico. Ello se deduce del hecho de que, mientras el índice del volumen de la producción manufacturera aumentó en mayor proporción que el producto bruto (62 comparado con 50 por ciento para este último, ambos en 1950-59), la participación del consumo eléctrico del sector manufacturero en el total descendió desde 62 por ciento en 1949 hasta 55 por ciento en 1959.

El consumo eléctrico industrial se incrementó a una tasa de 9 por ciento anual que, respecto al aumento en el índice de producción manufacturera (en promedio 5.5 por ciento), arroja una tasa de electrificación de 3.5 por ciento, inferior, como ya se dijo, al promedio de la economía.

En cambio el consumo doméstico de electricidad - o sea el que utiliza dicha forma de energía como bien final - aumentó en la década pasada a un ritmo de 9.8 por ciento, que comparado con un incremento de 4.5 por ciento en el ingreso disponible, equivale a una tasa de electrificación en dicho consumo (medido en kWh por unidad de ingreso) del orden de 5.3 por ciento al año.

2. La demanda de energía eléctrica en 1970

Se ha estimado en un orden de magnitud de 200 000 millones de kWh el nivel de generación de energía eléctrica para 1970 que permitiría atender en forma adecuada los requirimientos impuestos por la demanda para ese momento. Para determinar o elegir este orden de magnitud se han tenido en cuenta los siguientes factores:

a) La extrapolación de la experiencia de la última década, que - por comprender años favorables y años de contracción económica - puede considerarse como buen promedio representativo, indica que la generación debería ser en 1970 del orden de 174 000 millones de kWh. Sin embargo, este valor debe tomarse como límite inferior para la meta respectiva, en primer término porque la expansión de la oferta no alcanzó a llenar las necesidades de la demanda correspondiente al nivel de desarrollo histórico y en segundo término porque los países latinoamericanos aspiran sin duda a superar en la próxima década el ritmo de crecimiento en el producto que correspondió al período

/1950-59.

1950-59. En el cuadro 1 aparece esta extrapolación discriminada por países para 1965 y 1970, incluyendo los extremos del intervalo de confidencia respectivo para un nivel de 95 por ciento

b) Una previsión relativamente optimista del desarrollo económico del área conduce - analizando la demanda de los principales sectores consumidores de electricidad - a una generación del orden de los 200 000 millones de kWh. Para llegar a esta conclusión se ha supuesto una tasa de incremento en el producto bruto de 6 por ciento 1/ (que, para el nivel actual de la tasa demográfica, equivale a poco más del 3 por ciento de aumento anual en el producto por habitante) y un aumento de 8 por ciento en la producción manufacturera. Se admitió también que este último aumento se obtenga por partes iguales mediante una elevación en la productividad por persona empleada y la absorción de mano de obra suplementaria. Se utilizó, por otra parte, la experiencia de los países desarrollados, que indica que, en general, la elevación de la productividad en el sector manufacturero sigue muy de cerca el incremento en el consumo específico de electricidad del sector. Resultaría entonces que el ritmo de incremento en este último sería de 4 por ciento, que superpuesto al aumento en la producción industrial, daría una tasa global de expansión para la demanda eléctrica de este consumo de 12 por ciento anual correspondiente en 11 años a un factor multiplicador de 3.55.

Resultaría, pues, que la demanda industrial de electricidad sería en 1970 de 100 000 millones de kWh.

Se ha procedido en forma relativamente similar para el consumo no industrial, sumando la tasa de aumento en el ingreso disponible a la de electrificación de dicho sector consumidor. Se supuso que la primera era igual a la del producto (6 por ciento) y que la segunda era igual a la del decenio anterior (5.3 por ciento, como se vió en la sección precedente). El factor multiplicador respectivo resulta de 3.12 y la demanda del sector para 1970 en consecuencia, igual a 72 000 millones de kWh.

1/ Véase más adelante el análisis similar pero suponiendo tres tasas alternativas para la velocidad de crecimiento del producto.

/Cuadro 1

Cuadro 1

AMERICA LATINA: GENERACION TOTAL (PRIVADA Y PUBLICA) EN 1959 Y SU PROYECCION PARA LOS AÑOS 1965 Y 1970

(Millones de kWh)

País	Total 1959	1965			1970		
		A	Tendencia	B	A	Tendencia	B
Argentina	9 850	13 202	14 866	16 743	18 014	20 947	24 379
Bolivia	426	431	506	595	476	583	718
Brasil	21 108	33 540	39 056	46 493	52 743	65 222	80 646
Colombia	3 348	5 879	6 433	7 038	9 887	11 087	12 437
Costa Rica	383	496	598	721	683	866	1 099
Cuba	2 806	4 333	4 680	5 091	6 492	7 168	7 980
Chile	4 598	5 014	6 074	7 354	5 984	7 661	9 778
Ecuador	332	500	628	791	803	1 067	1 432
El Salvador	235	424	452	481	716	778	881
Guatemala	243	367	403	443	536	614	687
Haití	90	82	146	261	89	220	541
Honduras	86	104	123	145	134	167	209
México	9 800	14 766	15 989	17 315	21 724	24 041	26 611
Nicaragua	174	263	272	281	378	393	410
Panamá	228	369	417	470	596	691	798
Paraguay	87	133	145	159	198	222	249
Perú	2 212	3 086	4 049	5 312	2 857	7 001	10 285
República Dominicana	316	309	501	813	386	737	1 406
Uruguay	1 175	1 808	1 972	2 148	2 711	3 035	3 376
Venezuela	4 310	9 467	10 286	11 170	19 103	21 233	23 594
América Latina	61 807	94 573	107 596	123 824	144 510	173 733	207 515

Fuente: 1959: Documento E/CN.12/560.

A = Extremo inferior del intervalo de confidencia.

B = Extremo superior del intervalo de confidencia.

/Sumando ambas

Sumando ambas demandas de energía y dividiendo por 0.87 - admitido que las pérdidas de transmisión y distribución se reducirán desde el nivel presente de 17 por ciento hasta un 13 por ciento al final del período en cuestión -, se obtiene un valor para la generación requerida de 198 000 millones de kWh.

c) Un cálculo parecido al anterior se efectuó en particular para los cinco principales países productores de energía eléctrica de América Latina, pero utilizando sus propias estadísticas de ingreso y producción industrial para tener una idea de las tasas de electrificación respectivas. Luego se aplicaron las mismas a tres hipótesis diferentes de crecimiento del producto, que se donominaron "mínima", "media" y "máxima" y que son respectivamente de 3.5, 4.5 y 6 por ciento anual.

Los resultados, que aparecen detallados en el cuadro 2, se extrapolaron luego al total de América Latina utilizando el coeficiente de 0.8, que indica la participación relativa de dichos países en la generación total en 1959.

Los valores así obtenidos fueron de 140 000 millones de kWh para la hipótesis mínima, de 170 000 para la hipótesis media y de 220 000 para la hipótesis máxima de crecimiento económico en 1970.

3. Capacidad eléctrica: situación presente y previsiones para 1960-70

De la generación prevista para un año determinado puede estimarse, suponiendo un grado de utilización determinado, la capacidad eléctrica que sería necesaria para obtener dicha generación. Pero también ha de tenerse en cuenta que la capacidad eléctrica no sólo debe satisfacer los requerimientos del abastecimiento total de energía a lo largo del año, sino también asegurar - en virtud de la característica especial de la industria eléctrica, que le impide almacenar su producción para consumos futuros - que podrá responder a las demandas máximas de potencia. En otras palabras, tanto las ordenadas como el área del diagrama de cargas establecen limitaciones sobre la capacidad de generación.

Así pues, los períodos críticos pueden ser consecuencia de escasez de potencia o de escasez de energía. En un país con un parque de generación total o preponderantemente térmico, sólo la primera tiene importancia. En cambio, en un país con un parque total o preponderantemente hidráulico con

/Cuadro 2

Cuadro 2

PREVISIONES DE GENERACION ELECRICA REQUERIDA PARA DIFERENTES TASAS DE DESARROLLO ECONOMICO

(Miles de millones de kWh)

País	Hipótesis mínima	Hipótesis media	Hipótesis máxima
	Año 1965		
Brasil	24.4	26.2	30.7
Argentina	23.5	25.2	29.7
México	13.3	14.3	17.0
Venezuela	9.2	9.8	11.0
Chile	6.4	6.6	9.3
Total	76.8	82.1	95.7
	Año 1970		
Brasil	31.8	35.6	44.8
Argentina	37.8	50.1	68.9
México	18.3	20.4	27.7
Venezuela	18.2	20.1	25.2
Chile	8.0	8.6	10.4
Total	114.1	134.8	177.0

Nota: Cabe formular algunas observaciones a estas cifras, que en algunos aspectos no dejarán de llamar la atención. Sorprende, por ejemplo, que la Argentina se acerque tanto al Brasil en 1965 y lo supere en las cifras de 1970. Es natural que la distancia relativa no se mantenga al nivel de 1959, pues la disparidad en los respectivos ritmos de desarrollo del último decenio desaparece en la proyección, que para las mismas columnas establece iguales hipótesis de desarrollo. Pero ello no alcanza a explicar por qué se invierte el orden de ambos países como productores de energía eléctrica. Esta explicación aparece como consecuencia de una anomalía en las cifras brasileñas, que debe ser consecuencia de una subestimación en la medición de los niveles de autogeneración por parte de la industria.

Suponiendo, en vez del valor histórico estadístico, un ritmo de electrificación del sector industrial del orden de 3.5 por ciento anual, los valores ajustados correspondientes al Brasil serían:

	Hipótesis mínima	Hipótesis media	Hipótesis máxima
1965	28.7	30.6	36.5
1970	41.2	46.3	61.5

También en el caso de la Argentina pareció conveniente calcular una cifra ajustada. En este caso se redujo al valor de 3.5 el ritmo de electrificación del sector industrial en el último quinquenio (más de 11 por ciento), valor exageradamente alto y que debe atribuirse fundamentalmente a la tasa sumamente baja de expansión de la producción manufacturera en dicho período, (menos de 4 por ciento, o sea una tercera parte de la tasa del Brasil durante el mismo lapso). La proyección así ajustada de generación para la Argentina sería:

	Hipótesis mínima	Hipótesis media	Hipótesis máxima
1965	16.4	17.7	20.5
1970	24.8	27.8	36.0

/grandes centrales

grandes centrales de embalse, se dispone casi siempre de potencia para cubrir las demandas de punta; son los períodos de sequía prolongada los que resultan críticos para el productor y eventualmente también para el consumidor.

A fines de 1959 los países latinoamericanos disponían, en servicio público y de autogeneración industrial, de unos 16 millones de kilovatios instalados de los cuales 12 millones corresponden al servicio público. De estos 12 millones, poco más de la mitad era capacidad hidroeléctrica; sin embargo, la proporción de esta última sobre el total se reduce a un 42 por ciento en virtud del predominio de las unidades térmicas dentro de la autogeneración, en la proporción de 6 a 1.

Sobre el total de 16 millones de kilovatios, los cinco principales productores de energía eléctrica - el Brasil, la Argentina, México, Venezuela y Chile - representaban un 75 por ciento (en cifras redondas: Brasil con 4 millones de kilovatios, Argentina y México con 3 cada uno y Chile y Venezuela con 1 millón cada uno).

De cumplirse en forma adecuada los planes eléctricos adoptados o en estudio por los gobiernos latinoamericanos, y en particular los de estos cinco productores principales, hasta 1970 se agregarían unos 30 millones de kilovatios de nueva capacidad, con lo cual se dispondría entonces de un total instalado de 46 millones de kilovatios. (Véase el cuadro 3.)

Además de esa adición neta de 30 millones de kilovatios, debe preverse la adecuada reposición de parte de las unidades existentes en la actualidad, reposición que se estima alcanzaría entre 3 y 5 millones de kilovatios.

De este mismo análisis de los planes eléctricos de la región se deduce que el porcentaje de capacidad hidroeléctrica en el total de la nueva capacidad de generación a incorporar oscilaría entre 55 y 62 por ciento. Que se llegue a uno u otro límite de este intervalo dependerá fundamentalmente de la política del gobierno argentino en lo que se refiere a la ejecución de las grandes obras hidroeléctricas proyectadas en aquel país.

Por consiguiente, aun en el caso en que la expansión eléctrica argentina durante esta década sea casi exclusivamente térmica, la participación de la generación hidroeléctrica se acentuará durante los próximos años.

Ello se debe fundamentalmente a la influencia que en las cifras globales de la región tiene el programa brasileño, pues representa más de la tercera

/Cuadro 3

Cuadro 3

AMERICA LATINA: CAPACIDADES PREVISTAS EN LOS PROGRAMA DE EXPANSION

(Millones de kilovatios)

País	1959	1965	1970
Brasil	3.9	8.0	14.0
México	2.7	5.5	8.0
Argentina	3.0	4.0	5.2
Chile	1.1	1.7	2.6
Venezuela	1.3	2.2	3.8
Colombia	0.9	1.6	3.1
Cuba	0.9	1.7	3.2
Perú	0.7	1.2	2.0
Uruguay	0.3	0.5	0.9
Centroamérica	0.4	0.6	0.9
Otros países	0.7	1.2	1.8
Total	15.9	28.2	45.5

Fuente: Programas nacionales de electrificación analizados en el texto.

/parte del

parte del total de la expansión eléctrica latinoamericana y casi la mitad de la adición de nueva potencia hidráulica. Nótese que se está hablando de valores absolutos, ya que en términos relativos el programa de Chile, por ejemplo - con un 80 por ciento de capacidad hidráulica -, supera a las proporciones del Brasil, donde la participación relativa de la hidroelectricidad en la meta fijada para 1966 es algo superior a los dos tercios.

Interesa mencionar que a la fecha hay en América Latina en proceso de construcción unos 7 millones de kilovatios, mientras que las obras en estudio - lo que no significa que existan en todos los casos anteproyectos completos - comprende una capacidad adicional de 28 millones de kilovatios.

Como antes se dijo, además de las nuevas instalaciones proyectadas para la próxima década, deberá tenerse en cuenta la reposición de equipo eléctrico obsoleto, tanto en generación como en transmisión y distribución. A diferencia de lo que sucede con las adiciones de nueva capacidad, la reposición de equipo y particularmente la de unidades térmicas de bajo rendimiento es hasta cierto punto optativa, pues dependerá de la rentabilidad que produzca su sustitución comparada con la rentabilidad de inversiones alternativas de los recursos financieros necesarios, sea en el mismo sector eléctrico o en otros sectores de la economía.

Algo similar puede afirmarse respecto de la eliminación gradual de unidades de autogeneración y en particular de los motores diesel en aquellos países, que, como la Argentina, poseen ya un porcentaje apreciable de instalaciones de este tipo.

Salvo el caso de industrias que se hallen en condiciones de instalar plantas de generación de una capacidad adecuada o de aquellas otras en que la generación de energía eléctrica resulta económica por su alejamiento de los centros de generación pública o por la naturaleza del proceso de manufactura (en general acompañando racionalmente la producción de vapor para dicho proceso), la autogeneración, tan común en los sectores industriales de países latinoamericanos donde existen regímenes de restricciones al consumo por parte de las empresas del servicio público, es doblemente antieconómica: primero porque significa una inversión unitaria mayor por kilovatio instalado respecto a la requerida en la planta de generación de la empresa eléctrica y segundo porque es también mayor el valor del insumo directo requerido. Se ha estimado

/que el

que el aumento en el primer rubro (carga de capital) puede llegar al 100 por ciento, mientras que en el segundo (costos directos) es del 10 al 15 por ciento con respecto al de una planta de elevada potencia del servicio público.

Es obvio, pues, que una política eléctrica racional debe tender a desalentar las adiciones de nueva capacidad autogeneradora con las excepciones ya señaladas. ¿Cuál debe ser la política con respecto a la potencia de autogeneración ya instalada?

Desde el punto de vista económico, a diferencia del contable, los gastos de inversión pasados o históricos ya no cuentan y, por otra parte, los valores de venta de esos equipos son muy bajos, ya que el gasto de remoción, transporte y nueva instalación es considerable, aunque pueden cumplir una función económica útil para prestar servicios en zonas alejadas de consumo reducido. De ello resulta que al estudiar la política a seguir con respecto a la utilización de la potencia térmica autogeneradora ya instalada, debe compararse el ahorro de combustible (insumo directo) con la mayor inversión que significaría la sustitución de dicha potencia por potencia de servicio público. El problema es, por consiguiente, análogo al del retiro de instalaciones antiguas de altos consumos específicos para sustituirlas por instalaciones nuevas en las grandes plantas termoeléctricas de servicio público. Tiene también similitud con la selección de centrales hidráulicas y térmicas de que se tratará más adelante.

En todos estos casos la cuestión es comparar la economicidad de una inversión en el momento presente frente a mayores gastos de operación en el futuro.

Por las razones expuestas, la estimación de las necesidades de reposición presenta un margen de incertidumbre relativamente amplio, que se acentúa ante el hecho de que la interconexión de plantas térmicas ya existentes con otros centros de generación, particularmente hidráulicos, incrementa el nivel de rentabilidad de ambos y por consiguiente cambia su grado de obsolescencia relativa. Así, una planta térmica que resulta antieconómica cuando trabaja aisladamente, puede muy bien resultar económica -- y su sustitución por una planta nueva no sería aconsejable - si se la utiliza, con un factor de planta sensiblemente menor que antes, como potencia suplementaria de una planta hidroeléctrica o como unidad de punta en un sistema eléctrico integrado.

/Con las

Con las salvedades que se indican anteriormente, puede mencionarse, a título indicativo, que la reposición de plantas de generación existentes en la actualidad, a efectuarse durante la próxima década, oscilará entre 3 y 5 millones de kilovatios.

Teniendo en cuenta que la vida económicamente útil de las plantas hidroeléctricas es más larga que la de las térmicas y que gran parte de aquéllas son de construcción relativamente reciente, será seguramente aconsejable sustituir una mayor proporción de equipos térmicos.

El total de capacidad a instalar en el período 1960-70, incluyendo la reposición, sería pues de 33 a 35 millones de kilovatios.

Practicamente esta cifra corresponderá a adiciones de capacidad en instalaciones de servicio público, ya que - considerando los diversos factores en juego - no se cree que la capacidad de autogeneración actual (4 millones de kilovatios) aumente en más de un 50 por ciento durante la próxima década. En efecto, téngase en cuenta que, en lo que se refiere a la industria de bienes de consumo, muchas instalaciones de autogeneración serán retiradas, notablemente en la Argentina y otros países, a medida que se eliminen las restricciones en el abastecimiento eléctrico que motivaron su instalación. La adición de nueva capacidad se producirá en el sector de industrias básicas, donde los altos insumos justifican a veces la instalación de plantas individuales o cuando el proceso hace económica la producción mixta energía eléctrica-vapor, y en la minería, donde es de esperar una expansión en actividades tales como el cobre y el petróleo. Hasta en este último caso, el exceso de capacidad de producción actual en las instalaciones respectivas y las perspectivas poco favorables de la demanda mundial inducen a suponer que es difícil que ese incremento sea superior al 50 por ciento para toda la década.

Ya se ha dicho que los planes o proyectos de electrificación de los países de la región, de ser cumplidos en forma adecuada, permitirían alcanzar para el final del período que se está considerando una potencia de generación del orden de los 46 millones de kilovatios, lo que significaría, para alcanzar los 200 000 millones de kWh de energía previstos para esa fecha, un grado de utilización de los equipos de 4 350 horas anuales. Dicho grado de utilización promedio fue en 1959 de 3 850 horas (61 500 millones de kWh con 16 millones de kilovatios instalados).

/En otros

En otros términos, para la compatibilidad de estas cifras, el factor de utilización debería aumentar en el curso de los próximos diez años en 500 horas anuales, o sea un 13 por ciento. Analícense ahora los dos componentes de este factor, o sea el factor de carga y el índice de reserva en las instalaciones generadoras. En lo que respecta al primero, si bien por un lado existen razones para su incremento -- sobre todo por la vía de la industrialización de las economías de la región -- no debe olvidarse que la eliminación de las restricciones de la oferta, que se prevé en un futuro próximo para importantes sistemas de la región, conduciría a una reducción de ese valor, al menos a corto plazo. Del análisis de las cifras y situaciones nacionales respectivas y teniendo en cuenta que el efecto de la eliminación de las restricciones será menos gradual que el del adelanto en la industrialización, se concluye que no debe esperarse en general una mejora sustancial del factor de carga de los sistemas eléctricos latinoamericanos.

El panorama es mejor en lo que se refiere al índice de reserva, aunque debe recordarse que actualmente es muy exiguo ese margen. Mediante la interconexión gradual de los centros de producción, los márgenes de reserva que en el caso de centros aislados suelen imponerse por las exigencias de "la unidad mayor", tienden a reducirse sensiblemente.

También la interconexión de los centros consumidores tiende a mejorar los factores de carga de los sistemas respectivos mediante el aprovechamiento de la diversidad entre los diagramas de demanda. Este mejoramiento será tanto mayor cuanto más grande sea la heterogeneidad entre los centros que pasan a integrar la red consumidora.

Tampoco debe olvidarse que las estadísticas actuales de la región contienen una subestimación con respecto al grado de utilización de la potencia instalada, ya que incluyen en esta última muchas unidades de producción, particularmente térmicas, que están virtualmente abandonadas y no se utilizan ni siquiera en períodos críticos.

Por todas estas razones, un grado de utilización promedio del orden de las 4 350 horas parece una meta razonable a alcanzar a fines de la década, aunque represente un aumento considerable sobre la utilización actual, que es muy baja. De acuerdo a los valores que se han venido manejando, habría en ese

/momento unos

momento unos 24 millones de kilovatios hidráulicos y 22 térmicos. Es innecesario recordar que, de no lograrse ese aumento, sería preciso aumentar proporcionalmente la capacidad del equipo, lo que involucra inversiones adicionales.

En un año normal puede tomarse para la potencia hidráulica el mismo grado de utilización que en 1959 (4 750 horas) o incluso algo mejorado en virtud de un mejor diseño de las plantas hidroeléctricas y de un incremento en la capacidad relativa de embalse. En tales condiciones, el parque hidráulico podría generar unos 129 000 millones de kWh anuales, lo que dejaría a cargo del sector térmico los 76 000 millones restantes, necesitando posiblemente el empleo de no menos de 22 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Relacionando con la potencia de 22 millones de kilovatios, ello significaría una utilización promedio de 3 450 horas, cifra que, aunque más elevada que la alcanzada en años recientes (3 300 horas en 1959) es perfectamente factible si se tiene en cuenta que una parte sustancial de dicha capacidad térmica será de instalación reciente.

Aun en condiciones hidrológicas promedias sumamente desfavorables o críticas - como sería, por ejemplo, un grado de utilización de la capacidad hidroeléctrica de 3 000 horas -, un cálculo similar arrojaría un resultado de 5 800 horas como requerimiento para la utilización del potencial térmico, lo que también parece factible de alcanzar en virtud de las consideraciones expuestas.

Conviene recordar, sin embargo, que - en tales circunstancias - el consumo de combustible requerido para generar los 130 000 millones de kWh correspondientes, se elevaría a unos 35 millones de toneladas equivalentes de petróleo, prácticamente el triple del que se empleó en 1959, lo que representaría un drenaje muy considerable de divisas.

Corresponde finalmente formular algunas precisiones con respecto a la limitación de las conclusiones, relativamente optimistas, que parecen deducirse del análisis precedente. En primer término se notará que la preocupación fundamental la constituye una oferta adecuada de energía total, ya que el parque de generación eléctrica en América Latina será predominantemente hidráulico y por lo tanto las situaciones críticas tenderán a presentarse generalmente en virtud de déficit en la energía. Pero habrá excepciones

/y - sobre

y - sobre todo en el caso de los grandes sistemas térmicos que abastecen centros urbanos tales como la zona del Gran Buenos Aires - no resulta evidente que aun el cumplimiento estricto de los planes de expansión aconsejados vayan a satisfacer las necesidades en materia de demandas de punta, sobre todo una vez eliminadas las restricciones y cuando se haya acelerado el ritmo de desarrollo económico y de industrialización de los sistemas económicos de los cuales dependen.

En segundo término debe recordarse que el aumento supuesto en el grado de utilización (13 por ciento), si bien constituye una meta factible, no será fácil de alcanzar, sobre todo teniendo en cuenta el escaso margen de reserva con que en la actualidad se manejan los principales sistemas de la región. De ahí que resulte aconsejable, sobre todo en el caso de algunos países, revisar a corto plazo los programas de expansión actuales para su eventual ampliación o modificación.

4. Costo y financiamiento de la expansión del parque eléctrico de América Latina 2/

En las secciones anteriores se ha visto que para abastecer la demanda previsible hasta 1970, la industria eléctrica de América Latina deberá equiparse con 30 millones de kilovatios de nueva capacidad y reponer entre 3 y 5 millones de capacidad existente en la actualidad. A continuación se analiza el esfuerzo de financiación requerido por ese desarrollo.

El análisis de los programas de expansión de los países revela diferencias significativas entre los costos unitarios respectivos, lo que era de esperar en virtud de la heterogeneidad del panorama latinoamericano en lo que se refiere a la disponibilidad de recursos hidráulicos, el costo de su aprovechamiento, la ubicación de los centros de consumo respecto a la óptima de los centros de generación, etc.

En generación, la disperisón de costos unitarios de plantas hidroeléctricas es considerablemente mayor que la de plantas térmicas. Ello confirma la experiencia de otras regiones. En efecto, un estudio de costos de instalaciones recientes en los Estados Unidos, revela que, mientras el costo por kilovatio de las plantas usinas hidroeléctricas varió desde 100 hasta 600 dólares, en el caso de las plantas térmicas esa variación fue sustancialmente

2/ Véase también Algunos problemas en el financiamiento de la expansión del sector eléctrico (ST/ECLA/CONF.7/L.1.30).

/Cuadro 4

Cuadro 4

AMERICA LATINA: PARTICIPACION DE LA HIDROELECTRICIDAD EN LOS PROGRAMAS DE EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO EN 1960-70

País	Adición neta de potencia (millones de kW)	Hidroelectricidad (porcientos)	Potencia hidráulica nueva (millones de kW)
Brasil	10.1	60	6.1
México	5.3	75	4.0
Argentina	2.2	10	0.2
Chile	1.5	67	1.0
Venezuela	2.5	84	2.1
Colombia	2.2	62	1.4
Cuba	2.3	5	0.1
Perú	1.3	84	1.1
Uruguay	0.6	43	0.25
Centroamérica	0.5	50	0.25
Otros países	1.1	36	0.4
Total	29.6	57	16.9

Fuente: Programas nacionales de electrificación analizados en el texto.

/menor, desde

menor, desde un mínimo de 120 hasta un máximo de 250 dólares. En el caso de América Latina, el costo de las plantas hidroeléctricas varía desde unos 200 dólares en los casos más favorables hasta 500 (siempre midiendo la disponibilidad en barras de salida de planta); el de las centrales térmicas, en cambio, oscila entre 150 y 250 dólares.

Conviene notar además que, no sólo el margen de variación de costos es mucho menor en el caso de instalaciones térmicas sino que además esta variación se explica en gran parte por las economías de escala. Así, mientras el programa recomendado para la Argentina por un grupo de consultores designados al efecto arroja un promedio para el costo de generación térmica de 150 dólares por kilovatio instalado en virtud de tratarse preponderantemente de instalaciones de gran capacidad, este valor aumenta hasta duplicarse a medida que el tamaño de las unidades se reduce en virtud de las menores dimensiones del mercado consumidor en países de escasa potencialidad económica.

A los efectos del costo de instalación de la potencia a reponer, teniendo en cuenta que la misma será practicamente en su totalidad térmica y que el tamaño de las nuevas unidades tenderá a aumentar, se ha aceptado un valor promedio de 200 dólares por kilovatio.

En lo que se refiere al transporte de la energía desde el centro de generación hasta el de consumo la importancia relativa de los costos fijos correspondientes a este rubro dentro del costo total del programa eléctrico dependerá, como es natural, de la proporción de la hidroelectricidad dentro del parque de generación y de la distancia entre las plantas hidráulicas y los grandes centros urbanos del país de que se trate. También aquí existe gran diversidad en América Latina, tanto en lo que se refiere a la importancia de la generación hidráulica (desde programas de expansión casi totalmente térmicos hasta programas con un 75 por ciento de nueva capacidad hidráulica), como a las distancias hasta los centros de consumidores (relativamente cortas en el caso del Brasil y largas en el de la Argentina).

El costo de esas líneas de transmisión (incluyendo subestaciones) parece variar entre 20 000 y 50 000 dólares por kilómetro, según la tensión que se adopte, el volumen de energía a transportar y las dificultades del terreno.

/Del análisis

Del análisis de los programas de expansión adoptados o recomendados en los diversos países de la región, a los cuales se han realizado algunos ajustes, se deriva que el costo medio por kW alcanza a unos 415 dólares. (Véase el cuadro 3.) A lo anterior debe sumarse la reposición, cuyo costo unitario se estima en 200 dólares por kilovatio. De esta manera se llega al total de recursos necesarios, que es del orden de los 13 000 millones de dólares (adición neta de 30 MW a 415 dólares por kW más reposición de 4 MW a 200 dólares por kW), lo que representa una inversión unitaria de unos 380 dólares por kilovatio. Ello puede corresponder a costos por kW en generación y transmisión, del orden de 300 dólares.

Aun teniendo en cuenta el gran progreso tecnológico en la generación térmica - que ha reducido gradualmente los costos de instalación de la unidad generadora hasta cifras inferiores a los 150 dólares por kilovatio en el caso de grandes unidades con altas presiones y temperaturas - y el hecho de que una gran parte del potencial hidráulico de la región es todavía utilizable a costos relativamente bajos,[3/] la cifra promedio resultante es algo baja. Es posible que ello se explique - en todo o en parte - por la omisión en algunos planes eléctricos de la parte correspondiente a las redes de distribución de la energía eléctrica.

Debe tenerse en cuenta que la modernización y expansión de las líneas y redes eléctricas no es meramente una inversión presente adicional que se amortiza con la reducción futura de las pérdidas, sino que hasta cierto punto es sustitutiva de inversiones alternativas en el parque de generación. En efecto, dichas pérdidas no sólo alcanzan, en términos de energía, un valor promedio de 17 por ciento - incluyendo tanto pérdidas por transmisión y distribución, como el consumo propio en las plantas de generación -, sino que también, y debido que esas pérdidas son aproximadamente proporcionales al cuadrado del amperaje transportado, la disminución de potencia disponible para el consumo respecto a la disponible en barras de salida de planta alcanzará en horas de punta a más del 20 por ciento. Es evidente, pues, que toda

---

3/ Así, para las grandes centrales hidroeléctricas brasileñas en construcción, como Furnas y Tres Marías, se dan costos unitarios del orden de los 200 dólares tomados en colector de salida de planta.

/inversión en

inversión en las líneas de transmisión y en las redes de distribución, tanto primarias como secundarias, que tienda a disminuir la cifra precedente servirá a la vez para reducir la inversión necesaria en nueva capacidad de generación para un mismo nivel de demanda por parte del consumo.

A la subestimación relativa del mejoramiento y expansión de las redes de distribución, que parece observarse en muchos de los planes eléctricos gubernamentales, debe agregarse la experiencia de que los costos estimados en los planes suelen ser excesivamente optimistas. En efecto, un análisis de la frecuencia de los errores relativos demuestra que casi siempre dichos errores en la estimación de costos futuros son por defecto y no por exceso.

De ahí que, aun utilizando en los cálculos una cifra redonda de 13 000 millones de dólares como estimación del monto de inversión bruta en el sector eléctrico necesaria para tener en 1970 una potencia instalada del orden de los 46 millones de kilovatios, convendría tener presente que el monto real puede superar aquella cifra. A esto debe sumarse la posible necesidad de que a mediados de la década se revisen en sentido positivo los programas de algunos países cuya tasa reciente de desarrollo económico ha sido insatisfactoria. Se estima, sin embargo, que dicho monto difícilmente sobrepasará los 15 000 millones de dólares.

En lo que se refiere a la distribución de este monto global entre gastos en moneda local y en divisas extranjeras, el promedio regional de la participación relativa de estos últimos (siempre de acuerdo con lo que resulta de los planes respectivos) es de 38.5 por ciento, oscilando entre el límite inferior de un tercio para el caso del país con mayor capacidad interna para proveer equipos y materiales eléctricos pesados como el Brasil, hasta valores de dos tercios o más en el caso de los países con débil estructura industrial. Es del caso advertir, siquiera sea incidentalmente, el hecho de que la disminución en la participación relativa de los gastos de inversión en moneda extranjera - que es, desde luego, un acontecimiento favorable desde el punto de vista del desarrollo económico general - provoca en algunos casos dificultades desde el punto de vista financiero, pues el financiamiento de las instituciones internacionales, así como el de bancos privados extranjeros y el donominado crédito de proveedores cubren unicamente los materiales y equipos provenientes del extranjero. De ahí que el financiamiento de los gastos en moneda local resulte a veces difícil de resolver, aparte de que cuando dichos

/fondos provienen

fondos provienen del Estado - sea directamente del presupuesto general de gastos o indirectamente a través de bancos gubernamentales de inversión u otras agencias similares - es común que el mecanismo de financiamiento tenga repercusiones inflacionarias en el sistema monetario nacional.

Corresponde ahora analizar la importancia relativa de la cifra correspondiente a la inversión en el sector eléctrico con respecto al monto total de inversión necesaria para mantener una tasa adecuada de desarrollo económico, así como el volumen disponible de recursos y la parte que puede dedicarse a la capitalización eléctrica que generará el ahorro interno, tanto privado como público, bajo diversas hipótesis. La comparación de ambos valores dará el déficit - si lo hay - que será necesario cubrir de fuentes externas para que la región se desarrolle al ritmo deseado.

En la determinación de estos valores las tres variables macroeconómicas fundamentales son: a) la velocidad de crecimiento del producto, b) la relación producto-capital y c) el coeficiente de ahorro interno. Para cada par de valores de la tasa de crecimiento del producto y del coeficiente de ahorro interno, se obtendrá como resultado, partiendo del producto bruto de la región en el momento actual, el volumen de ahorros que generaría el propio sistema. A su vez, para cada par de valores de la tasa de crecimiento del producto y de la relación producto-capital, se obtienen las necesidades de la región en materia de inversiones.

En consecuencia, para cada terna de valores de estos tres parámetros puede deducirse el déficit o exceso de ahorro interno con respecto a las necesidades de capital de las economías latinoamericanas.

Se vio anteriormente que los planes de expansión de la capacidad eléctrica durante la próxima década eran, grosso modo, compatibles a la vez con la extrapolación de la experiencia de los últimos años y con la proyección del consumo utilizando una hipótesis de crecimiento normal, tanto en lo que respecta al aumento del ingreso personal disponible como al ritmo de industrialización de la región (4, 5 y 8 por ciento anual, respectivamente).

Interesa tener una perspectiva dinámica de la evolución de este coeficiente sectorial de inversión para la industria eléctrica. Considerando que el coeficiente de electrificación de la economía - es decir, en esta acepción, el número de kWh generados por cada dólar de producto bruto - aumenta con el producto, a una determinada tasa de crecimiento de este último corresponde un aumento más que proporcional del consumo eléctrico. Ello significa que, a menos que el

/coeficiente de

coeficiente de inversión global aumente con el producto, la inversión en el sector eléctrico deberá ser un porcentaje creciente a través del tiempo del total de inversiones en la economía.

Aún suponiendo que aumenten gradualmente tanto el coeficiente de ahorro como el de inversión, tal como se prevé en la mayoría de los programas de desarrollo de la región, no parecería que ello alcanzase a compensar el incremento en la electrificación. Es, pues, razonable concluir que durante los próximos años los países latinoamericanos deberán dedicar una proporción creciente - sin duda, mayor que la actual - a la inversión en el sector eléctrico y que, a su vez, esa proporción será tanto más alta cuanto más intenso sea el ritmo de desarrollo económico y la industrialización pesada.

La experiencia histórica en algunos países de América Latina demuestra que cuando el coeficiente sectorial de inversión se aproximaba al valor ya mencionado de 10 por ciento, se gozaba de una situación relativamente satisfactoria en el suministro eléctrico (por ejemplo, México, Venezuela, Chile y el Uruguay en el período más reciente), mientras que en otros países donde el coeficiente estaba muy por debajo de dicho valor se sufrían serias deficiencias en ese suministro (la Argentina y Chile en el período anterior a 1958).

El esfuerzo financiero que demanda la expansión de un sistema eléctrico para atender debidamente la demanda es considerable debido al alto valor de la relación producto-capital y tanto mayor cuanto más elevada sea la tasa de crecimiento de la demanda que debe satisfacer.

En el caso de la industria eléctrica la relación producto-capital depende: a) del costo de inversión inicial por kW instalado, b) del precio de venta unitario de la energía producida y c) del grado de utilización de la potencia instalada.

Las necesidades anuales de inversión dependerán a su vez, en esencia, del costo unitario por kW y de la tasa de expansión del sistema requerida por la demanda. Una de las fuentes del financiamiento de dicha inversión son los beneficios derivados de la explotación que resultan del nivel de las tarifas, del porcentaje de utilidad unitario (por kWh vendido o producido) sobre dicha tarifa y del volumen de la energía vendida.

Para tener una idea del orden de magnitud de las cifras respectivas, puede mencionarse el hecho de que, partiendo de las cifras de consumo eléctrico de América Latina para 1959 y admitiendo un incremento anual de 11 por ciento en la demanda, cada milésimo de dólar de utilidad por kWh vendido generaría en el período 1 000 millones de dólares. De aquí pueden deducirse fácilmente los niveles de utilidad que serían necesarios para diversos grados de autofinanciamiento de la inversión total requerida.

/5. El

5. El financiamiento eléctrico y el balance de pagos

El efecto de la expansión requerida del sistema eléctrico de América Latina sobre su balance de pagos es un aspecto de suma importancia en cuanto se relaciona con la política comercial de los gobiernos de los países - tanto dentro como fuera de la región -, y de las instituciones financieras internacionales.

Los dos rubros principales de la generación eléctrica que inciden sobre el balance de pagos son: a) la importación de equipos y maquinaria para la utilización de la energía eléctrica y para las instalaciones de generación, transmisión y distribución, y b) la importación - o, en el caso de países productores, la disminución en las exportaciones - de combustibles.

Ya se vio que, de acuerdo a los planes de los diversos países y, en particular, de los principales productores de energía eléctrica, la inversión bruta prevista para la próxima década alcanzará por lo menos a unos 12 000 millones de dólares, de los cuales algo menos de un 40 por ciento corresponde a importaciones, o sea unos 500 millones de dólares por año.

Compárese la cifra resultante con la capacidad para importar corriente de la región - igual al valor de las exportaciones más el saldo neto de la cuenta de servicios -, que fue en 1959 de 7 140 millones de dólares. Si la capacidad para importar se mantuviese invariable en términos absolutos, resultaría que, en promedio, la importación de equipo eléctrico requeriría algo menos del 7 por ciento de las divisas disponibles de la región. Esta sería una hipótesis extrema, ya que es sumamente improbable que la región pueda mantener un ritmo adecuado de desarrollo si permanecen invariables tanto el quántum como el valor de sus exportaciones, que es el principal componente de la capacidad para importar.

Para formular una hipótesis algo menos pesimista hay que analizar la evolución reciente de dichas exportaciones en relación tanto con el producto bruto interno de la región como con el total de las exportaciones del mundo occidental. En el quinquenio 1955-59 la relación entre el valor de las exportaciones y el producto bruto, ambos expresados en moneda corriente, se redujo desde 14.5 por ciento en 1955 hasta 11.4 por ciento en 1959. Este fenómeno no se debe tanto a la menor participación de las exportaciones en el producto bruto, en cuanto se refiere a los índices físicos, como deterioro de la relación de precios del intercambio.

/Extrapolando hasta

Extrapolando hasta fines de la década tanto la tendencia reciente de incremento en el producto bruto (4.5 por ciento en valor constante) como la contracción en la participación relativa de las exportaciones en dicho producto, resulta para las exportaciones a fines de la década un promedio anual del orden de los 11 600 millones de dólares.

A una cifra similar se llega analizando la participación relativa de América Latina en el comercio visible internacional. Si se comparan las exportaciones de la región con el total de las exportaciones mundiales (ambas en valores FOB), se observa que dicha participación declinó desde 11.8 por ciento en 1950 hasta 8.1 por ciento en 1959.

Procediendo en forma similar a la anterior - o sea extrapolando la tendencia del período reciente tanto en lo que se refiere a la expansión del comercio internacional como respecto a la contracción en la participación relativa de América Latina -, se llega a un valor de 11 200 millones como monto de las exportaciones de la región a fines de la década.

Si al mismo tiempo se supone, que el saldo neto negativo de la cuenta de servicios aumentará gradualmente hasta 1 500 millones, sobre todo en virtud del aumento en los pagos financieros gubernamentales, se llega a un valor del orden de los 10 000 millones de dólares como cifra estimativa de la magnitud de la capacidad para importar corriente de la región hacia 1970.

Suponiendo una tendencia lineal en el crecimiento de la capacidad para importar durante la década, desde unos 7 000 hasta 10 000 millones de dólares, el total durante el período sería de 85 000 millones, cifra respecto a la cual las importaciones de equipo y material eléctrico, que serían del orden de los 5 000 millones, representarían algo menos del 6 por ciento.

Interesa también relacionar las necesidades en moneda extranjera del equipamiento eléctrico, con el contenido de importaciones de la formación de capital en general, y el efecto de ambas sobre el balance de pagos de América Latina.

La importación de bienes de capital durante el último quinquenio ha representado alrededor de un tercio de las importaciones totales de América Latina. El principal aumento absoluto se registra en el rubro de maquinaria y equipo para la industria, que absorbe actualmente más de la mitad del total.

/La formación

La formación bruta interna de capital fijo fue de unos 10 000 millones de dólares en 1957-58 (a precios de 1950, pues en dólares de valor corriente sería de unos 12 000 millones), cifra que comparada con el producto bruto interno para el mismo período resulta en un coeficiente de inversión del orden de 1/6.

Comparando estos valores con el de las importaciones de bienes de capital, resulta que el contenido de importaciones de la formación de capital ha sido en los años más recientes del orden del 25 por ciento. Este porcentaje promedio es bastante inferior al que se ha estimado para el sector eléctrico en particular, donde el contenido de importaciones llega al 40 por ciento.

Es de notar que a un aumento determinado del producto corresponde una expansión más que proporcional de la capacidad eléctrica, mientras que la capacidad para importar tiende a aumentar menos que el producto. Resulta de ello que cuanto mayor sea la tasa de crecimiento de América Latina en los próximos años, mayor será también el efecto relativo del desarrollo eléctrico sobre el balance de pagos de la región, a menos que la sustitución de importaciones en los renglones de material eléctrico alcance a compensar el efecto conjunto de los fenómenos señalados.

Véase ahora el rubro de combustibles. Del total de energía generada en 1959, aproximadamente la mitad fue de origen térmico, compensándose la mayor capacidad instalada de equipo térmico con el menor grado de utilización del mismo respecto a la del equipo hidroeléctrico. El consumo específico de combustible en la generación térmica de ese año fue sumamente alto, estimándose en 0.4 kilogramos de petróleo equivalente por kWh, índice de la baja eficiencia de gran parte de las unidades existentes en la actualidad. Resultó así para 1959 un consumo de combustible del orden de 12 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

Al analizar los planes de expansión eléctrica de los países latinoamericanos se vio que la potencia hidroeléctrica prevista para fines de la década era del orden de los 24 millones de kilovatios. Se ha dicho también que en un año de condiciones hidrológicas normales esta potencia generaría 115 000 millones de kWh, quedando a cargo del equipo térmico los 85 000 millones restantes.

/Recuérdese que

Recuérdese que la nueva capacidad térmica a instalar durante dicho período y lo que corresponda a la reposición de unidades obsoletas tendrá un rendimiento muy superior al actual, que puede estimarse entre 0.24 y 0.27 kg/kWh. Teniendo en cuenta la existencia del resto de las unidades no reemplazadas - cuyo grado de utilización, sin embargo, cabe presumir que sea menor al promedio del equipo térmico -, puede tomarse un valor cercano a 0.3 kg/kWh como meta razonable a alcanzar hacia 1970.

Bajo estas hipótesis, la generación prevista (unos 85 000 millones de kWh térmicos) requeriría un consumo de combustible del orden de 25.5 millones de toneladas.

Puede aceptarse como valor unitario para dicho combustible el de 15 dólares por tonelada, que se acerca más a las cotizaciones FOB que a las CIF. En tal caso el monto de los egresos (o disminución de ingresos) en el balance de pagos latinoamericano por concepto de generación térmica sería en 1970 superior a 380 millones de dólares. Suponiendo una variación lineal en el consumo de combustible, desde el nivel de 12 millones de toneladas anuales en la actualidad hasta 25.5 al final del período, el monto global de dichas importaciones (o disminución de exportaciones potenciales) resulta del orden de 2 800 millones de dólares.

Si a los gastos en divisas por concepto de equipo se suman los que se originan por consumo de combustible, resulta que el total alcanza a un 9 por ciento de la capacidad para importar prevista para el período bajo las hipótesis discutidas anteriormente.

En realidad, el verdadero efecto será menor. Así, si aumentara la producción de combustible dentro de la región, la disminución de ingresos en el balance de pagos se computa con respecto a un balance potencial, en el que intervendría la eventual exportación del combustible. En forma alguna sería una disminución real con respecto a la capacidad para importar actual.

El análisis anterior sólo es válido, por supuesto, con respecto a una situación ideal promedio para América Latina en conjunto. La situación en cada país podrá diferir sustancialmente de ese nivel promedio, de acuerdo con una serie de factores, entre los que debe mencionarse la capacidad industrial, el volumen de la producción nacional de combustible, las decisiones en materia de obtención de préstamos en divisas, las inversiones de capital extranjero, etc.

/¿De qué

¿De qué manera podría financiarse el componente en divisas que se acaba de analizar de las necesidades de inversión del sector eléctrico? Dada la importancia del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y del Banco de Exportaciones e Importaciones en ese tipo de financiamiento, interesa analizar brevemente el papel que dichas instituciones han jugado en el pasado y lo que podría esperarse de ellas - así como del recientemente creado Banco Interamericano de Desarrollo - en el futuro próximo.

En el decenio 1950-59, los préstamos de ambas instituciones correspondientes a proyectos de desarrollo eléctrico en América Latina suman unos 600 millones de dólares, de los cuales unos dos tercios corresponden al Banco Internacional y un tercio al Banco de Exportaciones e Importaciones. Teniendo en cuenta que en los próximos diez años se requerirán unos 5 000 millones de dólares de divisas para la expansión eléctrica de la región, resulta claro que, a menos que dichas instituciones, más el Banco Interamericano de Desarrollo, puedan incrementar sensiblemente su ritmo en materia de préstamos eléctricos a los gobiernos latinoamericanos, éstos deberán acudir en proporción creciente a otras fuentes de financiamiento, sea interno o externo.

No parecería muy factible, ni tampoco conveniente, que esas instituciones pudiesen desviar hacia el sector eléctrico créditos que ahora se destinan a otros sectores, pues ya durante el reciente período los préstamos para desarrollo eléctrico representaron en el caso del Banco Internacional casi el 60 por ciento del total de créditos latinoamericanos y en el caso del Banco de Exportaciones e Importaciones, si bien el porcentaje fue menor del 10 por ciento, en cambio los préstamos eléctricos de la región representaron un 57 por ciento del total de créditos eléctricos de dicha institución en el mundo.

La mayor esperanza debe cifrarse, pues, no en una modificación de la estructura de la cartera de préstamos de estas instituciones, sino en una ampliación de sus disponibilidades financieras que les permita

/atender en

atender en mayor proporción las necesidades de los diversos sectores económicos y, en particular, del eléctrico.

El aporte de las instituciones financieras internacionales representó, aproximadamente, una tercera parte de las importaciones correspondientes a la capitalización del sector eléctrico durante la década pasada. Para que se mantenga esta proporción, los préstamos respectivos deberían ascender en el próximo decenio a un promedio algo superior a 150 millones de dólares anuales, lo que parece una meta razonable visto el ritmo de dichos préstamos en los últimos 18 meses.

Quedaría aún un porcentaje sustancial a cubrir, sea por vía de los ingresos corrientes del país en materia de divisas, sea por el aporte de capital privado extranjero. Como antes se dijo, la participación de este último en la capacidad instalada en América Latina ha venido decreciendo con regularidad. De ahí que no pueda esperarse del mismo una participación en este financiamiento de gastos en el extranjero que supere su posición relativa actual, o sea del orden del 20 por ciento. En esta hipótesis, relativamente optimista, el capital privado externo a la región aportaría unos 100 millones de dólares anuales en bienes de capital eléctricos procedentes del extranjero.

Por supuesto que se cuenta también con el crédito de los proveedores de equipo y materiales, generalmente financiado a su vez por los organismos estatales de promoción de las exportaciones en los grandes centros industriales del hemisferio norte. Sin embargo, estos créditos, aunque ayuden momentáneamente a paliar situaciones precarias en materia de financiamiento externo, no constituyen una solución de fondo, pues se trata en general de operaciones a corto y mediano plazo, poco adecuadas para industrias de alta densidad de capital y largos plazos de amortización, como es el caso de la eléctrica.

/6. Algunas

6. Algunas observaciones relativas a las decisiones en el sector eléctrico

Durante muchos años un importante obstáculo para la expansión adecuada del sector eléctrico fue la carencia de estudios serios sobre la situación presente del sector y que incluyesen a la vez planes de acción para el futuro. Tal situación ha mejorado mucho últimamente y ya son escasos los países que no disponen de estudios de esta naturaleza, llevados a cabo por técnicos de los organismos estatales responsables de la labor de programación eléctrica, por organismos internacionales o por empresas consultoras extranjeras.

Hay que distinguir, sin embargo, entre aquellos estudios que al mismo tiempo constituyen planes de acción, por así haberlo decidido los respectivos gobiernos o las empresas estatales encargadas del sector eléctrico, y aquellos otros que no son más que informes elaborados por especialistas consultados al efecto, pero sin que haya habido aún decisión expresa del gobierno respectivo dándole vigencia al programa recomendado o a algún otro y encomendando su ejecución, o al menos su supervisión y coordinación, a una determinada agencia estatal que tenga a su vez facultades legales y medios prácticos para llevar a cabo dicho encargo. En ausencia de este acto expreso de decisión por parte del gobierno, es obvio que el programa, por bien estudiado y elaborado que esté, sólo es una mera expresión de opiniones por parte de sus autores.

Aun en aquellos casos en que existe una decisión del gobierno adoptando un programa de acción determinado, ha sido frecuente observar en el panorama latinoamericano que los hechos subsiguientes han distado bastante de las previsiones y de la política formulada en el plan, sea por falta de recursos para la financiación de las obras previstas, sea por ausencia de coordinación con las empresas privadas que también participan en la prestación del servicio público, sea por la carencia de una estructura institucional del sector eléctrico que resulte compatible con la ejecución del programa adoptado.

Es corriente, por ejemplo, que los planes incluyan previsiones en lo que respecta a la expansión de la capacidad instalada de las empresas

/privadas, cuando

privadas, cuando en realidad dicha expansión está sujeta en la práctica a condiciones previas tales como ajustes de tarifas o modificaciones en las leyes reguladoras de los servicios o disposiciones que faciliten la captación de capitales nacionales o extranjeros, condiciones que no siempre se cumplen posteriormente en la forma implícita o explícitamente presupuesta en el plan.

También puede tener efectos perjudiciales la demora en escoger entre diversas alternativas posibles que presentan importantes diferencias, de tal modo que una decisión en uno u otro sentido tiene serias repercusiones económicas. Tales son los casos de la Argentina con respecto a la ejecución o postergación de obras como Chocón y Salto Grande, y de México y Venezuela en lo que se refiere a la unificación de la frecuencia de sus sistemas y la integración de las redes de sus ciudades principales con la red eléctrica del resto del país.

Conviene detenerse brevemente a examinar la función de la empresa privada en la programación de la expansión del sector eléctrico y destacar la necesidad de una coordinación adecuada, si se quiere que dicha expansión se realize en forma racional.

A fines de 1959 la participación de las empresas privadas en la potencia instalada de servicio público era de aproximadamente un 54 por ciento. En el curso de 1960 esta participación disminuyó a 42 por ciento en virtud de la expropiación de la empresa cubana y la compra por parte del Estado mexicano de las dos grandes empresas eléctricas de capital privado extranjero, medidas que en conjunto representaron una adición del orden de 1.4 millones de kilovatios a la capacidad de propiedad estatal y una reducción similar en la participación de la empresa privada.

Sin embargo, el papel de la empresa privada en la distribución de la energía eléctrica al consumidor y su consiguiente responsabilidad en la modernización y expansión de las redes respectivas, es mucho mayor que en el caso de la generación, pues en algunos casos las empresas estatales son pura o preponderantemente generadoras y venden cantidades sustanciales de energía en bloque a las empresas privadas concesionarias - sobre todo en los grandes distritos urbanos de la región - para que éstas, a su vez, la hagan llegar finalmente al consumidor.

/Esto crea

Esto crea un problema en lo que respecta a la programación de inversiones en el sector eléctrico, ya que estas empresas de capital privado, por razones que no es del caso analizar aquí, muchas veces no logran modernizar y expandir la red de distribución a un ritmo acorde con el de la generación y transmisión.

Por último, la variedad de los servicios prestados por los sectores componentes en sus diversas fases de generación, transporte y distribución de la energía hace necesario elaborar sistemas económicos de tarifas que reflejen adecuadamente, a cada nivel, tanto los gastos de capital como los corrientes que demanda la eficaz prestación del servicio.

En la formulación de cualquier programa de expansión del sector eléctrico, uno de los problemas principales consiste en seleccionar el tipo de planta de generación a instalar y, en particular, elegir entre centrales térmicas e hidroeléctricas. Como este punto ha sido muy discutido, interesa formular aquí algunas precisiones al respecto.

Recuérdese, en primer término, que muy rara vez se presenta el problema de elegir entre una planta térmica y una hidroeléctrica aislada. En la realidad la alternativa es, casi siempre, la expansión de un sistema interconectado de generación y consumo. Lo que corresponde, por consiguiente, es estudiar desde el punto de vista económico el sistema original ampliado con la planta hidráulica y el sistema original ampliado con la planta térmica. En el caso de los programas que comprenden una serie de obras escalonadas a través de un cierto período de tiempo, el problema se complica aun más, pues la incorporación de cada nuevo centro de generación al sistema modifica sus condiciones de funcionamiento y afecta en consecuencia la rentabilidad relativa de las centrales ya existentes.

Se trata de un caso similar al que se presenta en el análisis de programas alternativos de inversión en lo que respecta al sistema económico en general. Debido a la existencia de economías externas, cada inversión en particular afecta la rentabilidad del resto. De ello se deduce que es engañoso analizar los proyectos en forma individual, o comparar sus beneficios optando por uno frente a otro. La solución teóricamente correcta es, pues, comparar los beneficios de los diversos programas alternativos en conjunto.

/De la

De la misma manera, en general carece de sentido decir que tal o cual obra hidroeléctrica es más o menos conveniente que la planta térmica equivalente. Lo que debe hacerse es comparar, entre otros, el programa global de expansión eléctrica con la planta hidroeléctrica y el programa alternativo que sustituye a la misma por una planta térmica.

En segundo término, al analizar los beneficios relativos de dos programas de inversión diferentes en el sector eléctrico, surge el problema de la tasa de interés y los plazos de amortización que se adopten. En general, un plan con mayor proporción de capacidad hidroeléctrica tendrá un costo de inversión más alto y un costo de operación menor que el plan alternativo con mayor proporción de equipo térmico. Como en definitiva se trata de comparar gastos que se producen en diferentes puntos a través del tiempo, es necesario transformarlos a una unidad común aplicando la tasa de interés del capital, que permitirá juzgar acerca de la economicidad de uno u otro programa a través de toda su vida útil. Una menor tasa de interés significa un menor sacrificio en el consumo futuro a cambio del gasto actual y, por lo tanto, favorece la posición relativa de aquellas inversiones con mayor intensidad de capital. Resulta entonces que la influencia de la tasa de interés hace que la energía hidroeléctrica sea relativamente menos favorable en las economías insuficientemente desarrolladas, donde dicha tasa es más alta debido a la mayor escasez relativa del factor capital.

Debe hacerse notar, sin embargo, que el aumento en la tasa de interés está parcialmente compensado, en el caso de los países poco desarrollados, por los mayores plazos de amortización que puedan tomarse a los efectos de calcular el coeficiente global de carga del capital. Ello se debe a que, en virtud de su estructura de precios, la obsolesencia de los equipos productivos se produce en plazos más largos que en las economías más avanzadas. De ahí que el incremento en el coeficiente de carga del capital sea menor que el aumento en la tasa de interés.

/Resulta evidente

Resulta evidente que, aunque elegir la tasa de interés a adoptar a los efectos de comparación de los méritos relativos de dos o más programas de inversión eléctricos sea un problema sumamente difícil y que no admite una solución puramente cuantitativa, debe tratarse en todo caso de tener en cuenta los factores indicados y no adoptar soluciones simplistas y erróneas, tales como utilizar la tasa bancaria a la cual se consiguen los fondos del extranjero o la tasa bancaria predominante en el sistema monetario interno. Es necesario distinguir entre el costo nominal del capital - sea para el Estado o para la empresa privada - y el costo real que significa para la economía en conjunto, en particular porque la elección supone el sacrificio de inversiones alternativas dentro o fuera del mismo sector eléctrico. La rentabilidad de tales inversiones alternativas - por ejemplo, otras grandes obras públicas a realizar por el Estado - constituye uno de los criterios adecuados para orientarse respecto a la tasa de interés que debe incluirse en los cálculos.

Conviene también recordar que, cuando se trata de obras de uso múltiple - como las hidráulicas - la inversión correspondiente al aprovechamiento eléctrico debe quedar disminuída en función de los otros beneficios que esas obras pueden prestar.

Del análisis de los planes Latinoamericanos de expansión eléctrica parece concluirse que no suelen hacerse cálculos de esta naturaleza. En algunos casos existen razones de índole práctica. Una de ellas es que resulta difícil para el gobierno realizar gestiones ante organismos de financiación internacionales respecto a proyectos alternativos de inversión que pudiesen utilizar el exceso de fondos de un plan predominantemente hidráulico respecto a otro térmico, por falta de estudios similares a los eléctricos para otras inversiones de carácter público.

/Aun suponiendo

Aun suponiendo que se hubiese elegido una tasa de interés adecuada que pudiese representar la productividad marginal de los recursos de inversión al nivel que se está analizando, no debe olvidarse que al efectuar un análisis comparativo sobre la base de costos promedio anuales se está ignorando en gran parte el problema de las prioridades a través del tiempo. Así, en América Latina, como en muchas otras regiones del mundo, se advierte la necesidad de una fuerte elevación a corto plazo en el ritmo de aumento del producto. En la situación actual, el cómputo de necesidades de inversión supera el nivel presente de ahorro, no tanto porque el coeficiente de ahorro sea bajo sino porque lo es el producto. En estas condiciones, puede pensarse en concentrar los recursos invertibles en aquellas inversiones que contribuyan a elevar con más celeridad el producto global y que no tienen por qué coincidir con las que serían más rentables en el largo plazo.

Esto ilustra un punto fundamental en la selección entre obras hidráulicas y térmicas dentro de un plan de expansión eléctrica. En la abundante controversia sobre el tema no siempre han resultado claras las posiciones sustentadas en lo que respecta a las hipótesis que se adoptaron. La distinción fundamental, desde el punto de vista que aquí se desea destacar, es la siguiente: un plan de inversiones destinado a elevar al máximo el producto en 1965 puede ser muy diferente (en casos excepcionales puede coincidir) de otro plan cuya meta sea la misma para 1985.

En consecuencia, si lo que concierne principalmente al gobierno, por determinadas razones, es la productividad de la inversión en el corto plazo, comparar los costos anuales, a los valores presentes, de los beneficios netos a través de toda la vida de las plantas respectivas ya no constituirá un criterio válido para la decisión.

/7. Análisis

7. Análisis del costo de la expansión y del coeficiente sectorial de inversión

a) Argentina

En la sección respectiva del capítulo II de este documento se analizan las conclusiones del informe de los consultores sobre el desarrollo eléctrico argentino y se establece la necesidad de ampliar las metas allí fijadas en cuanto a la expansión eléctrica.

Se llega a la misma conclusión estudiando los aspectos financieros del programa respectivo. Así, por ejemplo, el monto de la inversión total propuesta por los consultores para la década 1960-70 (735 millones de dólares) es inferior al monto de la inversión que se piensa realizar en México en el curso de la primera mitad de ese período. Si se tiene en cuenta que no hay diferencia sustancial entre los niveles del producto en ambos países, esta relación de 2 a 1 entre las inversiones en el sector eléctrico no parece debidamente justificada, ni aun descontando el hecho de que el programa de expansión mexicano tiene valores unitarios de inversión más altos por ser preponderantemente hidráulico.

También surge la insuficiencia de las metas señaladas si se relaciona la inversión en el sector eléctrico con el total de la inversión bruta fija durante el decenio suponiendo una tasa de desarrollo de 4.5 por ciento anual y un coeficiente de inversión de 21 por ciento (valor éste correspondiente a 1959). Bajo tales hipótesis, la inversión de 735 millones de dólares equivaldría a un 3.3 por ciento de la inversión total, porcentaje sumamente reducido en comparación con el que se ha calculado para los otros países del área (véase las otras partes de esta misma sección y el cuadro 5) y no mucho más alto que el del decenio 1945-55, en que fue de 2.33 por ciento, con las consecuencias que son bien sabidas.

Desde el punto de vista de la decisión gubernamental, parece necesario adoptar a la brevedad posible un criterio definitivo respecto a las obras de El Chocón Salto Grande[3/] y, en caso de aprobarlas, un orden de prioridad. Una vez resuelto este punto previo, será imprescindible abocarse al cumplimiento estricto de las metas fijadas por el programa seleccionado. Estas

3/ Las autoridades argentinas continúan estudiando las posibilidades de desarrollar los recursos hidroeléctricos del sistema del Río Negro. Para estos efectos se están considerando una solicitud de préstamo que se presentaría al Banco Interamericano de Desarrollo, así como otras formas de financiamiento externo.

/Cuadro 5

Cuadro 5

AMERICA LATINA: INVERSIONES NETAS NECESARIAS PARA CUMPLIR CON EL PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO HASTA 1970

País	Inversión (miles de millones de dólares)	Adición de potencia (millones de kW)	Inversión unitaria (dólares por kW)	Coeficiente sectorial de inversión (porcentaje)
Brasil	4.44	10.1	440	6.6
México	2.0	5.3	380	9.0
Argentina	1.25	3.3	380	5.6
Chile	0.65	1.5	435	10.0
Venezuela	1.1	2.5	440	5.5
Colombia	0.7	2.2	320	7.3
Cuba	0.85	2.3	370	7.5
Perú	0.4	1.3	310	7.5
Uruguay	0.3	0.6	500	-
Centroamérica	0.3	0.5	600	...
Otros países	0.5	1.1	455	...
Total	12.49	30.7	407	

Fuente: Programas nacionales de electrificación ajustados según se indica en el texto.

Nota: Los costos unitarios de inversión que resultan del análisis de los programas de los diversos países están razonablemente cerca de los valores que se mencionan en el documento titulado Precios y costos en la industria de la energía eléctrica de América Latina (ST/ECLA/CONF.7/L.1.51), pero son bastante inferiores a los calculados por R. Salazar en el documento Fabricación de equipo y materiales para generación y distribución de energía eléctrica en América Latina (ST/ECLA/CONF.7/L.6.1). La diferencia radica principalmente en los gastos asignados a la mejora y ampliación de las redes de distribución, que en la mayoría de los programas gubernamentales son del orden de los 100 dólares por kilovatio, mientras que en el documento ultimamente citado se suponen superiores a los 300 dólares, aunque en éstos se incluye también la transmisión en alta tensión. Es de creer, como se ha señalado repetidamente, que los programas de los países latinoamericanos tienden a subestimar la inversión en distribución. Aun así, parece difícil que se llegue a superar el promedio de 500 dólares por kilovatio para el total de los sectores de generación, transmisión y distribución.

/metas parece

metas parece necesario incrementarlas en no menos de un 50 por ciento respecto a las contenidas en el programa recomendado por los consultores.

De ahí que en el cuadro 5 haya sido prevista una adición neta de potencia para el decenio de 3.3 millones de kilovatios, correspondiente a una inversión total de 1 250 millones de dólares. Esta última suma comprende una sobreinversión de 150 millones de dólares con respecto a la planta térmica equivalente por concepto de la realización de una u otra de las dos grandes obras hidroeléctricas a que se ha hecho referencia. El costo unitario de inversión resulta entonces de 380 dólares por kilovatio y el coeficiente sectorial de inversión eléctrica de 5.6 por ciento. Se comprueba así que, pese al aumento previsto en las metas del programa eléctrico, el esfuerzo relativo de inversión en el sector sigue siendo en la Argentina menor que en la mayoría de los otros países de América Latina. (Véase de nuevo el cuadro 5.)

El informe de los consultores descarta la construcción de Salto Grande y El Chocón para el período que termina en 1969, fundándose en la mayor inversión que esos proyectos requerirían. El criterio del costo anual da resultados favorables para El Chocón hasta una tasa de interés de 6.2 por ciento sin considerar el uso múltiple y hasta el 10 por ciento considerando los beneficios de regulación de crecidas y riego. En el caso de Salto Grande, el costo anual resulta favorable para la alternativa hidroeléctrica hasta una tasa de interés de 13.2 por ciento.

Nótese que las inversiones necesarias para la generación hidroeléctrica parecen un tanto sobrestimadas. La potencia segura que se ha tomado en cuenta a fin de hacer la comparación es la que se estima disponible durante un 99 por ciento del tiempo. Sin embargo, la práctica en muchos países es considerar la potencia disponible un 95 por ciento del tiempo.

En el caso de los proyectos estudiados, preferir la seguridad de 99 por ciento afecta principalmente a Salto Grande, porque disminuye su potencia disponible de 607 MW (con 95 por ciento) a 521 MW (con 99 por ciento). En cuanto a El Chocón, un régimen más regular del río reduce la diferencia de potencia disponible (en este caso desde 761 MW a 715 MW).

/Otro factor

Otro factor de sobrestimación de las inversiones lo constituyen las características de las líneas de transmisión. También aquí una seguridad aparentemente excesiva recarga el costo, pues se adoptan dos circuitos cada uno con capacidad del 93.5 por ciento para el caso de El Chocón y del 95 por ciento para Salto Grande. Teniendo en cuenta que ambos proyectos se consideran integrados dentro de un sistema con una capacidad de reserva del 15 por ciento de la demanda máxima, parece claro que en ambos casos puede disminuirse la capacidad de cada uno de los circuitos al 50 por ciento del total.

En tercer término, resulta posiblemente subestimada la inversión requerida para la alternativa térmica, pues no se considera el costo de capital para la producción de combustible.

Resulta evidente, juzgando en general, que la restricción del período considerado a 1969 resta perspectiva adecuada para poder decidir sobre obras importantes y de largo período de construcción como son Salto Grande y El Chocón.

La decisión que se aconseja en el informe de los consultores - postergar Salto Grande y El Chocón para el decenio siguiente - se basa sobre todo en el deseo de lograr el propósito alcanzado en cuanto al abastecimiento de la demanda eléctrica con "una mínima inversión de capital".[4/]

Parece oportuno señalar que ese procedimiento constituye un claro ejemplo de los serios inconvenientes que provoca elaborar un programa de expansión sectorial en forma aislada, sin integrarlo dentro de un marco armonioso de desarrollo general del sistema económico que tenga en cuenta en debida forma las relaciones de interdependencia entre los diversos sectores. A fin de convencerse de ello basta llamar la atención sobre el caso extremo de una serie de programas aislados, basados todos ellos en el criterio de la inversión mínima, o sea tratando de ahorrar recursos de capital. Proceder así conduciría a una subutilización de los recursos totales y a un esquema de desarrollo que no aprovecharía en forma óptima la potencialidad del país desde el punto de vista de la formación de capital.

4/ Informe de los consultores, vol. I, p. 115.

/Si al

Si al aumentar el porcentaje de capacidad hidroeléctrica en la adición neta de potencia impuesta por un determinado ritmo de desarrollo se incrementa, como suele suceder, el nivel de inversión unitaria, el problema consiste en comparar la productividad marginal de cada uno de los sucesivos insumos de capital correspondientes a diferentes grados de participación de la hidroelectricidad con la productividad marginal de dichos insumos en otras inversiones alternativas, dentro del sector - generación, transmisión o distribución - o fuera de él.

Ello es tanto más necesario cuanto que, como es el caso de la Argentina, la experiencia poco afortunada de algunos países dentro y fuera de América Latina demuestra que el relativo estancamiento de las áreas que se ha dado en llamar insuficientemente desarrolladas proviene, tanto o más que de la escasez de recursos de capital, de una falta de racionalidad en la distribución sectorial de tales recursos.

b) Brasil

El costo de la expansión de capacidad instalada de 5.3 millones de kilovatios en el período 1957-66 es estimado - según cálculos del Banco de Desenvolvimiento Económico a los que se han hecho algunos ajustes, sobre todo en lo que respecta a los gastos en las redes de distribución - en 2 340 millones de dólares, o sea a un costo unitario de 440 dólares por kilovatio.

De este total, dos tercios corresponden a gasto en cruceros y uno a gastos en divisas extranjeros. Es interesante notar que esta distribución porcentual de gastos en cuanto a su destino es similar a la de Chile. Ocurre, en efecto, que la mayor participación de la hidroelectricidad en el programa chileno - que tiene un menor componente de importación - compensa el grado más reducido de autoabastecimiento en bienes de capital de la industria eléctrica con respecto al Brasil.

A base del producto bruto histórico de los tres primeros años de dicho período y admitiendo una tasa de desarrollo de 5 por ciento para el resto y un coeficiente de inversión de 15 por ciento - igual al de 1959 - la inversión eléctrica representaría un 6 por ciento del total. Este coeficiente sectorial para el decenio es inferior al de 1957-59, en

/que fue

que fue de 8 por ciento. Esto parece indicar que, a diferencia de lo que sucede en la mayoría de los otros países latinoamericanos el Brasil ya ha realizado un intenso esfuerzo de electrificación, como se prueba por el hecho de que a fines de 1959 tenía en proceso de construcción obras por un total de 4 millones de kilovatios de potencia.

c) Colombia

Las inversiones necesarias en el quinquenio para alcanzar en 1965 una potencia instalada total de 1.6 millones de kilovatios serían de unos 1 700 millones de pesos de los cuales un 53 por ciento correspondería a las cuatro principales empresas de servicio público, un 32 por ciento a Electroaguas y otras empresas estatales y el resto a los autogeneradores.

De la inversión total, un 55 por ciento corresponde a gastos en moneda local y el resto en moneda extranjera.

Si el producto bruto interno, que en 1959 alcanzó el nivel de 23 000 millones de pesos, se incrementase a un ritmo de 5 por ciento anual, como se postula en el Plan Cuatrienal, el producto del quinquenio 1961-65 alcanzaría a 140 000 millones. Si el coeficiente de inversión bruta total por su parte, se mantuviese al nivel de 1959, la inversión eléctrica sería un 7.3 por ciento de la inversión total.

d) Cuba

Las inversiones previstas en el programa de electrificación para el quinquenio ascienden a unos 303 millones de pesos, de los cuales un 24 por ciento corresponde a generación, un 31 por ciento a distribución y el resto a subestaciones y líneas de transmisión. Las dos terceras partes del costo total corresponde a materiales importados.

En lo que se refiere a costos unitarios, se indica un valor de 35 500 pesos por km para las líneas de transmisión de 110 kV y de 109 pesos por kW para las plantas de generación. Nótese lo reducido de este último valor, aun teniendo en cuenta que se trata de plantas térmicas relativamente grandes.

/Para tener

Para tener una idea del orden de magnitud de este esfuerzo de inversión sectorial en términos relativos, téngase en cuenta que, para una tasa anual de incremento en el producto bruto interno, excluída la industria azucarera, como la supuesta en el programa (13 por ciento), el total del producto en los cinco años que terminan a fines de 1965 sería de 17 300 millones de pesos. A esa cifra hay que agregar la contribución del sector azucarero, con una producción estimada promedio de 6 millones de toneladas anuales y un precio de 100 pesos por tonelada. Sobre el total de 20 300 millones, la inversión eléctrica representaría aproximadamente el 1.5 por ciento del producto y, si el coeficiente de inversión bruta global fuese de 20 por ciento, el 7.5 por ciento de dicha inversión.

e) Chile

Según estimaciones de la Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (ENDESA),[5/] su inversión total en el decenio, para elevar su capacidad desde los niveles actuales hasta 1.4 millones de kilovatios en 1970, será de unos 343 millones de dólares. De este total, los gastos en moneda extranjera representarían una tercera parte. Por su parte se prevé que la Compañía Chilena de Electricidad (CCE), subsidaria de American & Foreign Power, invertiría entre 200 y 250 millones de dólares, la mitad en moneda extranjera. Esta inversión corresponde a la instalación de la planta termoeléctrica de Renca y a otra que se construiría en la zona de la costa Santiago-Valparaíso, así como a la expansión de las redes primaria y secundaria de distribución. Debe notarse que la CCE distribuye y vende no sólo su propia energía, sino también un porcentaje apreciable de la energía generada por las centrales hidroeléctricas de la ENDESA y que le es transferida en bloque.

La diferencia entre las componentes de importación en las inversiones de la ENDESA y la CCE se debe principalmente a que el plan de la primera es hidráulico en más de un 95 por ciento. En efecto, es bien sabido que en estas centrales el porcentaje de gastos locales es más elevado debido a la preponderancia de la obra civil en la inversión total.

5/ Véase el Plan de Electrificación aprobado por el directorio de la ENDESA en su sesión del 26 de noviembre de 1958.

/Así, el

Así, el costo total de la expansión del servicio público en el próximo decenio sería de unos 543 millones de dólares para aumentar la capacidad instalada en 1.2 millones de kilovatios, lo que representa una inversión unitaria de 455 dólares por kilovatio.

A esta suma deben agregarse las inversiones de los autoproductores y en particular de la minería del cobre, las que - a un costo unitario estimado en 300 dólares por kilovatio (son en su mayoría plantas térmicas con cortas líneas de transmisión y poca inversión en distribución) - arrojarían un monto aproximado de 100 millones de dólares.

El total de la inversión en el sector eléctrico sería, pues, del orden de los 650 millones de dólares, o sea un 10 por ciento de la inversión total, estimada por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) en 6 500 millones de dólares para el período considerado. El promedio global de costos sería de 435 dólares por kilovatio y la inversión eléctrica equivaldría a algo menos de las dos terceras partes de la inversión en el rubro "energía y combustibles", que la CORFO estima en 1 080 millones de dólares.

El hecho de que el coeficiente sectorial de inversión para la electricidad sea en Chile superior a lo que es normal en los programas de otros países latinoamericanos (en general, entre 6 y 9 por ciento) se debe a que la economía chilena se caracteriza por su alto consumo específico de electricidad en relación al producto bruto y también - aunque en un nivel de menor importancia - a la elevada participación de la generación hidroeléctrica en los programas de expansión.

Como sucede en la mayoría de los países de América Latina, la responsabilidad de la empresa estatal - en este caso la ENDESA - en la expansión de la capacidad del servicio público excede a su participación real. Por consiguiente, para una tasa determinada de incremento en la potencia total, la ENDESA debe programar su presupuesto futuro para un ritmo más elevado de incremento en su propia potencia. A ello se debe que las necesidades financieras sean desproporcionadas con respecto al nivel de ingresos real, aun suponiendo que las tarifas originales sean realistas y ajustadas a los costos.

/Como sucede

Como sucede también en el caso de las empresas brasileñas formadas en los últimos años, la ENDESA, teóricamente de capital mixto, en la práctica es un organismo estatal - aunque con un elevado grado de autonomía -, ya que más del 99 por ciento de las acciones emitidas están en manos de la CORFO. Esto tiene la ventaja de permitir la reinversión total de utilidades, ya que el interés del accionista principal no es recibir dividendos, sino incrementar la planta de generación. Por otra parte, dicha situación limita considerablemente las posibilidades de acudir al mercado de capitales privados para atraer ahorros no canalizados por organismos del Estado o por el presupuesto nacional.

f) México

El programa de obras de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que prevé una adición de 3.3 millones de kilovatios en los próximos cinco o seis años, significará una inversión del orden de los 1 000 millones de dólares. Agregando a ello la inversión prevista por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza (CMLF) - que se estima en 250 millones de dólares para el decenio y que comprende las mejoras y ampliaciones en las redes de distribución del Sistema Central - más lo que invertirá la CFE en los años subsiguientes a la terminación del plan ya mencionado y la expansión del sistema de la ex-Impulsora - que no costará menos de 100 millones de dólares en el decenio -, puede estimarse una inversión global del orden de los 2 000 millones de dólares, de los cuales el 75 por ciento en generación y transmisión y el 25 por ciento restante en distribución. Como esa inversión corresponderá a una adición neta de potencia de 5.3 millones de kilovatios, el costo unitario de la expansión resultaría de 380 dólares por kilovatio.

El coeficiente de inversión de la economía mexicana, que fue en promedio del 14 por ciento en el decenio 1946-55, ha venido aumentando gradualmente en los últimos años hasta llegar a un valor del orden de 16.5 por ciento en 1960.

/El producto

El producto nacional bruto a precios de mercado fue de 114 000 millones de pesos en 1958. Suponiendo un incremento del 5 por ciento anual a través de la próxima década y un coeficiente de inversión de 17 por ciento, levemente superior al de 1960, la inversión total en el próximo decenio llegaría a 22 000 millones de dólares. De ese total, la inversión en el sector eléctrico representaría un 9 por ciento. Este valor del coeficiente sectorial respectivo confirma lo que se observa en todos los países latinoamericanos: el programa de expansión eléctrica para el próximo decenio exigirá aumentar el esfuerzo relativo de inversión en el sector. Téngase en cuenta, en efecto, que en el período 1946-55, México no invirtió más que el 5 por ciento de sus recursos en electricidad, aunque ya en los últimos tres años de dicho período esa participación alcanzó a 6.5 por ciento.

g) Perú

Las inversiones previstas en el plan de 20 años elaborado por la misión de Electricité de France alcanzan a 14 300 millones de soles a precios vigentes al 1° de enero de 1956, de los cuales el 45 por ciento corresponde a instalaciones de generación, el 18 por ciento al transporte en alta tensión y el 37 por ciento restante a redes primarias y secundarias de distribución. El costo promedio del kilovatio instalado resultaría, pues, de unos 6 000 soles, o sea - a la tasa de cambio vigente en aquel momento (19.3 soles por dólar) - de unos 310 dólares por kilovatio. La mitad de la inversión corresponde a gastos en el extranjero.

Partiendo del nivel del producto bruto interno en 1955 y suponiendo un ritmo anual de 5 por ciento de aumento y un coeficiente de inversión bruta fija de 20 por ciento, la inversión ya mencionada para el sector eléctrico representa, para el período de tiempo considerado (20 años) un 7.5 por ciento de la inversión total.

h) Uruguay

Un programa elaborado recientemente en el Uruguay para el desarrollo eléctrico durante la próxima década[6/] recomienda la inversión de unos 150

6/ Véase Hugo R. Giavi y otros, La economicidad en la producción de electricidad (ST/ECLA/CONF.7/L.1.49)

/millones de

millones de dólares durante dicho plazo, de los cuales unos dos tercios corresponderían a gastos en divisas extranjeras. Dentro de ese total, un 63 por ciento se destinaría a generación, un 12 por ciento a transmisión y un 25 por ciento a distribución. Debe tenerse en cuenta que el porcentaje correspondiente a generación es relativamente alto en el Uruguay, debido a la preponderancia de la energía hidroeléctrica y al costo de instalación de la misma, que es del orden de 300 dólares por kilovatio de potencia garantizada.

En tales condiciones, la inversión en el sector eléctrico representaría un 8 por ciento de la inversión total necesaria para el desarrollo económico del país durante ese período, estimada a base de un incremento acumulativo anual del 2 por ciento en el producto bruto por habitante y una tasa demográfica de 1.5 por ciento.

i) Venezuela

El Plan Cuatrienal venezolano prevé un incremento anual en el producto bruto del orden de 7 por ciento, superior al del período 1958-60 (5 por ciento) pero inferior al del período anterior a 1958. Si, como se presume, la alta tasa demográfica desciende un 10 por ciento desde el nivel de 3.3 por ciento que tuvo en el último bienio, ello permitiría un ritmo de crecimiento de 4 por ciento en el producto por habitante. El sector de petróleo y minería (sobre todo hierro) se desarrollaría a un ritmo menor que el del resto de la economía, de tal modo que su contribución al producto bruto descendería desde el 29 por ciento en 1958 hasta el 24 por ciento en 1964.

En lo que se refiere al sector manufacturero, el incremento previsto es del 12 por ciento anual.

Para obtener este desarrollo bastante acelerado de la economía venezolana, se piensa invertir en los cuatro años del plan 21 000 millones de bolívares. Esa inversión neta sumada a las asignaciones prevista para consumo de capital fijo, que son del orden del 10 por ciento del producto total, arrojan para el período (junio de 1960-junio de 1964) un total de 36 600 millones de bolívares como inversión bruta total, lo que representa un 23.4 por ciento del producto durante ese tiempo.

/Para obtener

Para obtener un ritmo de incremento en el producto de 7 por ciento, debería alcanzarse un coeficiente de inversión de 23 por ciento. La relación producto-capital prevista es, pues, de 0.3, inferior a la estimada para otros países de América Latina.

La posibilidad de alcanzar un valor tan alto de dicho coeficiente, totalmente fuera del alcance de la mayoría de los países latinoamericanos, se explica por lo que se ha dado en llamar la política de "sembrar la renta petrolera". Así, en el mensaje del Presidente de la República al Congreso Nacional (29 de abril de 1960) se expresa: "Al Estado corresponde la mayor responsabilidad en la buena inversión de los ingresos del petróleo que, por la característica de ser producto de una fuente perecedera, deben destinarse en su mayor parte a crear nuevas fuentes de ingreso ... En el esfuerzo de lograr una mejor programación y un mayor rendimiento dentro del sector público, se ha procurado que los ingresos del fisco que se derivan del petróleo, se dediquen íntegramente a gastos de desarrollo, de modo que aquellos que se refieren a administración propiamente dicha queden cubiertos con los demás ingresos."

Para alcanzar el nivel de inversiones postulado en el Plan, se supone un aporte de capital extranjero de 2 400 millones de bolívares durante el cuatrienio, o sea algo más del 10 por ciento de las necesidades de capitalización. El resto sería cubierto por el ahorro nacional privado y público. Teniendo en cuenta las necesidades de importaciones y el nivel de exportaciones previsto se necesitaría aproximadamente la misma suma para equilibrar el balance de pagos del período. En consecuencia, coinciden las limitaciones impuestas al ritmo de desarrollo por el nivel de ahorro interno y por la capacidad de pagos externos.

Tales son, en un panorama somero, los objetivos e hipótesis fundamentales del Plan. Las inversiones que se programan en el sector eléctrico alcanzan para el total del servicio público a 1 050 millones de bolívares, de los cuales dos tercios corresponden a los organismos estatales. Estimando que en el mismo período los autogeneradores instalen unos 100 MW más a un costo promedio de 300 dólares por kilovatio, el total de la inversión sectorial sería de 1 150 millones de bolívares. Esta última cifra, con respecto al nivel de inversión neta total de 21 000 millones, equivale a un coeficiente sectorial de 5.5 por ciento.

/Se trata

Se trata de un valor inferior al correspondiente de otros programas, lo que se explica teniendo en cuenta el elevado valor del coeficiente de inversión total. Aun así, es el doble del coeficiente histórico de 1950-59, cuando la inversión eléctrica sólo representó un 2.8 por ciento de la inversión total y el 0.75 por ciento del producto bruto interno.

Dentro de la inversión del sector público, hasta 1964 se prevé que CADAFE gastará unos 420 millones de bolívares, de los cuales una tercera parte en plantas de generación, con 254 MW adicionales (132 en Guanta, 75 en la ampliación de Puerto Cabello y 47 MW en instalaciones más pequeñas). El resto de la inversión pública iría al Caroní, a donde se destinan 250 millones de bolívares para las obras de construcción de Guri. El costo final previsto de la represa se estima provisionalmente en 600 millones de bolívares y correspondería a una tercera parte de la obra total que, como se ha dicho, permitirá instalar unos 4 millones de kilovatios.

En lo que se refiere al costo de la expansión de la capacidad instalada - desde 1.3 a fines de 1959 hasta los 3.8 millones de kilovatios estimados para 1970 -, puede calcularse en un orden de magnitud de los 1 100 millones de dólares. Ese cálculo se basa fundamentalmente en las previsiones de Electricité de France, para el programa de CADAFE y del Caroní en la hipótesis de la interconexión de Guri con Caracas antes de que acabe la década, sumando a los valores así obtenidos la expansión de la planta de Caracas hasta el momento de la interconexión y la inversión estimada de los autogeneradores.

De la comparación de esta cifra con la correspondiente al período del Plan Cuatrienal, parece deducirse que el esfuerzo financiero será mayor en la segunda mitad de la década y que posiblemente habrá de incrementarse el coeficiente de distribución sectorial de inversión para el sector eléctrico. Es lógico que así ocurra si se considera que en dicho período se proyecta realizar las más grandes obras hidroeléctricas y la integración de la red nacional, todo lo cual exige inversiones relativamente considerables.

/Capítulo II

Capítulo II

ANALISIS CRITICO DE LOS PROGRAMAS DE EXPANSION ELECTRICA

A continuación se analizarán en forma más o menos detallada y teniendo en cuenta la información disponible en cada caso una serie de quince países que comprenden el 96 por ciento de la capacidad instalada y el 98 por ciento de la energía eléctrica producida en 1959.

Se ha prestado especial atención al grupo de los cinco principales productores (Brasil, Argentina, México, Venezuela y Chile, por orden descendente de sus capacidades instaladas a fines de 1959), que comprenden las tres cuartas partes de la potencia instalada y las cuatro quintas partes de la energía generada de la región, según el siguiente detalle:

País	Capacidad instalada en 1959 (Millones de kW)	Generación en 1959 (Miles de millones de kWh)	Grado de utilización (horas/año)
Brasil	3.9	21.1	5 400
Argentina	3.0	9.8	3 200
México	2.7	9.8	3 600
Venezuela	1.3	4.3	3 300
Chile	1.1	4.6	4 200

Se notará que, debido a las sensibles diferencias en los grados de utilización, el orden de la tabla de potencias instaladas difiere del de la tabla de energía generada. Así, México, aunque con menor potencia instalada que Argentina, generó una cantidad igual de electricidad y Chile compensó ampliamente su menor potencia instalada con respecto a Venezuela, superando el nivel de producción de ésta.

Para comparar, aunque sea en forma aproximada, los programas de expansión adoptados o recomendados en los principales países del área con las necesidades de potencia instalada que surgirían de las diversas

/proyecciones y

proyecciones y previsiones realizadas, se ha preparado el cuadro 6 sobre la base siguiente:

1. La columna P (1959) representa la potencia total instalada en cada país a fines de 1959;

2. La columna P_1 representa la potencia instalada necesaria para satisfacer en 1965 los requerimientos de generación que resultan de extrapolar la tendencia del decenio 1950-59. A estos efectos, se han tomado los mismos grados de utilización del año 1959, estimándose que las posibles mejoras en los mismos pueden compensarse con los aumentos necesarios en los escasos márgenes de reserva actuales;

3. Las columnas P_2-P_3 y P_4 corresponden a las potencias instaladas que resultan de las generaciones requeridas para dichos países conforme a diferentes hipótesis de desarrollo económico; P_2-P_3 serían los puntos extremos del intervalo, o sea los correspondientes a las hipótesis "mínima" y "máxima" mientras que P_4 corresponde a la hipótesis "media".

4. La columna P_5 es la previsión de la potencia instalada para el año en cuestión prevista en el programa respectivo de desarrollo eléctrico.

Cuadro 6

AMERICA LATINA: CUADRO COMPARATIVO DE POTENCIAS INSTALADAS EN ALGUNOS PAISES

(Millones de kilovatios)

País	P(1959)	P_1	P_2-P_3	P_4	P_5
			Año 1965		
Brasil	3.9	7.3	4.8-6	5.1	8
Argentina	3.0	4.7	7.2-9.1	7.7	4
México	2.7	4.4	3.7-4.8	4.0	5.5
Venezuela	1.3	3.1	2.7-3.2	2.9	2.2
Chile	1.1	1.4	1.5-1.7	1.6	1.7
			Año 1970		
Brasil	3.9	12.0	6.2-8.7	7.0	14.0
Argentina	3.0	6.6	11.6-21.2	15.4	5.5
México	2.7	6.7	5.1-7.2	5.7	8.0
Venezuela	1.3	6.4	5.4-7.8	6.0	3.8
Chile	1.1	1.8	1.9-2.5	2.1	2.6

/Del análisis

Del análisis de las cifras del cuadro precedente se infieren algunas consideraciones de interés que trataremos de resumir. En primer término, respecto a las columnas tereera y cuarta se repiten como es natural, en el caso de la Argentina y el Brasil las anomalías que ya se discutieron al examinar las proyecciones de la generación de energía para diversas tasas de desarrollo económico; no volveremos pues sobre este punto.

De la comparación de las columnas segunda y quinta, resulta que dos de los países tendrían programas de expansión que serían relativamente inadecuados para satisfacer un ritmo de desarrollo eléctrico como el experimentado en el quinquenio pasado lo que, en general, parecería ser un requerimiento mínimo. En el caso de Venezuela ello no es así, pues la tasa de crecimiento de la demanda en el quinquenio 1955-59 (así como la del producto bruto) fue excepcionalmente elevada y difícilmente se repetirá, como ya está demostrando la experiencia de 1960 y 1961. Este argumento no vale en el caso de la Argentina y ello vuelve a confirmar la conclusión a que llegamos al tratar el caso particular de dicho país, o sea que debería encararse un programa eléctrico más ambicioso y más adecuado al nivel de desarrollo necesario durante los próximos años.

Conforme a los programas analizados para los diferentes países, alrededor de un 60 por ciento de la adición de capacidad será hidroeléctrica. Se acentuará así su leve preponderancia en la actualidad. El grado en que ésta se incremente dependerá sobre todo de la decisión de la Argentina con respecto a la obra de El Chocón y de dicho país y del Uruguay con respecto al Salto Grande; según lo que suceda con las mismas la capacidad hidroeléctrica a fines de la próxima década participará en una proporción entre el 55 y el 62 por ciento.

Interesa notar, por la evolución o cambio que ello significa en los últimos años, la ausencia de centrales nucleares dentro del programa de expansión para la década, excepto en el Brasil. Se reproduce así en la América Latina el panorama casi general que señala en la práctica un retroceso relativo en las realizaciones de centrales de dicha base con respecto a las previsiones exageradamente optimistas que se hacían cinco o seis años atrás.

/Ello no

Ello no significa que se haya abandonado el estudio de esta posiblidad; por el contrario, la mayoría de los organismos estatales de planificación eléctrica disponen de técnicos especializados en la materia que siguen atentamente el curso de los acontecimientos en los países desarrollados, particularmente en lo que respecta a la evolución de los costos de instalación y las ventajas comparativas de los diferentes tipos de reactores. Al mismo tiempo se preparan proyectos tentativos y un programa de capacitación del personal técnico, sobre todo de grado superior.

Existen en América Latina muchos puntos y regiones en que prevalecen altos costos de abastecimiento de fuel-oil y altos costos (o escasez de recursos) hidroeléctricos para los cuales la generación de energía nuclear puede resultar económica aun cuando no lo sea en regiones fácilmente accesibles o ricas en recursos hidráulicos. Por otra parte, el hecho de que en varias regiones compactas, exista ya un volumen muy alto de demanda, permite incluir en algunos sistemas unidades de 150.200 MW, o aún mayores, de tipo nuclear asegurando su óptima utilización.

A este respecto cabe observar que si bien la energía nuclear es más parecida a la térmica convencional en cuanto a sus características técnicas de generación, y a su localización en el centro de cargas, presenta también analogías con la hidroeléctrica en lo que se refiere a mayores inversiones unitarias y a su menor repercusión en el balance de pagos, dado que en ambos casos se requiere una alta inversión inicial a cambio de un reducido gasto de operación y, en particular, un ahorro de insumos de origen externo si ha de importarse el combustible.

En el Anexo se formulan algunas consideraciones sobre el análisis comparativo entre una central nuclear y otra térmica convencional, que ilustra la influencia de los principales parámetros del problema.

/1. Argentina

1. Argentina

En 1959 la generación de energía eléctrica fue de 9 800 millones de kWh, con una capacidad instalada de 3 millones de kilovatios, de la cual las tres cuartas partes corresponde al servicio público. El elevado porcentaje de autogeneración no está justificado, como en el caso de otros países, por la distribución geográfica y la estructura del sistema productivo. Por el contrario, la autogeneración está atomizada en una gran cantidad de pequeñas instalaciones diseminadas dentro de la misma área atendida por las instalaciones de servicio público, con la consiguiente falta de economicidad derivada de los recargos en los insumos corrientes y de capital. Por consiguiente, la transferencia al sector de servicio público de una parte sustancial de la demanda que hoy es satisfecha por instalaciones de autogeneración debe constituir una de las metas principales de todo programa eléctrico para el país; con respecto a algunos problemas de análisis y decisiones que ello implica, nos referimos a la parte primera de este estudio.

Una segunda e igualmente importante falla orgánica del sistema eléctrico argentino es la baja participación de la hidroelectricidad (7.5 por ciento del total de la potencia instalada), pese a que se dispone de recursos hidráulicos adecuados no solamente para la generación eléctrica sino también para el uso múltiple.

Una tercera meta debe ser la modernización del parque de generación térmica a los efectos de disminuir los elevados consumos específicos de combustible en la actualidad y la mejora y expansión de las redes de distribución para reducir así el elevado nivel actual de pérdidas que es del orden de un 19 por ciento de la energía generada en planta.

Con respecto al segundo punto, conviene señalar que, desde el punto de vista de la estructura del parque de generación, las áreas del Gran Buenos Aires-Litoral y de Resistencia-Corrientes difieren sustancialmente del resto del país ya que en dichas áreas la generación es exclusivamente térmica, mientras que en el resto del país la capacidad instalada es hidráulica en un 60 por ciento.

/Las tres

Las tres metas principales mencionadas antes estaban incorporadas en el programa preparado por CEPAL para 1955-67 y cuyas previsiones, por lo menos hasta el momento, han estado bastante lejos de confirmarse, en parte porque las hipótesis adoptadas en lo que respecta a la tasa de desarrollo del producto y al ritmo de industrialización no se vieron confirmadas en la realidad y, en parte, porque el programa de obras recomendado no se hizo efectivo. En cambio, las inversiones en el sector eléctrico continuaron siendo insuficientes, no ya para una política de promoción del consumo o de reducción gradual de la autogeneración, sino hasta para diminuir el déficit considerable de capacidad instalada que ya existía en ese momento.

En lo que se refiere a la insuficiencia del desarrollo histórico del quinquenio 1955-59 con respecto a las metas establecidas en dicho estudio, baste decir que el producto bruto aumentó a un ritmo equivalente al de la población (o sea que el producto bruto por habitante permaneció estacionario), siendo pues su tasa igual a la tasa demográfica del orden de 2.8 por ciento anual, comparado con el 6.5 por ciento fijado como meta. Para la expansión del sector industrial la meta era de 8 por ciento; el incremento real en el quinquenio fue menos de la mitad de ese valor.

Con respecto al atraso en las obras, examinemos el estado actual de las que la CEPAL recomendaba en 1955: a) se suponía que las ampliaciones de CADE y CIABE con un total de 370 MW estarían terminadas para 1961; solamente una tercera parte de dicha cifra entrará en servicio para esa fecha; b) se suponía que los 600 MW de Dock Sud estarían listos para 1961-62; ello recién será posible para 1964-65 siempre que se solucionen aspectos financieros todavía pendientes; c) se daba por sentado que la central hidroeléctrica de Chocón comenzaría a construirse en 1959 y entraría en servicio en 1963; como es sabido, esta obra no ha sido siquiera contratada; d) para Salto Grande, se suponía que la construcción comenzaría en 1960 y terminaría en 1965. Recién hace pocos meses acaba de contratarse la elaboración del anteproyecto para la licitación respectiva y se ignora cómo se financiará esta obra. Parece razonable suponer pues que, aun cuando los gobiernos de los dos países interesados estén decididos a llevar adelante la obra existen importantes

/problemas relacionados

problemas relacionados con la distribución de la energía generada en los primeros años sobre los que deberán entablarse negociaciones) la construcción no podrá comenzar antes de 1963 y la puesta en servicio antes de 1968.

Para señalar otro ejemplo coincidente, el Programa de Equipamiento Eléctrico de 1955 a 1965, preparado por la Dirección Nacional de la Energía, incluía 3 500 MW que se instalarían hasta 1965. Apenas se llegará a la tercera parte de esa adición. Antes de enero de 1963 sólo será posible la puesta en marcha de la ampliación de Puerto Nuevo (SEGBA) con 140 MW, más el primer grupo de 120 MW en la Nueva Dock Sud. En resumen, pues, los programas sugeridos para la Argentina no se han cumplido sino en una parte mínima.

a) <u>El informe de los consultores</u>

En junio de 1960 las firmas consultoras de los Estados Unidos y el Reino Unido, contratadas por el gobierno argentino y el Banco Internacional con la ayuda del Fondo Especial de las Naciones Unidas para realizar un estudio de la situación eléctrica en la Argentina, presentaron un informe cuyo contenido analizaremos por su íntima relación con el objeto de nuestro trabajo.

Dicho informe se refiere a las necesidades de energía eléctrica en seis áreas de la Argentina durante 1960-69. Estas áreas son:

I. Gran Buenos Aires-Litoral
II. Córdoba
III. Mendoza
IV. Tucumán
V. Alto Valle del Río Negro
VI. Resistencia-Corrientes

Sobre el total de energía generada por el servicio público (7 500 millones de kWh en 1959) estas seis áreas representaban el 92 por ciento; el porcentaje en potencia instalada total era menor, 82 por ciento. Solamente el área Gran Buenos Aires-Litoral absorbía el 80 por ciento de la demanda total de energía, equivalente a un 86 por ciento de la demanda de las zonas comprendidas en el estudio.

/Las conclusiones

Las conclusiones del informe pueden sintetizarse así:

i) la generación de energía de servicio público en las seis zonas aumentará en los once años del período 1958-69 desde 6 300 hasta 14 000 millones de kWh;

ii) deberá instalarse en dichas zonas una capacidad adicional de generación de 2.2 millones de kW, de la cual un 84 por ciento deberá ser térmica y el resto hidráulica. Los sistemas de las zonas 1 y 6 seguirán siendo exclusivamente térmicos y la mayor adición hidráulica (128 MW) correspondería a la zona de Mendoza. Comparado con la capacidad actual de generación se trataría de duplicarla en los próximos nueve años;

iii) en materia de transmisión, se propone construir unos 1 700 km de líneas de 132 kV y 1 200 km de líneas de 66 kV;

iv) las inversiones totales serían:

	Valor (millones de dólares)	Porcentaje del total
Generación	337	45.8
Transmisión	126	17.2
Distribución	272	37.0
Total	735	100.0

El monto relativamente reducido destinado a líneas de transmisión se explica por la ausencia, en el programa, de obras hidroeléctricas de gran envergadura como Chocón y Salto Grande, cuya postergación se aconseja, aunque por razones diferentes.

Para la conversión de gastos locales a moneda extranjera se ha tomado la tasa de 80 pesos argentinos por dólar. En lo referente a generación y transmisión se estima que los fondos en moneda extranjera representarán un 55 por ciento del total. Para las inversiones en las redes de distribución el porcentaje se reduce a 23. Ello dará un total de divisas necesarias de 318 millones de dólares.

La central de Salto Grande, con 770 MW instalados (cuota argentina, o sea la mitad del total), costaría, incluyendo las líneas de transmisión hasta el sistema Buenos Aires-Litoral, 97.5 millones de dólares más que la

/potencia térmica

potencia térmica equivalente. La utilidad media bruta anual sobre dicha inversión adicional se ha estimado en 13.2 por ciento. Aun reconociendo que el costo medio del capital, en términos reales, será inferior a este valor y que por consiguiente la obra es económicamente justificable, los consultores aconsejan su postergación por la escasez de capital a corto plazo.

Chocón, con 900 MW de capacidad instalada, costaría 134 millones de dólares más que la potencia térmica equivalente y la utilidad media anual sobre dicha inversión será solamente de 6.2 por ciento. Para que Chocón produzca energía más barata, a juicio de dicho informe, habrá que asignar parte del costo de la obra a otros beneficios como regulación de crecientes y riego.1/

Si Salto Grande y Chocón sustituyesen a las centrales térmicas equivalentes (715 MW en el caso de Chocón y 600 en el caso de Salto Grande) la capacidad por instalar en 1960-69 será la siguiente: 1 863 MW hidráulicos más 721 térmicos, con un total de 2 584 MW. El costo total de este programa será de 966 millones de dólares.

Conviene observar que si bien este programa alternativo solucionaría el problema eléctrico argentino para 1969-70, en cambio no significa una alternativa real en los años intermedios ya que, aun en las condiciones más favorables, ninguna de las dos grandes obras hidroeléctricas podría comenzar a entregar energía al Gran Buenos Aires antes del invierno de 1968 y es evidente que bastante antes de esa fecha será necesario disponer de más de 721 MW agregados a la deficitaria capacidad actual.

Parecería conveniente pues que en el caso de optarse por aumentar la potencia hidráulica, solamente una de las dos obras se emprendiese de inmediato a los efectos de sustituir el equivalente de potencia térmica del programa recomendado por los consultores.

A juzgar por el análisis que han realizado parece preferirse la obra de Salto Grande. A este respecto, conviene señalar que, dado el reducido nivel de consumo del Uruguay, este país no podría absorber por varios años su respectiva cuota de producción y parecería razonable que, en ese caso, la Argentina sea el comprador del exceso disponible en las condiciones normales entre ambos países.

1/ Según un estudio de la CEPAL, el proyecto del Chocón ya incluía estos beneficios.

/Esta consideración

Esta consideración, si bien hace más atrayente la obra desde el punto de vista de la Argentina, podría incidir desventajosamente para el Uruguay, ya que este país realizaría una gran inversión de capital que solamente entrará a rendir a largo plazo. Esta asimetría en la posición de ambos países (aparte de los problemas que significaría la eventual sustitución, aunque fuese parcial y transitoria, de la generación térmica de las centrales de Buenos Aires por la hidroeléctrica de Salto Grande en vista de la complicada estructura institucional del parque de generación argentino) obligará a un cuidadoso examen de los aspectos financieros de la obra, otra razón que tenderá a prolongar su plazo de ejecución.

b) Análisis crítico de las hipótesis y proyecciones

Las comparaciones entre obras hidroeléctricas y térmicas se hicieron, como es lógico, sobre la base de los sistemas estudiados en cada caso, ya que un análisis aislado de las centrales carece de sentido.

A los efectos de los costos iniciales de las obras se sumó al capital necesario los intereses hasta el final del plazo calculado para la construcción. Estos intereses se computaron a razón de 6 por ciento sobre los gastos en moneda extranjera y de 9 por ciento sobre los gastos en moneda nacional.

Las cargas de depreciación se calcularon conforme al método lineal y la siguiente tabla de vida útil:

	Años
Obras civiles de centrales hidroeléctricas	100
Instalaciones mecánicas y eléctricas de centrales hidroeléctricas	35
Centrales térmicas, incluyendo obra civil	25
Líneas de transmisión	30
Subestaciones, incluyendo obra civil	25

Respecto a los insumos de combustible, y por indicación del Comité de Dirección del estudio, los Consultores tomaron los siguientes precios en moneda argentina por millón de calorías para el combustible puesto en Buenos Aires:

/Moneda argentina

	Moneda argentina	Dólares (a 80 pesos por dólar)
Carbón	190-198	2.38-2.46
Fuel-oil	155.3	1.94
Gas natural	145.6	1.81

En lo que se refiere a la demanda de energía en las zonas de mercado estudiadas se proyectaron sobre las siguientes bases: a) investigación del desarrollo histórico del consumo, según las estadísticas disponibles y una estimación de la autogeneración; b) análisis de la posible tendencia futura del consumo, clasificado en cuatro clases principales: residencial, comercial, industrial y fiscal (alumbrado, transporte, etc.), fundado en una extrapolación del desarrollo histórico con las correcciones debidas a la estimación de la demanda no atendida y a una tasa de crecimiento del producto bruto de 4.5 por ciento anual y un crecimiento de la industria a la tasa de 7 por ciento anual; c) donde las circunstancias lo aconsejaron, se procedió a estudios especiales de la demanda probable de algunas actividades, como el riego por bombeo, producción de petróleo e industrias de gran consumo de electricidad.

Se llegó así a la generación necesaria en dichas zonas para 1969, de 14 000 millones de kWh; si la proporción con respecto al resto del país se mantuviese, la generación total de servicio público requerida sería de 15 200 millones de kWh.

Sin examinar en detalle las bases de las estimaciones realizadas por los consultores, el resultado conjunto ya mencionado parecería representar una seria subestimación de las necesidades reales del país. Obsérvese que una generación de 15 200 millones de kWh significa un incremento de 100 por ciento en los diez años siguientes a 1959 cuando, como ya se dijo al principio, fue de 7 500 millones.

¿Puede considerarse satisfactoria una tasa de incremento en la generación eléctrica de servicio público escasamente del orden de un 7 por ciento cuando el producto bruto crecería en un 4.5 por ciento, cuando existen en la actualidad una gran demanda insatisfecha por las restricciones de la oferta a través de varios años y cuando la mayor

/parte de

parte de los programas del resto de los países del área prevén que se duplicará con creces y en muchos casos se triplicará la generación y la potencia instalada en el curso de la próxima decada?

¿Cómo se piensa, además, que con una tasa tan reducida de expansión de la generación de servicio público puede, además de atender la expansión de la demanda, sustituir gradualmente la onerosa autogeneración actual?

Esto se traduce, como es natural, en una meta excesivamente reducida para la ampliación de capacidad, que los consultores estiman en 2.2 millones de kW.[2/] Pese a la mayor utilización de las instalaciones que así se prevé ese aumento de un 70 por ciento es a todas luces inferior a las necesidades reales que posiblemente requerirá cuando menos la duplicación de la potencia instalada, adición ésta que deberá hacerse, por las razones ya indicadas, casi exclusivamente en el sector de servicio público.

Un aumento del orden de 2 millones de kW sería compatible sólo con una prolongación en el estancamiento económico de los últimos años o con una permanencia y aún intensificación de la tendencia a instalaciones de autogeneración onerosas para la economía nacional, ya que la falta de reservas apropiadas en el sistema público actual en los principales centros de consumo, deja poco margen para absorber nuevas demandas.

2/ Nótese que según dicho informe resultaría que el aumento porcentual en la generación sería mayor que el de la capacidad, lo que no parece probable en virtud de que con una reserva prevista del orden del 15 por ciento desaparecerán las restricciones; con esto el factor de carga tendería a disminuir y no a aumentar.

/2. Brasil

2. Brasil

Pese a la importancia de este país dentro del sistema económico de América Latina y, en particular, de su sector eléctrico, donde representa la cuarta parte de la potencia instalada total, solamente nos referiremos en forma breve a sus programas de expansión en la próxima década ya que varios otros estudios presentados a este Seminario tratan de este mismo tema.[3/]

En el Programa de Metas, formulado por primera vez en 1956, se señaló como objetivo el aumento de 3 a 5 millones de kW para 1960, lo que se ha venido cumpliendo, aunque con algún retraso (había unos 4 millones de kW a fines de 1959). Si el programa continúa cumpliéndose en forma relativamente normal hasta 1965, lo que parece factible en virtud de la favorable experiencia de los primeros cuatro años y la obra ya en construcción adelantada o comenzada, la capacidad instalada para fines de dicho año será algo superior a 8 millones de kW.

De mantenerse la tendencia de la demanda registrada en la década pasada, será necesario disponer de 14 millones de kW para 1970, o sea que deberán incorporarse seis millones de kW entre 1965 y 1970, el doble de lo que se prevé para el quinquenio anterior, o sea 1960-65.

Dentro de las centrales nuevas (o ampliaciones importantes de centrales ya existentes) que presumiblemente entrarán en servicio antes de 1966, se destacan por su importancia las siguientes: hidráulicas: Furnas con 1 200 MW, Tres Marías con 520, Peixoto con 400 y Paulo Alfonso con 390; térmicas: Cubatao con 390 MW y Piratininga con 250.

Se observa, pues, que más de las dos terceras partes de la potencia por instalar será hidroeléctrica, manteniéndose así el predominio actual de la generación hidráulica en Brasil.

Dentro del mapa eléctrico brasileño se destaca por su importancia la llamada Región Centro-Sur.[4/] Comprende los Estados de San Pablo y Rio de

---

3/ Véase Carlos Berenhauser, Jr., La energía eléctrica en el Brasil, (ST/ECLA/CONF.7/L.1.03); Mario Penna Behring, Financiamiento de la expansión del suministro de energía eléctrica en el Estado de Minas Gerais (ST/ECLA/CONF.7/L.1.36); Antonio José Alves de Souza, Compañia Hidro Eletrica do Sao Francisco (ST/ECLA/CONF.7/L.2.20).

4/ Para un análisis más detallado de algunos de los puntos a que nos referiremos aquí, véase Mario Lopes Leao, O suprimento de energía elétrica a Regiao Centro-Sul e o problema da interligaçao dos grandes sistemas elétricos existentes, exposición realizada en el Instituto Eletrotéchico de Itajubá el 12 de octubre de 1958.

/Janeiro, el

Janeiro, el Distrito Federal, la zona noreste del estado de Paraná, la zona centro-sur del estado de Minas Gerais y la zona sur del Estado de Espiritu Santo. Representa el 8.8 por ciento del área y comprende el 42 por ciento de la población total. Pero en el sector eléctrico su importancia es mucho mayor como reflejo de una productividad e ingreso por habitante bastante más elevada que el promedio del país: el potencial eléctrico instalado es del orden de los cuatro quintos del total brasileño.

En el diagrama adjunto se muestra la ubicación geográfica relativa de los tres grandes centros de consumo de la región; San Pablo, Río de Janeiro y Bello Horizonte con sus respectivas demandas máximas de potencia en 1959. Se ha marcado también en dicho diagrama la posición del centro de segundo orden (centro de gravedad) de dicho triángulo principal de cargas de la región, así como la ubicación de las centrales hidroeléctricas de Furnas y Tres Marías que servirán en el futuro al consumo de la zona.

Dentro de la región Centro-Sur operan los siguinetes sistemas:

a) El grupo Light de la Brazilian Traction compuesto por el "Sao Paulo Light Serviços de Electricidade" y su asociada la "Companhia Carris Luz e Força do Rio de Janeiro" que, aunque operando con frecuencias diferentes (60 y 50 ciclos respectivamente), están interconectadas con línea de 230 kV con capacidad de transporte limitada a 200 MW debido a los problemas de estabilidad.

El grupo Light representa las tres cuartas partes de la potencia instalada en 1959 en la región, participación que irá disminuyendo gradualmente con la entrada en servicio de las grandes centrales hidroeléctricas y de la región.[5/]

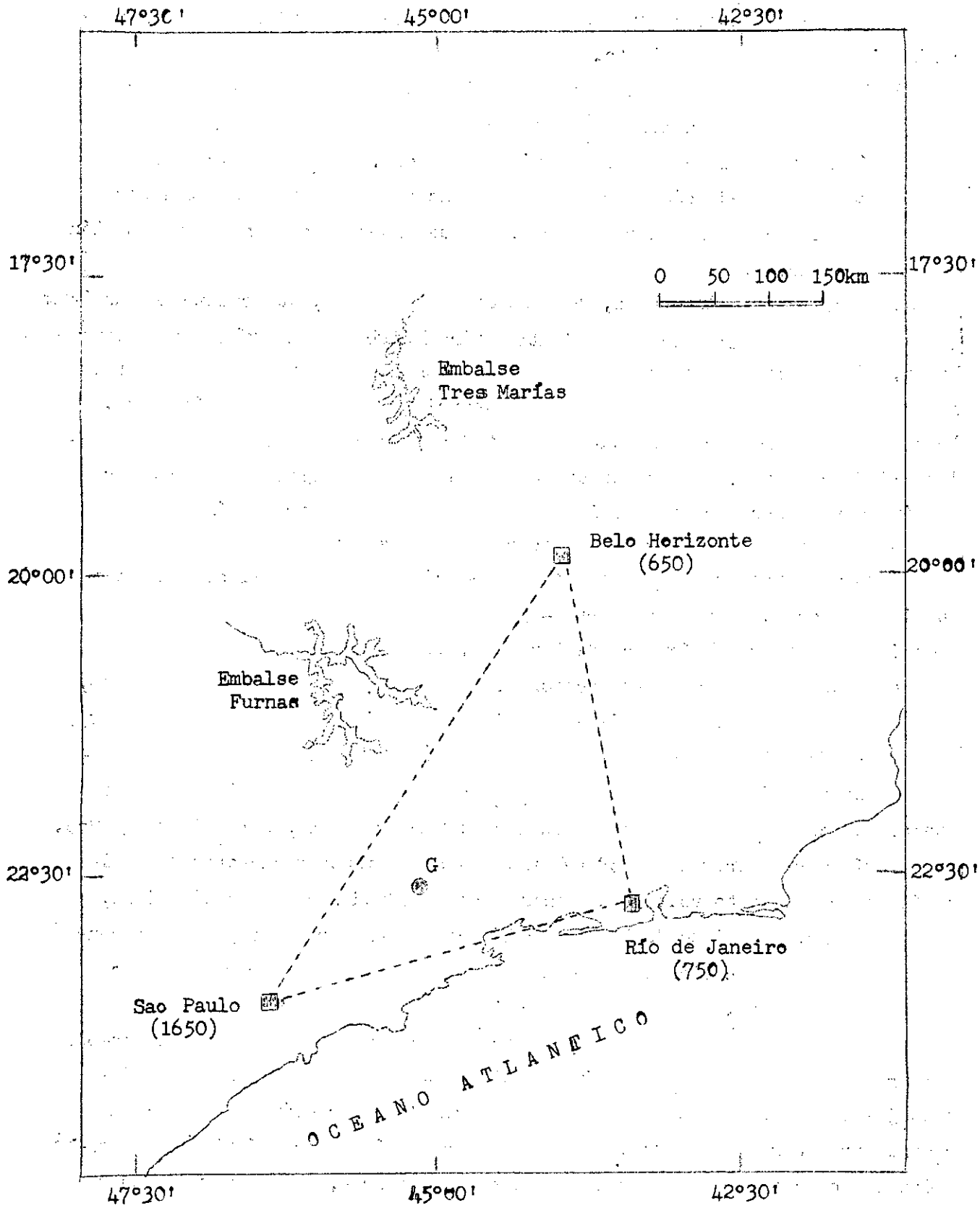
Rio Light es el único sistema importante de los que operan en la región Centro-Sur que tiene frecuencia de generación de 50 ciclos.

b) El grupo de Empresas Elétricas Brasileiras (American & Foreign Power) que comprende la Companhia Paulista de Força e Luz, en el estado de Sao Paulo, La Companhia Força e Luz de Minas Gerais, que opera en Belo Horizonte, y otras de menor importancia. El sistema de la Companhia Paulista está interconectado en forma precaria con el Sistema Light en Campinas.

5/ Es interesante notar que el potencial hidroeléctrico de la región Centro-Sur se estima en un 60 por ciento de los recursos totales del Brasil en esta materia, aunque es de suponer que tal estimación está algo distorsionada por el hecho, bien explicable, de que se ha prestado mucho mayor atención a la investigación de los recursos relativamente cercanos a los grandes centros de consumo.

/Gráfico

BRASIL : TRIANGULO PRINCIPAL DE CARGA DE LA REGION CENTRO SUR



/Este sistema

Este sistema comprende unos 220 MW de potencia instalada, que se triplicarán con los 400 MW de Peixoto.

c) El sistema de CEMIG (Centrais Eletricas de Minas Gerais) que opera en el estado del mismo nombre, dispone actualmente de 250 MW y prevé una ampliación hasta de 1 350 MW en el próximo decenio. CEMIG fue organizada en 1951 como sociedad anónima con preponderancia del capital estadual pero accesible a los capitales particulares, aunque estos tienen una participación sumamente reducida.

d) El sistema Uselpa-Cherp, del estado de Sao Paulo, que comprende las áreas correspondientes a los aprovechamientos hidroeléctricos de los ríos Paranapanema y Pardo. Se estima que entre ambos se contará en 1965 con unos 700 MW, aunque solamente el primero de ellos tiene un potencial superior al millón de kW. La política del gobierno estadual consiste en construir un sistema de centrales eléctricas sobre la base de un aprovechamiento integral de los recursos hidráulicos y entregar la energía en bloque para su distribución por parte de las empresas concesionarias que operan en el Estado.

A estos cuatro grupos o sistemas se sumará en el curso del próximo quinquenio una sociedad anónima aparte - ya formada pero que aún no produce energía - la Central Eléctrica de Furnas S.A., bajo control del Gobierno Federal y que cuenta entre sus accionistas principales a la Sao Paulo Light, el estado de Sao Paulo a través de la Cia. Hidroelétrica do Rio Pardo (Cherp) y el estado de Minas Gerais a través de CEMIG. La construcción de la explotación Furnas fué iniciada en 1958 y se espera poner en servicio la primera etapa, que consiste en cuatro unidades de 137 MW cada una, para fines de 1963. La energía será entregada a 138 kV en las subestaciones reductoras que enlazarán la red de alto voltaje de Furnas con las redes de Sao Paulo Light, Cherp y Cemig. La mitad de la producción de Furnas será entregada en bloque a CEMIG para distribución en su red. La otra mitad será entregada a Sao Paulo Light y Cherp.

Este breve análisis permite destacar el hecho de que la región Centro-Sur del Brasil presenta una situación especialmente adecuada para utilizar las ventajas de una red interconectada de centros de generación y consumo con un repartidor central de cargas. Se aprovecharán así en forma óptima la diversidad de los diagramas de demanda de los consumidores, la heterogeneidad en

/los regímenes

los regímenes hidrológicos de los ríos y las economías de escala derivadas de la concentración de la potencia en grandes unidades.

A este respecto, la formación de la sociedad anónima de Furnas es un paso considerable ya que se han reunido en la misma los principales grupos eléctricos que deberán coordinar la operación óptima del sistema interconectado.

En 1966 habrá en la región unos 6 millones de kW sobre el total de 8 estimados para todo el país, y operarán: el grupo Light (que deberá unificar su frecuencia) con unos 2.5 millones, Furnas con 1.2, CEMIG con 0.8 millones (incluyendo los 520 MW de Tres Marías), y los grupos EEB (American Foreign Power) y Uselpa-Cherp (estado de Sao Paulo) con 700 MW cada uno.

Otros proyectos cuya construcción ya se ha iniciado y que merecen mencionarse son los siguientes:

a) La central nuclear de Mambucaba en la desembocadura del río del mismo nombre, que tendrá entre 150 y 200 MW. Esta central quedará interconectada al sistema de la región Centro-Sur cuando éste ya cuente con más de 4 millones de kW de potencia instalada, lo que permitirá utilizar dicha central con un alto factor de planta. (Véase el Anexo.)

b) El aprovechamiento hidroeléctrico de Urubupungá sobre el río Paraná, donde la construcción de la primera etapa ya ha comenzado. Esta primera etapa será la central de Jupiá con 1.3 millones de kW. Para este aprovechamiento se ha constituido una sociedad anónima Centrais Eletricas de Urubupungá S.A. - CELUSA - empresa de economía mixta, con la participación accionaria de los estados de Sao Paulo - el mayor accionista y consumidor de la energía por generar -, Paraná, Santa Catarina, Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais y Rio Grande do Sul. La potencia instalada final en Urubupungá será de 3 millones de kilovatios.

La primera etapa de Jupiá significa una inversión estimada en 15 600 millones de cruceros a precios de 1961. La producción será obtenida con 12 grupos generadores de 100 MW cada uno, empezando a producir los primeros en 1966-67

c) El plan de electrificación del nordeste organizado por la Companhia Hidro Eletrica do Sao Francisco (CHESF) en cooperación con el Consejo de Desenvolvimento do Nordeste (CODENO). La primera etapa es la Central

/Hidroeléctrica de

Hidroeléctrica de Paulo Alfonso que tendrá para 1965 una capacidad instalada de 390 MW.

d) El plan de electrificación de Río Grande do Sul que de cumplirse normalmente permitirá triplicar en 1966 la potencia instalada actual que es del orden de 200 MW.

Se observa en el Brasil el fenómeno, que es general en América Latina, de una disminución en el porcentaje de generación que corresponde a las compañías privadas y, en particular, a las compañías extranjeras. Así, en 1955 el grupo Light con 1.6 millones de kilovatios y el grupo de la Foreign Power con 0.4 millones, representaban conjuntamente unos dos tercios de la capacidad instalada total del país. Conforme a la marcha de los acontecimientos en el último quinquenio y a lo previsto para el próximo, esa participación se habrá reducido en 1965 a escasamente más que un tercio. Las proporciones relativas en cuanto a la energía entregada al consumo final serán, sin embargo, bastante distintas a las mencionadas y más cercanas a las que rigen hacia 1960, ya que algunas de las centrales más importantes en la región Centro-Sur financiada con recursos públicos, entregarán energía en bloque y alta tensión para que sea distribuida por las compañías de capital privado.

Desde el punto de vista del financiamiento esto significa que el esfuerzo del estado será en el decenio 1955-65 tres veces superior al de las compañías privadas ya que mientras en dicho período las empresas estatales (o con preponderancia de capital accionario estatal) instalarán 3.4 millones de kilovatios, las privadas solamente instalarán 1.2 millones.

Ello tiene como consecuencia que el problema financiero de las empresas estatales sea de mucho mayor gravedad ya que, mientras que su participación actual en el monto total de energía vendida es menos de la mitad, deben instalar en los próximos cinco años las tres cuartas partes de la potencia adicional. Resulta, pues, que un nivel de tarifas que pueda significar para las empresas privadas un grado satisfactorio de autofinanciamiento de su expansión es en cambio totalmente insuficiente para las empresas estatales que deben acudir a fuentes alternativas de recursos.

/3. Centroamérica

3. Centroamérica y Panamá

A fines de 1959 la capacidad instalada total de esos seis países era de 430 MW, de los cuales las cuatro quintas partes correspondían al servicio público. Este último, a su vez, con la mitad de su capacidad en instalaciones hidroeléctricas (que, sin embargo, debido a un mejor grado de utilización generaron las tres cuartas partes de la energía producida) produjo en dicho año 1 135 millones de kWh por cuya venta se recaudaron en la región 32 millones de dólares.

Cabe notar que el agrupamiento de estos países por conveniencia estadística y proximidad geográfica no debe hacer olvidar que existen profundas diferencias entre los mismos. En el sector eléctrico, como en otros, la heterogeneidad es acentuada, tanto en los niveles de generación y consumo, como en la estructura del parque de generación o en la altura de las tarifas respectivas. Así, por ejemplo, la capacidad instalada de servicio público por habitante de Costa Rica, que alcanza a casi 90 vatios por habitante es diez veces superior a la de Honduras. En el Salvador y en Costa Rica, más del 90 por ciento de la generación es de origen hidráulico; exactamente lo contrario sucede en Nicaragua y Panamá.

La relación entre Costa Rica y Honduras en lo que se refiere a sus capacidades instaladas totales por habitante se invierte cuando se trata de las tarifas medias de venta: Honduras con 8 centavos de dólar por kWh tiene una tarifa cinco veces superior a la de Costa Rica.

Para estimar la capacidad generadora y las inversiones requeridas para el próximo decenio, nos hemos basado en los programas preparados para estos países por institutos oficiales, como en el caso de Costa Rica, o por firmas consultoras privadas como en el de Honduras y El Salvador.

De dichos programas se infiere que, para un desarrollo eléctrico adecuado de la región, se deberán añadir en el decenio unos 500 MW, suponiendo que un 90 por ciento de la adición de nueva capacidad corresponderá al servicio público que acentuará así su participación en el sector eléctrico, continuando la tendencia del decenio anterior, al igual que lo que sucede en el resto de América Latina.

/4. Colombia

4. Colombia

La generación total en 1959 fue de 3 300 millones de kWh, de los cuales un 81 por ciento correspondió al servicio público. La capacidad instalada disponible para dicha generación era, a fines de ese año, de 865 MW de los cuales un 58 por ciento eran hidroeléctricos, un 22 por ciento potencia térmica a vapor y el 20 por ciento restante unidades de combustión interna.

El servicio público disponía de 635 MW instalados, de los cuales un 72 por ciento eran hidráulicos.

Las cuatro principales empresas de servicio público 6/ representaban un 70 por ciento de la potencia instalada de servicio público y un 80 por ciento de la energía generada dentro de dicho sector, siendo los respectivos porcentajes de su participación en lo que respecta a potencia instalada de 22, 20, 14 y 14.

Analicemos ahora las proyecciones de la demanda y los programas de expansión del sector eléctrico, basándonos fundamentalmente en la información contenida en el Plan Cuatrienal de Inversiones Públicas Nacionales (1961-64) del gobierno colombiano.

A estos efectos y por razones de comodidad en la exposición, dividiremos a las empresas productoras de electricidad en tres grupos, a saber:

Grupo I: Sistemas de las empresas de Medellín, Bogotá, CVC y Compañía Colombiana de Electricidad;

Grupo II: Filiales del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electroaguas) y otros sistemas públicos;

Grupo III: Autogeneración

Los proyectos de expansión de las cuatro empresas del grupo I comprenden la instalación de unos 400 MW para fines de 1965, de los cuales cuatro quintos serían hidroeléctricos mientras que para los autogeneradores la estimación es de 80 MW adicionales. En lo que se refiere a Electroaguas, el Plan Cuatrienal prevé la instalación de 208 MW y de unos 26 MW más en 1965 o sea un total de 234.

6/ Por orden de importancia: la Empresa Pública de Medellín, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, la Compañía Colombiana de Electricidad (subsidiaria de American Foreign Power) y la Corporación del Valle del Cauca (Cali).

/La potencia

La potencia instalada en 1965 sería entonces del orden de 1.6 millones de kW, unos 300 MW por debajo del nivel que, a juicio de los planificadores colombianos, sería necesario tener en ese año para generar los 7 000 millones de kWh requeridos por la demanda. Dicha demanda corresponde a una tasa de incremento anual de la generación entre 1958 y 1965 de 13.1 por ciento, derivada de la meta de aumento en el producto bruto interno que es de 5 por ciento anual.

Conviene señalar la coincidencia de estas metas con las contenidas en el Plan de Electrificación de marzo de 1955. Dicho plan preveía también una tasa acumulativa de crecimiento anual de 13.1 por ciento, lo que implicaba un nivel de generación eléctrica para 1965 del orden de los 7 000 millones de kWh. Sobre esta base, y adoptando una hipótesis de igual grado de utilización para centrales hidráulicas y térmicas, el plan recomendaba una capacidad instalada para ese año de 1.8 millones de kW, de los cuales una cuarta parte sería potencia térmica y el resto hidráulica.

Estas previsiones no se cumplieron en realidad, en parte porque el ritmo de desarrollo de la economía colombiana, al igual que lo que sucedió en la mayoría de los países de área, fue inferior en el quinquenio 1955-59 que en el período inmediatamente precedente que había servido de base para dichas proyecciones; y en parte, por la escasez de recursos disponibles para incrementar el nivel de capitalización en el sector eléctrico.

Ambos factores, a su vez, están relacionados por la vía de las fluctuaciones del poder adquisitivo de las exportaciones y su conocida influencia sobre los niveles de ahorro y de inversión. Así, por ejemplo, la formación bruta de capital, que fue en 1955 de casi 27 por ciento del producto, había descendido en 1959 a menos de 17 por ciento. No es de extrañar, pues, que el ritmo de crecimiento del producto se haya reducido a la mitad.

En lo que se refiere a la generación de electricidad, la tasa de crecimiento en 1955-59 fue de 10.2 por ciento, ligeramente inferior a la del decenio anterior. Esta es también aproximadamente la misma tasa de crecimiento que en el Plan Cuatrienal se menciona como probable para el período 1965-70, llegándose así a una generación de 12 000 millones de kWh y una capacidad instalada requerida de 3.1 millones de kW.

/5. Cuba

5. Cuba

A fines de 1959, este país contaba con una capacidad instalada de 932 MW, de los cuales el 58.5 por ciento correspondía a empresas de servicio público (entre las cuales, a su vez, la Compañía Cubana de Electricidad desempeña un papel preponderante con el 94 por ciento de ese total) y el 41.5 por ciento restante a la autogeneración. Dentro de esta última cabe distinguir, tanto por su importancia como por especiales características, a las centrales de la industria azucarera con un total de 311 MW instalados, o sea el 82 por ciento del grupo de autogeneración.

El grado de utilización es sustancialmente mayor en el caso del servicio público donde alcanzó (siempre en el año 1959) a 3 840 horas contra 1 900 en el caso de los autogeneradores. Aparte de las características especiales de esa industria, que explican en parte este bajo grado de utilización de su capacidad eléctrica, cabe señalar que existe bastante capacidad ociosa, razón por la cual se ha excluído a dicho sector de las proyecciones efectuadas por el Departamento de Programación Sectorial de la Junta Central de Planificación, sobre las cuales hemos basado nuestro análisis.

El programa de desarrollo eléctrico de Cuba debe atender varias metas fundamentales, entre las cuales cabe mencionar:

a) La ampliación de la capacidad instalada en forma de atender la demanda derivada de un nivel adecuado de desarrollo económico. En tal sentido, debe destacarse que en los planes gubernamentales se prevé una aceleración de este ritmo de desarrollo, lo que implicará un aumento de la demanda eléctrica a una tasa mayor que la del sexenio 1953-59 cuando fue de 9 por ciento.

b) La mejora y ampliación de las redes de transmisión, como paso previo a la interconexión de los sistemas eléctricos del Este y del Oeste en una red nacional con los consiguientes beneficios para el país.

c) La reducción de los altos consumos específicos de comsustible en las centrales térmicas, lo que tiene suma importancia en Cuba debido a la insignificante participación de la hidroelectricidad y por el escasísimo desarrollo de los recursos petrolíferos nacionales.

/Corresponde señalar

Corresponde señalar que esta mejora en la eficiencia es necesaria no solamente en las centrales de servicio público que funcionan a base de fuel-oil, sino también en las unidades de generación de los ingenios azucareros que funcionan principalmente con bagazo. Esto no es de mucha importancia en la actualidad, ya que existe un exceso de bagazo con respecto a las necesidades de combustible de los propios ingenios y lo que se requiere en otras industrias (papel, cartón, etc.) que significa al presente sólo un 2 por ciento del total, pero lo será cuando se establezca una industria química de importancia que utilice como insumo los subproductos del sector azucarero.

El bagazo representa casi el 90 por ciento del consumo total de combustibles en las centrales azucareras; en 1959 se utilizaron como combustible 12 millones de toneladas métricas de bagazo.

Un índice de las posibilidades de mejora en la eficiencia de la combustión del bagazo se refleja en el hecho de que un 20 por ciento de la capacidad instalada de los ingenios corresponde a equipos de generación con más de 40 años de antigüedad.

En lo que se refiere al factor de carga, no parece haber posibilidades de un aumento sustancial en el futuro cercano que permita una disminución de la inversión necesaria para atender un nivel determinado de demanda de energía. Téngase en cuenta que para 1959 los factores de carga de los sistemas Oeste y Este de la Compañía Cubana de Electricidad fueron de 0.61 y 0.53, respectivamente, los que parecen ser niveles muy satisfactorios considerando el grado de desarrollo de la economía cubana. En la mejora del factor de carga en 1959 influyó, además, la rebaja sustancial decretada en las tarifas, lo que sin duda incrementó la utilización de aparatos eléctricos de uso doméstico en horas diferentes de la de punta de demanda.

A los efectos de las proyecciones globales de demanda en el sector eléctrico y el consiguiente planeamiento de la expansión en la oferta, el Departamento de Programación Sectorial de la Junta Central de Planificación adoptó como base la ecuación de regresión de la producción de electricidad con respecto al producto bruto interno.

/Con las

Con las cifras correspondientes a 1948-59 se obtuvo una elasticidad de 1.75 pero con un coeficiente de correlación sumamente bajo (0.69) y, por consiguiente, poco satisfactorio para los fines perseguidos.

Excluyendo la industria azucarera del respectivo análisis estadístico, tanto en la variable independiente como en la dependiente de la ecuación de regresión, y también los años 1958-59 que pueden considerarse anormales, la curva ajustada al período 1948-57 tiene por ecuación:

$$Y = 0.0109\ X^{1.773}$$

donde X representa el producto bruto interno por habitante, excluído el sector azucarero, e Y la producción de electricidad por habitante, también excluyendo dicho sector.

El coeficiente de correlación entre las series así definidas es de 0.96 y la elasticidad, de 1.77. Esta fue la que se utilizó como base para calcular las proyecciones globales, de las que resulta para 1965 un nivel de producción eléctrica, sin incluir el sector azucarero, de 6 150 millones de kWh.

El momento de la interconexión de los sistemas eléctricos de servicio público en el Oriente y Occidente de la isla estaría determinado por la iniciación de las operaciones de la planta siderúrgica que formará parte del Sistema Oriental y que se prevé para 1965. En tales condiciones, la demanda máxima del sistema interconectado alcanzaría en dicho año el millón de kW.

La producción prevista para la autogeneración en la industria no azucarera y la minería para 1965 es de 850 millones de kWh, lo que para un grado de utilización de 5 000 horas anuales (algo mejor que el de 1959 que fue de 4 500 horas) requeriría una potencia instalada de 170 MW.

¿Qué sucederá, finalmente, con la capacidad eléctrica en la industria azucarera? Es difícil formular un pronóstico, pues ello depende fundamentalmente del volumen de producción de azúcar y en segundo término de la mejora en el bajo grado de utilización actual del equipo de generación, aunque, como ya se señalara, existen en este sentido limitaciones impuestas por la estructura del proceso productivo de la industria.

/En términos

En términos generales puede afirmarse que las inversiones en el equipo eléctrico del sector azucarero durante los próximos años se destinarán primordialmente al reemplazo de unidades obsoletas, a fin de mejorar la eficiencia en la combustión del bagazo, y no al aumento neto de la capacidad instalada.

En consecuencia, según la hipótesis considerada, la capacidad total de generación del país en 1965, necesaria para satisfacer la demanda, sería del orden de 1.7 millones de kW, de los cuales el 70 por ciento correspondería al sistema interconectado de servicio público de la Compaía Cubana de Electricidad y el resto a la auto-generación industrial.

Como ya se vio, la estimación de la expansión de la demanda eléctrica por parte de los sectores no azucareros se basó sobre una elasticidad consumo eléctrico-producto bruto del orden de 1.77 resultante del análisis de regresión de las series correspondientes en el período 1948-57.

La hipótesis para el incremento del producto bruto interno (excluyendo el sector azucarero) de la Junta Central de Planificación fue una tasa acumulativa anual de 10.5 por ciento en el producto por habitante. Teniendo en cuenta que el sector azucarero crecerá a un retorno sensiblemente menor y dada la importancia que el mismo tiene en la economía cubana, dicha hipótesis representa un aumento algo menor, probablemente del orden de 9 por ciento anual en el ingreso por habitante, pero debe convenirse en que se trata aún así de una meta ambiciosa.

En cambio, la hipótesis adoptada para la elasticidad es relativamente conservadora pues se limita a extrapolar para el sexenio 1959-65 el ritmo de electrificación (expresado en por ciento anual de incremento en el consumo de electricidad por unidad de producto bruto no azucarero) del período 1948-59. Sin embargo, es de suponer que si se lleva adelante el programa de industrialización, incluyendo el establecimiento de una industria pesada como base del proceso de desarrollo, será necesaria una modificación estructural de la economía que intensificará en forma sensible dicho retorno de electrificación.

Las tendencias observadas anteriormente son hasta cierto punto compensatorias, vale decir que es posible que una insuficiencia en el incremento del producto con respecto a la meta fijada se compense, a los efectos de su repercusión sobre la demanda eléctrica, con un ritmo de electrificación del sistema económico que supere las previsiones del plan.

/6. Chile

6. Chile

Las características fundamentales del país desde el punto de vista eléctrico son: el alto consumo de electricidad con relación al producto bruto, la importancia de la autogeneración en el total de capacidad instalada (aproximadamente la mitad) y el predominio acentuado y creciente de la hidroelectricidad en el sector de servicio público. Interesa señalar, además, que la gran minería del cobre representa, a su vez, los tres quintos de la capacidad instalada de autogeneración.

En tales condiciones, toda proyección de la demanda eléctrica debe dividirse en dos partes: la primera, correspondiente a la industria del cobre y la segunda, al resto del sistema económico, cuya tasa de crecimiento dependerá a su vez en buena medida de la producción de dicho metal, ya que las exportaciones de éste representan más de la mitad de la capacidad para importar.

El consumo de energía eléctrica en el sector del cobre dependerá fundamentalmente de los siguientes factores: a) demanda del metal en el mercado mundial; b) participación de Chile en ese mercado;7/ y c) consumo específico de energía eléctrica en la industria cuprífera, expresado en kWh por unidad física del producto.

El programa de desarrollo económico nacional elaborado por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) prevé un aumento de las exportaciones de cobre desde 466 000 toneladas en 1957 hasta 760 000 en 1968, o sea una tasa de crecimiento anual de 4.7 por ciento. Esto se basa en una proyección del Departamento del Cobre sobre cifras e informaciones directas de las empresas productoras. Sin embargo, el nivel de las exportaciones no llegó en 1960 al medio millón de toneladas, más de un 10 por ciento por debajo de aquellas previsiones.

En los últimos años el consumo de energía eléctrica por parte de la minería del cobre representó alrededor de un tercio del consumo total del país. Para 1957 dicho consumo fue de 1 360 millones de kWh, correspondiendo a una producción de 451 000 toneladas de metal, lo que significa un consumo específico de unos 3 kWh por kilo de cobre.

7/ Actualmente es de un 40 por ciento.

/Este consumo

Este consumo específico promedio para el sector cuprífero variará, como es natural, no solamente en virtud de la evolución tecnológica del proceso manufacturero sino también según el porcentaje de cobre blister dentro de la producción total. En ausencia de bases adecuadas para predecir la evolución futura de ambas variables, hemos tomado en nuestras proyecciones la misma cifra de consumo específico ya mencionada.

Para el resto de los autoproductores parecería lógico tomar una tasa de incremento mayor en sus consumos (no necesariamente en su capacidad de generación, pues la generación hidroeléctrica de ENDESA tenderá a absorber una proporción creciente del total del consumo dentro del Sistema Interconectado), ya que se trata de industrias como la siderúrgica, papelera, química, etc. donde es de suponer una tasa de desarrollo relativamente elevada por constituir la base dinámica del proceso de industrialización.

Como se observa en el cuadro respectivo, el consumo total de energía, que fue en 1959 de 4 200 millones de kWh, aumentaría hasta unos 7 600 millones en 1970 conforme a la hipótesis de un crecimiento mediano de la economía (dos por ciento anual en el producto por habitante).

Examínense ahora los programas de expansión de la capacidad instalada del servicio público. En primer término, debe observarse que Chile constituye un caso típico del fenómeno, tan común en América Latina, de contención de la demanda eléctrica debido a la escasez y consiguientes restricciones en la oferta. Así, como lo observa la ENDESA en el prólogo del Plan de Electrificación 1959-72, mientras los consumos en algunas regiones del país se han duplicado en plazos de 3 a 6 años, en otras regiones (o sea aquellas que han sufrido restricciones y racionamientos) se han necesitado 23 años para llegar a dicha duplicación del consumo.

Dentro del sistema eléctrico chileno pueden distinguirse dos partes bien definidas: 1) la primera región geográfica, al norte del país, que comprende una cuarta parte de la capacidad instalada total y donde la generación, exclusivamente térmica, está en manos de autoproductores y principalmente de la minería del cobre; 2) el Sistema Interconectado (utilizamos este nombre aun cuando faltan algunos tramos para llegar a la interconexión total), que comprende la zona del territorio entre Copiapó y Puerto Montt (1 630 kilómetros) e incluye a las regiones geográficas segunda, tercera, cuarta y quinta. La

/capacidad instalada

capacidad instalada en esta zona, preponderantemente hidroeléctrica, representa unas tres cuartas partes del total ya que en las otras dos regiones geográficas (sexta y séptima) sólo hay un 1 por ciento de la capacidad total.

A fines de 1959 la capacidad instalada en esta segunda zona, o sea la del Sistema Interconectado, comprendía: a) 375 MW de ENDESA, potencia hidroeléctrica en su totalidad; b) 166 MW de la Compañía Chilena de Electricidad (subsidiaria de American Foreign Power) de los cuales 88 MW son hidráulicos; c) unos 200 MW de los autoproductores, incluyendo los 55 MW de las centrales hidroeléctricas de Coya y Pangal (Braden Copper) que no están incorporados al sistema por operar con una frecuencia diferente. Con esta exclusión, la participación de la capacidad hidroeléctrica dentro del sistema interconectado alcanza a los dos tercios; el porcentaje equivalente en materia de generación de energía es aún mayor debido al más alto grado de utilización de la capacidad hidráulica.

Como se ha señalado antes, existen importantes autoproductores incorporados al Sistema Interconectado. Dicho Sistema tiende a aprovechar al máximo el carácter complementario de los regímenes hidrológicos de los ríos y la capacidad de acumulación de los lagos de la región.

El déficit de capacidad instalada actual del Sistema con respecto a la demanda potencial (incluyendo las necesidades de reserva) de la región que atiende, se estima en unos 200 MW y, según los planes de ENDESA, no será cubierto hasta 1966.

En dichos planes se prevé la puesta en marcha de unos 400 MW de potencia hasta fines de 1964 y de unos 650 MW más en los seis años siguientes. Conforme a este plan las demandas reales del sistema continuarán siendo inferiores a las demandas potenciales hasta 1966, debido a la insuficiencia de la oferta.

En la previsión de demandas se tomó un 7 por ciento de crecimiento anual para el período de recuperación del déficit actual (1959-66) y 7.5 por ciento desde 1966 a 1972. Como hace notar la ENDESA, estas cifras son mínimas y muy posiblemente serán superadas si el país se desarrolla en forma satisfactoria.

/Se estima

Se estima también que en el próximo decenio la Compañía Chilena de Electricidad instalará por lo menos 200 MW de potencia térmica lo que significaría que, si al mismo tiempo repone en forma adecuada sus instalaciones obsoletas, dispondría a fines de 1970 de unos 366 MW mientras que la ENDESA tendría 1.4 millones de kW.

Al mismo tiempo, y habida cuenta de la hipótesis ya señalada al examinar la situación de la industria del cobre, puede estimarse que este sector deberá disponer a fines de la década de no menos de medio millón de kW. En cuanto al resto de los autoproductores, situados en general en la zona del Sistema Interconectado, cabe suponer que utilizarán en mayor grado la potencia hidroeléctrica de ENDESA y, por consiguiente, no necesitarán aumentar su capacidad propia de generación en la misma proporción que su capacidad manufacturera. Por lo tanto, hemos estimado en el caso de dicho sector una potencia instalada de 300 MW para 1970.

El total sería entonces del orden de 2.6 millones de kW. Con un grado de utilización igual al de 1959, esta capacidad bastaría para generar más de 10 000 millones de kWh, lo que parece suficiente si comparamos esta cifra con nuestros intervalos de producción para dicho año.

Se observará que al final del decenio el porcentaje de autogeneración en la capacidad instalada total se habrá reducido desde un 50 hasta un 34 por ciento. Aún así, seguirá siendo uno de los más altos de América Latina.

El Programa General de Desarrollo Económico para el próximo decenio, elaborado por la Corporación de Fomento de la Producción, fija como meta una tasa anual de crecimiento para el producto de 5.5 por ciento.

En lo que respecta al coeficiente de inversión, ha sido en general bajo, oscilando alrededor de un 10 por ciento. El programa de CORFO prevé un coeficiente de ahorro interno de 10.4 por ciento en el primer año (se supone que se contará con el aporte de capital externo), que irá subiendo paulatinamente hasta llegar a 18.8 por ciento en el último año del plan (deberá devolverse en los últimos años la ayuda externa neta de los primeros). En el programa se prevé también una tasa de crecimiento anual de la productividad manufacturera de 3.6 por ciento y un incremento total en el índice de producción de dicho sector de 7.25 por ciento.

/Interesa señalar

Interesa señalar que en Chile, como en muchos otros países latinoamericanos, existe un amplio margen para que la producción industrial aumente sin requerir inversiones apreciables en ese sector ni inversiones complementarias en el sector eléctrico.

Ello se debe a que la industria presenta un cuadro de baja utilización de sus recursos productivos. Según estimaciones de la CORFO, ese grado de utilización fue en 1957 de sólo 48 por ciento de la capacidad teórica instalada, lo que significa que sería posible duplicar la producción manufacturera sin inversiones adicionales en equipos y, lo que es particularmente importante desde nuestro punto de vista, sin un aumento sustancial de la demanda máxima de potencia correspondiente al diagrama de cargas del sector manufacturero conectado al sistema de servicio público. Esto equivaldría a un incremento de importancia en el factor de carga de la demanda industrial, con su consiguiente repercusión en el factor de carga del diagrama total. El bajo grado de utilización de la capacidad manufacturera es uno de los factores que explican los valores reducidos del factor de carga de los sistemas eléctricos en muchos países de América Latina.

/7. México

7. México

Hasta 1960 el sistema eléctrico mexicano estaba a cargo en parte de organizaciones estatales, destacándose entre ellas la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y en parte de varias empresas privadas, las más importantes de las cuales eran la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza y el sistema de la Impulsora (subsidiaria de American & Foreign Power). A mediados de 1960 la CFE disponía de una capacidad de generación de 1.2 millones de kilovatios, o sea aproximadamente la mitad de la capacidad instalada total de servicio público. La CMLF, principal empresa privada, disponía de unos 600 MW y la otra de 340 MW, mientras que la autogeneración alcanzaba a 550 MW.

Dentro del total de la capacidad, la participación hidroeléctrica era del 44 por ciento y la térmica a vapor otro tanto, correspondiendo el resto a instalaciones de combustión interna.

En el curso de 1960 el gobierno mexicano adquirió el control de las dos grandes empresas eléctricas privadas, en el caso de las subsidiarias de American Foreign Power mediante la adquisición directa de sus activos y en el de la CMLF comprando un número de acciones que aseguraba el control de la sociedad.

La parte más importante del mapa eléctrico mexicano es el sistema interconectado de la zona del Distrito Federal, que se llama en adelante Sistema Central. Comprende, en esencia, las instalaciones de la CMLF (que es ahora, como ya se dijo, controlada por el Estado), interconectadas con el sistema hidroeléctrico Miguel Alemán de la CFE.

El Sistema Central está servido en la actualidad por tres plantas termoeléctricas y 21 hidroeléctricas - incluyendo las cinco del sistema Miguel Alemán -, con una capacidad total de 930 MW de los cuales 352 corresponden a la CFE. El sistema representa, pues, una tercera parte de la capacidad total instalada en el país.

A fines de 1960 se incorporó al Sistema Central la cuarta unidad térmica de Lechería (82 MW de potencia) y a fines de 1961 se incorporará también al mismo la planta hidroeléctrica de Mezatepec sobre el río Apulco (156 MW instalados). Así se incrementará la capacidad de generación del Sistema hasta 1 176 MW.

/Dentro del

Dentro del Sistema Central, la energía es transportada por líneas de alta tensión que operan a 220, 150 y 85 kV, pero toda la corriente se entrega a la zona del Distrito Federal a 85 kV como tensión de distribución primaria.

Desde 1951 hasta 1958 se registró en el Sistema Central un incremento anual promedio de 9 por ciento, tanto en la demanda máxima como en la energía consumida, pero tomando solamente los cuatro últimos años de dicho período, esta tasa promedial se eleva a 10 por ciento. Es esta última cifra la que ha adoptado la CFE a los efectos de su política de expansión de la capacidad instalada del Sistema: se anticipa así una demanda máxima de 1.3 millones de kW y una generación anual del orden de 6 500 millones de kWh para 1964.

Entre las principales adiciones previstas para los próximos años en el Sistema Central se encuentran: a) por parte de la CMLF, dos nuevas unidades térmicas de 125 MW cada una (ampliación de Lechería y eventualmente otra central), de las cuales la primera entraría en servicio en 1962 y la segunda en 1963; b) por parte de la CFE, una planta hidroeléctrica en Atexcaco en la región del Apulco con tres unidades de 50 MW cada una.

Solamente con estas dos adiciones, el Sistema Central dispondría a fines de 1964 de 1.6 millones de kilovatios, de los cuales unos tres quintos serían hidráulicos. Esta potencia bastaría para cubrir con un margen de reserva suficiente la demanda máxima prevista para dicho año, en la hipótesis de que no se incorporen al Sistema Central nuevos centros de consumo.

Debe recordarse naturalmente que también la energía y no sólo la potencia demandada constituye una limitación al problema, particularmente en sistemas donde la generación hidráulica es relativamente importante, como es el caso que nos ocupa de régimen hidrológico muy irregular. Con un grado de utilización de 2 400 horas anuales para las plantas hidroeléctricas estimado para años de estiaje,[8/] y de 7 400 horas para plantas térmicas (aproximadamente 0.85 como factor de planta), se tendría para la potencia disponible en 1964 un total de 6 800 millones de kWh, o sea un 5 por ciento más de la demanda de energía prevista para ese año por parte de los consumidores actuales del Sistema en la hipótesis de una tasa anual de crecimiento del 10 por ciento.

8/ Véase A. Fernández del Busto, "El sistema interconectado de la Zona del Distrito Federal", Revista Técnica IEM, septiembre de 1959.

/No parece

No parece haber, pues, margen suficiente para realizar nuevas incorporaciones de centros de consumo al Sistema, a menos que de modo paralelo se amplíen los planes de expansión de su capacidad de generación, aun teniendo en cuenta que la hipótesis supuesta es bastante conservadora en vista del diseño de capacidad de la parte hidráulica del Sistema.

De ahí que los planes actuales de la CFE prevean un aumento en la potencia del Sistema superior al necesario para satisfacer unicamente a los consumidores actuales. Dichos planes prevén, para el quinquenio 1960-64, la instalación en todo el país de 3.3 millones de kilovatios, de los cuales casi un millón serían en el Sistema Central, 750 MW en Puebla y Veracruz y 400 MW cada uno en Falcón, Monterrey y zona Noroeste. Es posible que no se termine para 1964 la instalación de toda esa potencia, por lo que una parte se seguirá construyendo en el quinquenio siguiente.

La distribución del parque de generación dentro del Sistema Central es asimétrica: existe una gran concentración de potencia hidráulica al sur del anillo, mientras que hay preponderancia de potencia térmica en el norte. Ello obliga a pensar en el problema del transporte de grandes bloques de energía a través del Sistema, según las condiciones hidrológicas del momento. De ahí que se haya pensado construir en el curso del decenio próximo un anillo exterior con doble circuito de 229 kV.

Nótese que dentro del plan de expansión de la CFE, algo más de la mitad es potencia hidráulica.

Si a los 3.3 millones de kilovatios que construirá la CFE se añade la nueva planta térmica de 250 MW de la CMLF y las ampliaciones de otras empresas, incluyendo las que eran subsidiarias de American & Foreign Power, puede estimarse que, siempre que estos planes se cumplan en forma normal, la capacidad instalada eléctrica a fines de 1965 sería entre 5.5 y 6 millones de kilovatios. En tal caso, para esa fecha México habría desplazado a la Argentina del segundo lugar en lo que se refiere al monto de la capacidad instalada, y estaría solamente después del Brasil con sus 8 millones de kilovatios previstos para ese año.

Uno de los problemas del desarrollo eléctrico en México lo constituye el gran número de poblados dispersos y de poca densidad demográfica en los

/que habita

que habita una parte importante de la población.[9/]

Así, el censo de 1960 señala que sólo el 47 por ciento de la población vive en localidades de más de 2 500 habitantes, pese a que en el último período se ha producido una relativa consolidación demográfica. Este porcentaje era de 42.3 en 1950 y de 35.0 en 1940.

Los obstáculos que tan acentuada atomización del mercado consumidor ofrece para un desarrollo adecuado del abastecimiento eléctrico son evidentes. Esta escasa densidad demográfica, unida a un bajo ingreso por habitante, significan un nivel de consumo eléctrico por kilómetro cuadrado sumamente bajo, lo que a su vez conduce a un bajo nivel de capacidad requerida en términos de kilovatios por kilómetro de radio. Valores reducidos de este último coeficiente obligan a una correspondiente atomización de la capacidad instalada en numerosas plantas pequeñas, con el consiguiente incremento en costos de instalación y de operación, o a la transmisión relativamente antieconómica de pequeñas cantidades de energía a través de grandes distancias. Sin embargo, desde hace unos años se está siguiendo en México la política de extensión paulatina de la electrificación de zonas limítrofes a los grandes sistemas y a las líneas de transmisión, que ha dado muy buen resultado. Se piensa continuar enérgicamente esa política en el futuro.

8. Perú

El estudio más completo sobre el panorama eléctrico del país y un programa de expansión futura, fue elaborado en 1956 por una misión de Electricité de France, contratada a tal efecto por el gobierno peruano.

A principios de 1956, cuando se inició dicho estudio, el sistema eléctrico peruano comprendía una cantidad numerosa de redes aisladas cuya potencia era en general muy débil, con dos excepciones: la red del concesionario que alimenta Lima y la red de la Compañía Minera Cerro de Pasco, los que representan respectivamente un 47 y un 16 por ciento de la potencia total garantizada del país. La potencia instalada total era estimada en aquel momento en 430 MW de los cuales un 44 por ciento correspondía al servicio público. De dicho total, la potencia hidráulica representaba el 56 por ciento, la térmica a vapor un 17 por ciento y la térmica diesel un 27 por ciento.

9/ Véase Antonio González Rivera, Desarrollo de sistemas eléctricos en México por zonas (ST/ECLA/CONF.7/L.2.24).

/El elevado

El elevado porcentaje de generación diesel es un índice del bajo grado de integración y del tamaño reducido de la mayor parte de los centros de generación eléctrica en el Perú.

Una parte importante de la potencia hidráulica correspondía al concesionario de Lima cuya política de ampliación se ha volcado esencialmente hacia la electrificación del Rimac y del Santa Eulalia; dicho concesionario disponía a fines de 1955 de una potencia instalada de 136 MW (112 hidráulicos, 10 turbina a gas y 14 turbinas de vapor) para hacer frente a una demanda máxima de 114 MW. También la Cerro de Pasco y la Corporación del Santa disponen de potencia hidráulica importante.

¿Cómo ha variado esta situación entre 1955 y 1959? A fines de 1959 la capacidad instalada total había aumentado a 718 MW, de los cuales 320 pertenecían al servicio público (dentro del cual la capacidad hidráulica continuaba predominando netamente con un 73 por ciento del total) y el resto a los autogeneradores. Dentro del total de 718 MW instalados, la capacidad hidráulica representa un 57 por ciento, lo que significa que su predominio es mucho menor en el sector de autogeneración que en el servicio público. Las unidades de generación diesel siguen ocupando un lugar de importancia (casi la cuarta parte de la capacidad total del país).

En lo que se refiere al grado de utilización el mismo no varía fundamentalmente entre el servicio público y el privado, siendo en ambos casos levemente superior a las 3 000 horas anuales.

Corresponde destacar la sensible disminución del papel de la generación hidroeléctrica dentro del total. Dicho porcentaje descendió desde 82.1 en 1949 a 74 en 1955 y a 61.4 en 1959.

La preponderancia de la autoproducción en el sistema eléctrico peruano se debe principalmente a la existencia de una industria extractiva muy desarrollada y de importantes establecimientos industriales agrícolas, distribuidos geográficamente en regiones muy apartadas entre sí y alejados de grandes centros poblados. Tales los casos de Cerro de Pasco y Toquepala.

Véase ahora la evolución del Plan de Electrificación Nacional en los años transcurridos desde su elaboración. Dicho Plan, que fue redactado cuando la potencia instalada en el país se estimaba en unos 430 MW, preveía la instalación en los 20 años siguientes (1955-75) de 29 nuevas centrales con una potencia instalada adicional de 2 000 MW. De estas, entre 1955 y 1960 se han instalado:

/a) el

a) el cuarto grupo de la Central de Callahuanca, con 31 MW;

b) la primera etapa de la Central de Paucartambo, con 65 MW;

c) La primera etapa de la Central de Cañón del Pato, con 52 MW, y

d) la Central de Huampaní, con 30 MW.

De las restantes centrales de servicio público incluidas en el referido Plan de Electrificación deben destacarse las de Huinco, en el alto valle del Santa Eulalia (afluente del Rímac) con 120 MW en su primera etapa y que se ampliaría a 180 y 240 MW en etapas sucesivas, y sobre todo el proyecto del Mantaro, con una capacidad instalada prevista de un millón de kilovatios. El aprovechamiento del Mantaro,[10] previsto para el abastecimiento de la región de Lima en la etapa final del Plan, responde al hecho de que la cuenca del Rímac resultará insuficiente para satisfacer la demanda de dicha región.

Ya nos hemos referido a la importancia de la generación Diesel dentro del panorama eléctrico peruano: existen más de 600 centrales de combustión interna que representan una cuarta parte de la capacidad instalada total. Esto se explica en primer término por el hecho de que estas unidades permiten un mayor fraccionamiento de la potencia que las centrales a vapor y también en parte por las menores necesidades de agua.

10/ Hace algunos años se propuso la construcción de un túnel de 43 kilómetros de longitud que atravesaría la región central de Los Andes y desviaría el curso del río Mantaro hacia el valle del Rímac. Dicha diversión (del orden de 30 metros cúbicos por segundo) incrementaría el potencial hidroeléctrico del Rímac, que fluye a través de Lima y Callao hacia el Pacífico, así como los volúmenes de agua disponibles para irrigación en el área de Lima.

Al mismo tiempo, sin embargo, esta desviación reduciría parcial o totalmente la posibilidad de instalar una gran planta hidroeléctrica sobre el Mantaro, abajo de Huancayo.

Se trata, pues, de un problema de sumo interés técnico y económico. En un reciente estudio regional más detallado se adelanta un proyecto distinto, aduciendo que contraría el desarrollo en un área ya densamente poblada, mientras que en el otro caso la disponibilidad de energía eléctrica a un muy bajo costo en la región este de Los Andes permitiría formar un centro dinámico de desarrollo regional en un área importante del país.

También existe la posibilidad de que, eventualmente agotadas las fuentes hidroeléctricas del río Rímac y otras próximas a Lima (como la desviación de Marcarpomacocha sobre el río Santa Eulalia), se establecería una línea de transmisión para alimentar ese importante centro.

/El Plan

El Plan elaborado por Electricité de France contemplaba la instalación de 22 plantas diesel con una potencia total de 43 MW y de 7 plantas de vapor con una potencia total de 273 MW, incluyendo 75 MW en el Callao, 110 MW para Ilo (yacimiento de Toquepala) y 55 MW para los ingenios de azúcar del norte. Esto fue objetado por algunos técnicos peruanos a quienes resultaba discutible que una comisión de estudio planease ampliaciones futuras de industrias privadas de carácter tan peculiar como las extractivas o la del azúcar.

En lo que se refiere al grado de integración del parque de generación eléctrica debe señalarse que los principales centros de producción en el Perú, es decir los del concesionario de Lima, de la Cerro de Pasco, de la Corporación del Santa y de la industria azucarera del norte, trabajan independientes y sin interconexiones entre sí.

Actualmente se encuentra en construcción una línea de 132 kV que conectará la central termoeléctrica de Ilo (44 MW) con los yacimientos de Toquepala a 150 km de distancia.

El Plan de Electricité de France aconseja para el futuro una interconexión entre los sistemas de Cerro de Pasco y de Lima mediante una línea de transmisión a la tensión de 220 kV, aunque éste es un punto muy discutido.

La marcha del programa eléctrico puede estimarse como satisfactoria si tenemos en cuenta que la capacidad instalada aumentó a un ritmo anual de 13 por ciento en el quinquenio 1954-59 lo que se compara favorablemente con el ritmo de 10.6 por ciento en el decenio anterior y de 6.1 por ciento en el período 1940-59.

Debe tenerse en cuenta además que el Perú tenía en construcción a fines de 1959 instalaciones de generación por un total de 540 MW lo que equivale, relativamente a su capacidad ya instalada para la misma fecha (718 MW), a una proporción del 75 por ciento. Como índice del dinamismo del proceso de expansión de la planta eléctrica, cabe mencionar que este coeficiente es superado solamente por el Brasil que, a la misma fecha, tenía en construcción unos cuatro millones de kilovatios o sea más del 100 por ciento de su capacidad instalada en ese momento.

El ritmo de expansión de la demanda de energía eléctrica ha sido algo menor del previsto por Electricité de France: 10.2 por ciento en 1954-59, frente a una previsión de 13.3 por ciento para 1956-63. La elevada tasa supuesta era en parte la expresión del esfuerzo aconsejado para recuperar

/el atraso

el atraso en aquel momento; a partir de 1963 el crecimiento anual previsto se estabilizaba en 9.3 por ciento.

Desde el punto de vista global, se concluye que, - sumando a los 718 MW instalados a fines de 1959 los 540 en construcción en dicha fecha - el Perú dispondrá para antes de 1965 de una potencia instalada superior a 1.2 millones de kilovatios, o sea que se habrá alcanzado para entonces el punto medio en el camino trazado por el plan de Electricité de France y triplicado en diez años su potencia instalada. De mantenerse este ritmo de realizaciones se cumplirán satisfactoriamente las metas de dicho programa.

9. Uruguay

El análisis de la situación del sector eléctrico en este país tiene especial importancia por su relación con la obra de Salto Grande, que se trata al considerar el caso argentino. Nos referiremos pues brevemente al mismo.

En 1959 la generación fue de 1 200 millones de kWh, de los cuales el 93 por ciento corresponde a la energía generada y consumida dentro del sistema interconectado Montevideo-Río Negro, que abastece el centro, sur, sur-oeste y partes del este y noroeste del país. Con la entrada en servicio en el curso de 1960 de la central hidroeléctrica de Rincón de Baygorria el sistema dispone de una potencia instalada de 406 MW, de los cuales 170 son térmicos concentrados en la Central Batlle en Montevideo y los 236 restantes en las dos plantas hidroeléctricas sobre el Río Negro. La demanda máxima prevista en el sistema para el invierno de 1961 es de unos 300 MW.

Con una tasa de aumento anual ligeramente superior a 9 por ciento se prevé para el invierno de 1971 una demanda máxima en el sistema del orden de los 750 MW lo cual exigiría disponer de unos 900 MW de potencia instalada.

Las obras que están siendo analizadas y sobre algunas de las cuales ya existen ante-proyectos son las siguientes:

a) una central de punta con turbina de gas de 40 MW;
b) ampliación de la Central Batlle en 60 MW;
c) primera y segunda unidades, de 125 MW cada una, en la Central Térmica de Punta del Tigre en Montevideo;
d) la planta hidroeléctrica de Paso del Puerto, con 160 MW, y
e) la planta hidroeléctrica de Salto Grande, con 700 MW para el Uruguay.

/Parece indudable

Parece indudable que las cuatro primeras obras tendrán que realizarse necesariamente y entrar en operación en el curso de esta década ya que es necesaria la adición de todas ellas para obtener la potencia deseada para 1970 dentro del sistema. Por otra parte, por las razones ya analizadas en el caso argentino, no puede esperarse, aun en el mejor de los casos, que Salto Grande entre en operación antes de 1969. El problema con respecto a esta última obra se plantea pues al analizar la alternativa de otras dos unidades térmicas de 125 MW en Montevideo o una nueva usina hidroeléctrica sobre el Río Negro aguas abajo de las tres que existirían para ese entonces.

La construcción de la usina hidroeléctrica del Salto Grande presenta tanto para Argentina como para Uruguay problemas de entidad que exigen un análisis cuidadoso y que a nuestro juicio no se han encarado con suficiente realismo hasta el momento, prefiriéndose postergar su examen y resolución en un sentido u otro.

Así, por ejemplo, en el caso del Uruguay se ha supuesto que este país tomaría a su cargo la financiación de la mitad del costo de las obras a cambio de lo cual dispondría en el momento de la puesta en marcha de unos 700 MW. Teniendo en cuenta que los escalones de aumento en la demanda máxima del sistema serán para fines de la década del orden de 70 MW, se tardaría casi 10 años en absorber por parte de la red eléctrica uruguaya la potencia suplementaria que se inyectaría en Salto Grande. Aun teniendo en cuenta que podría ahorrarse simultáneamente combustible y mano de obra en las unidades térmicas de Montevideo, es indudable que un lapso de absorción tan prolongado recargaría excesivamente el costo de la energía consumida en virtud de la adición de los intereses intercalarios correspondientes a la potencia no utilizada.

Claro está que podría retrasarse deliberadamente la instalación del equipo mecánico y eléctrico, pero de cualquier forma habría un recargo importante por concepto de la obra civil que constituye la mayor parte del costo total de inversión.

Una respuesta al problema la constituye la posibilidad de vender energía a la Argentina. A fines de la década los escalones de aumento en la demanda máxima del sistema que abastece al Gran Buenos Aires serán del orden de los 200 MW, lo que significa que la Argentina absorbería en algo más de tres años la potencia que le corresponde en el Salto Grande y estaría en condiciones

/de comprar

de comprar energía eléctrica a l Uruguay. Inclusive podría comprar antes de terminar dicho plazo si se decide por una menor utilización de las plantas térmicas ya instaladas en Buenos Aires.

Cabe notar que el Uruguay y Chile están a la cabeza de los países latinoamericanos en lo que se refiere al grado de integración de sus sistemas eléctricos. Un 95 por ciento del total de la energía vendida por el monopolio estatal de servicio público corresponde a centros de consumo servidos por el sistema Montevideo-Rio Negro. Existe todavía una pequeña potencia instalada aisladamente con unidades de combustión interna en el norte y noreste del país, pero la misma irá desapareciendo poco a poco en los próximos años al incorporarse dichas regiones a la red eléctrica nacional.

/10. Venezuela

10. Venezuela

A fines de 1959 la capacidad instalada en este país era de 1.3 millones de kilovatios, siendo la generación en ese año de 4 300 millones de kWh, de los cuales un 63 por ciento correspondió al sector de servicio público.

Esta capacidad se descompone en los grandes grupos siguientes: a) 212 MW de las redes de CADAFE; b) 340 MW de Electricidad de Caracas; c) 100 MW correspondientes a las primeras unidades de Macagua I, que es, a su vez, la primera instalación de aprovechamiento hidroeléctrico sobre el río Caroní; d) 350 MW de las compañías petroleras y 84 MW más de otros autogeneradores; e) 176 MW de otras compañías de servicio público, incluyendo la Electricidad de Maracaibo con 100 MW.

De estas cifras se deduce que el grado de utilización de la capacidad en el sector público fue relativamente bajo (unas 3 200 horas anuales), lo que parece denotar un exceso de medios de producción en dicho momento.

Más de la mitad de la capacidad instalada de servicio público corresponde a una frecuencia de generación de 50 ciclos, comprendiendo 140 MW de las redes de CADAFE y el total de las instalaciones de Electricidad de Caracas. El resto de la potencia instalada está diseñada para generar a 60 ciclos.

Esta dualidad crea un serio problema para la interconexión futura de los sistemas eléctricos venezolanos, punto que se discutirá más adelante al tratar de los respectivos programas de expansión.

De la potencia instalada a fines de 1959, sólo un 10 por ciento era hidroeléctrica, correspondiendo la mayor parte a los 100 MW ya instalados en ese momento en Macagua I. Para fines de 1961 estarán sumados a dicha potencia los 200 MW adicionales de Macagua y 365 MW térmicos, de los cuales una tercera parte corresponde a Electricidad de Caracas, 162 a las redes de CADAFE y 84 a la red de Maracaibo.

En consecuencia, la potencia instalada en Venezuela a fines de 1961 sería del orden de 1.9 millones de kilovatios, de los cuales una sexta parte sería hidráulico. Este porcentaje disminuirá a mediados de la década próxima pero volverá a aumentar posteriormente debido al énfasis que, como se verá más adelante, se pone en el largo plazo en las obras de aprovechamiento hidroeléctrico. Este énfasis es lógico en Venezuela con

/su potencial

su potencial estimado del orden de los 16 millones de kilovatios (aproximadamente el 10 por ciento del total de América Latina), es uno de los países latinoamericanos más ricos en recursos hidroeléctricos. De estos 16 millones, 14 corresponden al bajo Caroní y el resto a otras zonas, sobre todo a la región de los Andes.

El aprovechamiento del río Caroní constituye, pues, la espina dorsal del desarrollo eléctrico venezolano durante el futuro próximo. La Comisión del Caroní se ha consagrado a los estudios Macagua II y en especial de Guri, en donde se ubicará la presa reguladora del conjunto del Caroní inferior, necesaria por la gran irregularidad de los caudales de ese río.

El costo del aprovechamiento hidroeléctrico del Caroní es sumamente favorable, sobre todo teniendo en cuenta además que las distancias hasta los grandes centros de consumo no son muy largas. En efecto, se estima que para las primeras etapas de ese aprovechamiento, al escoger los mejores emplazamientos para las obras de regulación del caudal y para la instalación de la maquinaria, se podrían obtener cerca de 3 millones de kilovatios a unos 200 dólares por kilovatio, valor éste que incluiría transmisión dentro de un radio de 100 kilómetros. Esta cifra se compara favorablemente con los costos unitarios de instalación de plantas térmicas que fueron para la década 1950-60 de 175 dólares por kilovatio, aunque en el caso de realizar la interconexión con Caracas habría que sumar a dicho costo el valor de las líneas de transmisión respectivas.

El aprovechamiento hidroeléctrico del Caroní implica la necesidad de transportar la energía eléctrica producida hasta los grandes centros de consumo y, en particular, tropieza con el problema ya mencionado de la dualidad en la frecuencia de generación. Sería necesario, pues, cambiar la frecuencia del sistema de Caracas, lo que supone costosas modificaciones en las centrales generadoras e inconvenientes de diversa índole para los usuarios del servicio. No debe olvidarse tampoco que se planteará también un problema en lo que respecta a la fijación del precio al cual dichas plantas hidroeléctricas venderán energía en bloque a las empresas privadas (Electricidad de Caracas y otra empresa, exclusivamente distribuidora, subsidiaria de la American Foreign Power) que abastecen a la capital y la relación de este precio con la tarifa de venta al consumo.

/La transmisión

La transmisión de la energía hidroeléctrica del Caroní a los centros de consumo es ya necesaria debido a que el complejo industrial creado en la región no alcanzará a consumir hasta dentro de varios años toda la energía que puede generar Macagua I. En tal sentido, se ha dado el primer paso al licitarse la línea de 230 kV Macagua-Puerto La Cruz-Santa Teresa, de unos 500 km de longitud, que llevará la energía del Caroní a la región central. Esta línea se extenderá posteriormente hasta Puerto Cabello, permitiendo así afirmar la potencia hidroeléctrica con la planta térmica instalada en esta última ciudad.

Para más adelante y según el programa elaborado recientemente por una misión de Electricité de France, se prevé la constitución de un sistema que se desarrollaría desde los Andes y Maracaibo al oeste hasta la zona oriental y la Guayana al sureste. Este sistema se reforzaría entre 1965 y 1975 para tener en cuenta las transferencias de energía, que corresponderán en proporción cada vez mayor a la región de los Andes y sobre todo a la del Caroní. Al interconectar los medios de producción térmicos de la zona intermedia con las fuentes de producción hidráulicas situadas en los dos extremos, dicho sistema se adaptará a un funcionamiento armonioso del conjunto del sistema de producción y a una utilización adecuada de la diversidad de los diagramas de carga de los centros de consumo así integrados.

Por consiguiente, en su forma final la red de interconexión de la CADAFE constituirá un gran arco de unos 1 200 km de longitud, que se extenderá desde Guri al este, hasta el Uribante al oeste. Dicha red operará en forma integral con la entrada en servicio de los primeros grupos de Guri, prevista para 1967.

La decisión de conectar o no Caracas al sistema de CADAFE puede postergarse hasta la fecha ya mencionada de entrada en servicio de los primeros grupos de Guri. Debe señalarse que, aparte de la ventaja en el aprovechamiento del potencial energético del Caroní para el consumo de la capital, constituirá también un incentivo poderoso el hecho de que permitirá afirmar aquélla con la potencia térmica instalada en Caracas, que para esa época será del orden de los 800 MW.

Existe también la posibilidad, mencionada en el estudio de Electricité de France, de que el sistema de Caracas, aún interconectado con la red de

/CADAFE, continúe

CADAFE, continúe generando a 50 ciclos y que la transmisión de energía se haga mediante corriente continua. Es posible que en tal caso convenga postergar la incorporación de Caracas a la red eléctrica nacional, pues este modo de transmisión sólo puede aplicarse económicamente para transferir bloques de potencia de suma importancia.

Cabe hacer notar que a fines de 1959 y dentro del sistema de CADAFE, las redes de 50 ciclos padecían de un déficit de equipos de producción, mientras que había un sobrante de potencia disponible a 60 ciclos. Se preveía la unificación de la frecuencia de dichas redes para fines de 1962.

Se analizará a continuación el programa de expansión eléctrica comprendido dentro del Plan Cuatrienal del gobierno venezolano (mediados de 1960 a mediados de 1964). Después será oportuno referirse a la compatibilidad de este programa con las proyecciones de la demanda.

En términos generales dicho programa contempla la adición neta de un millón de kilovatios al sector de servicio público, de los cuales dos quintos corresponden a las empresas privadas y el resto a la CADAFE, y a la Comisión del Caroní. La potencia a agregar por parte de las empresas privadas será exclusivamente térmica y en la misma se destaca la de Electricidad de Caracas con 240 MW. De los 600 MW públicos, la mitad corresponde a Macagua I y la otra mitad a instalaciones térmicas de CADAFE.

De cumplirse este programa, la capacidad de servicio público alcanzaría en 1964 a unos 1 650 MW, divididos en partes iguales entre las empresas privadas y las estatales. Dentro del sector privado, a su vez, Electricidad de Caracas tendría las tres cuartas partes de la capacidad correspondiente.

El programa gubernamental incluye también la iniciación de las obras de Guri. Se prevé el comienzo de las labores de construcción de la presa a partir del año fiscal 1962-63. Habría que volver sobre este punto al analizar la expansión de la capacidad en la segunda mitad de la próxima década, pero antes y teniendo en cuenta que el programa gubernamental tiene 1964 como límite, es del caso examinar las proyecciones de demanda para dicho año a los efectos de relacionar las necesidades de energía con las adiciones previstas de capacidad de generación.

En el Plan Cuatrienal la proyección de la demanda eléctrica se basa fundamentalmente sobre uno de los métodos denominados de segundo orden

/o indirectos,

o indirectos, relacionando el consumo industrial de electricidad, por una parte, con la tendencia de la producción manufacturera y, por otra, el consumo doméstico y comercial con el nivel de ingreso de la población. A este efecto, se dividió el problema en dos partes: en la primera se calculó la elasticidad-producto de la demanda industrial de electricidad y en la segunda se efectuó la regresión lineal entre el consumo doméstico de electricidad por habitante y el ingreso nacional por habitante. Obtenida la elasticidad de 1.65 para la demanda industrial, se procedió a calcular la expansión de la demanda de acuerdo al crecimiento previsto del producto industrial en el período, que es de 12 por ciento anual. Se obtuvo así un valor de consumo industrial de electricidad para el año 1964 de 1 700 millones de kWh.

La regresión lineal entre el consumo doméstico y comercial y el ingreso, ambos por habitante, tiene por ecuación (basándose, como en el caso anterior, en las cifras del decenio terminado en 1958) una de la forma

$$e = 0.1257\ y - 176.53$$

Aplicando a dicha ecuación el ingreso nacional por habitante (estimado para 1964 en 3 400 bolívares), se obtiene un consumo por habitante del orden de 250 kWh que, multiplicado por la población (estimada para el 30 de junio de 1964 en 7.8 millones), arroja un total para la demanda de este sector de 1 950 millones de kWh.

A dichas cifras debe agregarse la demanda de industrias que tienen un alto consumo de electricidad por unidad de producto, como son la planta siderúrgica de Matanzas, la Petroquímica de Morón y la planta de aluminio que se proyecta. Para 1964 se estimó su consumo conjunto en 1 850 millones de kWh, que es superior a la estimación para todo el resto del sector manufacturero existente en 1958.

El total de la demanda de servicio público para 1964 sería pues, de 5 500 millones de kWh. Si las pérdidas por concepto de generación, transmisión, distribución y consumo interno de las plantas se mantuvieran al ritmo de los últimos años (20 por ciento), habría que generar en dicho año unos 7 000 millones de kWh.

Obsérvese que esta elevación prevista en la generación del servicio público - desde 2 700 millones en 1959 hasta 7 000 en 1964 - equivale a

/una tasa

una tasa anual del orden de 20 por ciento (11 por ciento si se excluyen los consumos de las industrias mencionadas), o sea similar a la que rigió para el servicio público en los quince años de la postguerra.[11/] Ello significa que se piensa mantener el ritmo de incremento de la producción de electricidad, aun cuando la meta de aumento en el producto bruto que se menciona en el Plan (7 por ciento anual) es inferior en 2 por ciento a la que se obtuvo en el período anterior, principalmente merced a las muy favorables condiciones en el mercado internacional del petróleo.

La generación de 7 000 millones de kWh, con los 1 650 MW de que se dispondrá para 1964, exigirá un grado de utilización de 4 200 horas, o sea bastante superior al de 1959, en que, como ya se ha visto, fue de 3 200 horas. Esto se piensa obtener fundamentalmente dedicando la central hidroeléctriça de Macagua sobre todo a servir industrias de proceso continuo, lo que le permitirá trabajar con un alto factor de utilización dado su favorable diagrama de cargas.

Cabe notar que la proyección contenida en el Plan Cuatrienal, según el cual la demanda se duplicaría en menos de cinco años, es más optimista que la del estudio de Electricité de France para el mismo período.

En cuanto a la situación de la demanda y la oferta de energía eléctrica en la segunda mitad de la década, como es natural, el Plan Cuatrienal no contiene referencia alguna. Habrá que recurrir básicamente, pues, a la información contenida en el estudio de Electricité de France. Dicho estudio examina dos hipótesis diferentes para la expansión de la demanda a partir de 1965, que corresponde la primera a la duplicación de la producción de energía eléctrica por habitante al cabo de 10 años y la segunda a la duplicación en 10 años de la producción total de energía eléctrica. Esta última hipótesis equivale a una tasa anual de 7.2 por ciento, mientras que la primera corresponde a una tasa de 10.5 por ciento (teniendo en cuenta que la tasa de crecimiento demográfico es del orden de 3.2 por ciento), que es semejante al 11 por ciento señalado al quinquenio anterior.

En ambas hipótesis se excluyó del término de origen - el consumo en 1965 -

---

11/ Si se incluye la autogeneración, el porcentaje de crecimiento promedio es de 16.

/las necesidades

las necesidades industriales de la Petroquímica de Morón y de la Siderúrgica de Matanzas (que en ese momento tendrán una demanda máxima del orden de 300 MW) por considerar que las mismas habrán alcanzado para esa fecha su límite superior probable. Este supuesto parece discutible, pues cabe pensar que si el país se desarrolla a un ritmo satisfactorio, estas industrias realizarán algunas ampliaciones, igualmente consumidoras de energía, en el período posterior a 1965.[12/] También cabe la posibilidad de nuevas industrias de alto consumo eléctrico, como la del aluminio.

Las dos decisiones fundamentales - que, en realidad, pueden integrarse en una dada su estrecha interdependencia -, referentes a la expansión del sector eléctrico después de 1965, se refieren a la interconexión de Caracas con la red nacional y a la celeridad con que se instalen las unidades generadoras en Guri.

En efecto, en lo que se refiere a Electricidad de Caracas, se supone que sólo podría abordarse la costosa transformación de su red de 50 ciclos a los efectos de la interconexión cuando CADAFE pueda entregarle energía a un precio menor que el costo de generación en sus plantas térmicas. Ello sólo sería posible después de la entrada en servicio de la planta hidroeléctrica de Guri, en el Caroni, prevista para 1966/67.

De ahí que las previsiones contenidas en el estudio de Electricité de France hayan sido formuladas bajo dos hipótesis diferentes en lo que respecta a la estructura del sistema eléctrico venezolano durante 1970-75, según que la red de Caracas funcionara aisladamente o en interconexión con Guri.

De acuerdo con Electricité de France, si las obras de Guri se emprendiesen en tiempo adecuado, el primer grupo podría entrar en operación a fines de 1967 [13/] con 162 MW, el segundo a mediados del 69 y el tercero a fines de 1970. Se dispondría así de 486 MW más, mientras que en la zona

---

12/ La posibilidad de dichas ampliaciones y los estudios que ya se están realizando al respecto están especialmente mencionados en el Plan Cuatrienal (tomo I, pp 112-116).

13/ Este plazo es algo más largo que el mencionado por el Plan Cuatrienal.

/occidental se

occidental se preveía la adición de 225 MW hidráulicos, correspondientes a la primera etapa del aprovechamiento del río Uribante en los Andes.

Si se admite una detención en el proceso de desarrollo de las industrias que son grandes consumidoras de electricidad, entonces el ritmo de expansión supuesto en el Plan Cuatrienal para el resto de la demanda industrial y doméstica coincidiría con la hipótesis más optimista sugerida para dicho período por Electricité de France, o sea la duplicación en 10 años de la producción de energía eléctrica por habitante.[14/]

Ello significaría, partiendo de los 7 000 millones de generación previstos para 1964 en el Plan Cuatrienal, unos 13 000 millones para 1970, que - con el mismo grado de utilización de 4 200 horas - requerirían una potencia instalada de 3.1 millones de kilovatios.[15/]

Sería necesario, pues, duplicar la potencia instalada de servicio público entre 1964 y 1970. Ya se ha visto que, según Electricité de France, los tres primeros grupos de Guri y la primera etapa del Uribante permitirán disponer de unos 700 MW en 1970. Quedaría por determinar la distribución de los otros 700 MW necesarios. Parte de ellos debería ser hecha por Electricidad de Caracas aun en el caso de la interconexión con Guri, pues ésta no se efectuaría hasta fines de la década y es evidente que la demanda de la capital exigirá añadir a los 580 MW previstos para mediados de 1964 no menos de otros 400 MW para 1968/69.

En resumen, puede estimarse que Caracas dispondrá de un millón de kilovatios térmicos en el momento de su interconexión con Guri, si ésta se efectúa antes de 1970. En tal caso deberá acelerarse la entrada en servicio de unidades en Guri y en la zona occidental, y revisarse la parte térmica del plan de expansión de CADAFE.

La decisión en uno u otro sentido dependerá fundamentalmente del precio a que pueda venderse la energía eléctrica del Caroní puesta en Caracas. A juzgar por el Plan Cuatrienal del gobierno venezolano, los cálculos

---

14/ La duplicación de la producción total en el mismo lapso parece demasiado conservadora.

15/ Es probable, sin embargo, que dicho grado de utilización disminuya si se reduce la participación del consumo electrometalúrgico y químico dentro del total.

/preliminares que

preliminares que se han hecho permiten prever precios de venta de la energía en bloques muy grandes del orden de un centésimo de bolívar en el sistema Caroní. A este valor habría que agregar los costos fijos y de operación (incluyendo pérdidas) de las líneas de transmisión Guri-Caracas y comparar luego con el costo de generación térmica en Caracas.

Interesa notar que, a los efectos de la comparación entre los costos de la energía hidroeléctrica y la térmica, se supuso en el informe de Electricité de France que las plantas térmicas funcionarían con gas natural. La misión se basó a este respecto en las condiciones del contrato firmado el 29 de enero de 1960 entre CADAFE y el Instituto Venezolano de Petroquímica para el suministro de gas a las plantas de La Mariposa, La Cabrera y Puerto Cabello.

En dicho contrato se establece un precio compuesto por una carga fija que - capitalizada y referida a las necesidades de la planta de generación eléctrica - corresponde a una inversión de 75 bolívares por kilovatio instalado y una carga relacionada con el consumo y fijada en dos centésimos de bolívar por metro cúbico. La primera corresponde evidentemente a los gastos fijos - sobre todo a los de instalación de la red de transporte - y la segunda a los gastos directos, o sea a los de operación de dicha red más el precio para el gas en boca de pozo. Dichos valores están referidos a un metro cúbico con poder calorífico de 9 344 calorías, con el cual pueden obtenerse en la planta de generación unos 3.5 kWh.

Suponiendo 4 000 horas de utilización, la carga fija por kWh sería de 1.9 centésimos y la variable de otros .6, dando un total de 2.5 centésimos por kWh por concepto de combustible. Agregando las cargas de capitales el costo del kWh en alta tensión no podría bajar de 4 centésimos. Queda así un margen de 3 centésimos como límite superior, para la parte correspondiente a la transmisión de la carga hidroeléctrica del Caroní.

En lo que se refiere al sector de autogeneración y particularmente el petrolero, su tasa de incremento será sin duda muy inferior a la del servicio público. Para el petróleo el Plan Cuatrienal supone una expansión anual de 4 por ciento en la producción y es posible que la capacidad eléctrica sea incrementada en menor proporción debido a la capacidad

/ociosa que

ociosa que actualmente pueda existir en el equipo industrial y al margen de reserva en la parte eléctrica. Si se toma el valor de 4 por ciento anual, ello equivale a agregar un 50 por ciento de capacidad para fines de la década. Esto significa que la autogeneración dispondría de unos 700 MW, que agregados a los 3 100 de servicio público estimados anteriormente, darían un total de 3.8 millones de kilovatios de capacidad.

/Anexo

Anexo

ANALISIS ECONOMICO COMPARADO DE UNA PLANTA TERMICA CONVENCIONAL Y OTRA NUCLEAR

1. Parámetros del problema

Los parámetros fundamentales en este problema son:

a) La capacidad de la planta a instalar.

b) La relación entre los costos de inversión por kilovatio de potencia para la planta térmica convencional y la nuclear. Esta relación es, a su vez, una función creciente de la capacidad total, o sea del primer parámetro señalado, lo que indica que - en el estado actual de las respectivas tecnologías - las economías de escala parecen más acentuadas en las plantas nucleares.

c) La relación entre los precios de los combustibles respectivos, o sea el carbón, el fuel oil y el gas natural para las plantas convencionales y el uranio y derivados así como otros materiales fisionables para las plantas nucleares.

Esta relación depende de otros factores, además de los costos de producción de dichos minerales, sobre todo del costo de transporte que constituye un alto porcentaje - desde más de la mitad hasta alrededor de la cuarta parte del costo en planta de generación - del total en el caso de los combustibles convencionales y un porcentaje mínimo en el caso de los elementos fisionables, dado su altísimo contenido energético por unidad de peso. Es evidente, pues, que todo aumento en las distancias o en los costos unitarios de transporte alterará la relación en favor de la planta nuclear. Obsérvese también que el costo de transporte internacional, como se deduce del cuadro No. 7, es una variable más errática que los precios FOB de los combustibles. En cuanto a los costos internos, dependerán de las distancias y del medio de transporte en gran escala, siendo difícil generalizar al respecto, al menos en lo que respecta a América Latina.

/Cuadro 7

Cuadro 7

PRECIOS DE LOS PRODUCTOS BASICOS EN EL MERCADO MUNDIAL

	Carbón (dólares por tonelada corta, precios f.o.b. puerto de Estados Unidos)	Fuel Oil (dólares por barril, precios f.o.b. puertos del Golfo)	Tarifas de flete (índice sueco: 1953 = 100
1950	8.11	2.98	169
1951	8.76	3.36	315
1952	8.82	3.36	260
1953	8.39	3.40	100
1954	8.12	3.50	96
1955	8.56	3.61	135
1956	9.61	3.71	244
1957	10.00	4.02	165
1958	9.71	3.56	79
1959	9.38	3.69	70
May 1960	9.01	3.36	63

d) El factor de planta o grado de utilización anual de la planta de generación. Como toda inversión que significa una disminución en los insumos corrientes o directos por unidad de producto, una mayor intensidad de utilización tenderá a favorecer aquella tecnología que tenga mayores gastos de instalación y menores costos de operación, o sea la planta nuclear en el caso de que se trata.

e) El coeficiente de carga de capital que se tome, o sea la suma de la tasa de interés y plazo de amortización que se presuman. En general este coeficiente será mayor en el caso de los países de menor grado de desarrollo económico, dada la influencia de una tasa de interés más elevada y aun cuando los plazos de obsolescencia sean más largos. 1/

1/ Véase un análisis más detallado de este importante parámetro, en Metodología para la proyección de la demanda eléctrica (ST/ECLA/CONF.7/L.1.10).

/f) La

f) La relación entre los rendimientos de transformación energética - combustión y fisión - y transmisión de calor en las unidades térmicas respectivas, o sea en la caldera convencional y en el reactor nuclear.

Existen también otras variables que deberán tenerse en cuenta en cualquier caso concreto, como los gastos de operación y mantenimiento (fundamentalmente, mano de obra,) etc. Para simplificar el planteamiento general no se han considerado aquí o, mejor dicho, se supuso que no existen diferencias significativas entre los dos casos que se consideran. Dicha hipótesis es bastante razonable si se tiene en cuenta que el orden de magnitud de dichos gastos es de un milésimo de dólar por kWh; por consiguiente, las diferencias, cuando existan, serán del orden de la cuarta cifra decimal. Por otra parte no hay dificultad en incorporarlas al planteamiento general.

2. Solución general

Bajo las hipótesis simplificativas adoptadas, las fórmulas para el costo anual, por kilovatio instalado, de la planta convencional y la nuclear son:

$$C = a.I + f.r.p$$

$$C' = a.I' + f.r'.p'$$

siendo:

- a = coeficiente anual de carga de capital
- I = costo unitario de inversión de la planta convencional
- I' = costo unitario de inversión de la planta nuclear
- f = factor de carga o de utilización anual (expresado en miles de horas por año)
- r = rendimiento térmico de la planta convencional (en miles de calorías por kWh)
- r' = rendimiento térmico de la planta nuclear
- p = precio del combustible convencional (en dólares por mil calorías)
- p' = precio del combustible nuclear

Nótese que el coeficiente de carga capital admitido es el mismo para

/las dos

las dos plantas. En algunos países y especialmente en los Estados Unidos se ha discutido extensamente si no correspondería tomar plazos menores de amortización para las plantas nucleares ya que el desarrollo de la tecnología en este campo podría volverlas obsoletas más rapidamente. Este argumento no parece tener mucho valor, pues todo avance en la tecnología nuclear también influirá en la economicidad relativa de las plantas convencionales ya construídas.

Para obtener el punto de equilibrio de p en función del resto de las variables, corresponderá igualar ambas expresiones y despejar p en la ecuación resultante. Se obtiene así:

$$p = \frac{a(I'-I)}{f.r} + \frac{p'.r'}{r}$$

Tal como era de prever intuitivamente, este precio límite - por debajo del cual la planta convencional resulta más económica - es una función creciente de: a) el coeficiente de carga de capital, b) el costo del combustible nuclear y c) la diferencia entre los costos de inversión por kilovatio para ambas plantas (suponiendo naturalmente que $I \geq I'$), y decreciente con el factor de carga.

3. Orden de magnitud de los parámetros

Este aspecto es discutido en otro documento presentado al Seminario, 2/ por lo cual sólo se tratará de él en forma muy sucinta.

En lo que se refiere a costos de inversión, la conclusión del mencionado estudio presentado por la OIEA es que las plantas nucleares de gran tamaño a construirse en el próximo quinquenio tendrán un costo unitario de instalación del orden de 1.5 veces el de las plantas térmicas convencionales de tamaño similar. Se indica asimismo que las mejoras tecnológicas podrán reducir este factor hasta 1.3 en el período inmediatamente posterior.3/

2/ Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), Tendencias de los costos de producción de energía nucleoeléctrica, con especial referencia a los países menos desarrollados (ST/ECLA/CONF.7/L.4.1).

3/ El costo unitario para la planta nuclear de 150 MW de Rowe (Massachusetts, Estados Unidos) será de 340 dólares por kW, según declaró Charles Weaver, de Westinghouse Electric Co., ante el Comité Parlamentario Conjunto de Energía Atómica, refiriéndose al reactor hidraúlico a presión de la Yankee Atomic Electric Co. (Electrical World, 13 de marzo de 1961.)

/En lo

En lo que se refiere a rendimientos en la transformación energética, también parece haber mejores posibilidades de futuro en la tecnología nuclear. En las usinas térmicas convencionales, las sucesivas mejoras en los rendimientos mediante el aumento en las temperaturas y presiones de trabajo van siendo menores y más costosas a medida que dicho s rendimientos se acercan a los límites impuestos por las leyes termodinámicas para los ciclos respectivos.

En el campo nuclear, en cambio, continúan produciéndose avances significativos en lo que se refiere al aumento en las relaciones de combustión.

En materia de precios de los combustibles, las reducciones en el valor de los elementos fisionables parecen más sustanciales que para los combustibles convencionales. Sin embargo, es difícil predecir qué sucederá en el futuro, ya que no existe aún un mercado libre para los primeros. En su estudio mencionado, la OIEA expresa que el precio del uranio natural (U_3O_8) en concentrados ofrecido por ella se ha reducido ahora a 35 dólares por kilógramo. En las estimaciones más recientes del Central Electricity Generating Board, del Reino Unido, se da para el uranio natural un precio de 42 dólares por kilógramo.[4/] De estos precios hay que deducir un crédito de 17 dólares por kilógramo, valor del plutonio obtenido en el reactor, ya que - como en el caso de las plantas de Calder Hall, Chapelcross y Marcoule - se trata de reactores de tipo dual, es decir, que producen energía y plutonio.

Continúa la tendencia hacia la reducción - en general por vía administrativa directa - del precio de los elementos fisionables. Así, el 29 de mayo de 1961 la Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos anunció una disminución de dichos precios del orden de 20 a 40 por ciento según los casos, aparte de la eliminación de diversas restricciones de índole burocráticas.[5/]

4/ Recuérdese que en las primeras centrales nucleares británicas se daba un precio de 56 dólares por kilógramo de uranio.

5/ The New York Times, 30 de mayo de 1961.

/En cuanto

En cuanto al orden de magnitud de los costos actuales por concepto de combustible, para las plantas nucleares son del orden de 0.3 centavos de dólar, esperándose reducciones de 30 por ciento en el próximo quinquenio y en algunos casos hasta de 50 por ciento. 6/

En cuanto a las plantas térmicas convencionales, puede tomarse como ejemplo la de 600 MW de Dock Sud, en el Gran Buenos Aires, para la que se prevé un consumo específico de 2 500 calorías por kWh con un precio del combustible (fuel oil) de 2 dólares por millón de calorías, 7/ o sea un costo por este concepto de 0.5 centavos de dólar por kWh.

Si para ahorrar 2 milésimos de dólar en combustible por kWh con plantas nucleares hay que invertir inicialmente un 50 por ciento más, es fácil deducir de la fórmula general cuál deberá ser el coeficiente de carga de capital que, para un factor de utilización dado, incline la balanza a uno u otro lado, o despejar cualquier otra variable de la ecuación cuyo comportamiento interese especialmente.

En términos generales puede decirse que en la próxima década la planta nuclear no será económica más que en zonas de alto consumo eléctrico - que permita construir plantas de 50 MW o más - y con elevados costos de combustible convencional. 8/

Si el coeficiente de carga de capital se reduce de 0.14 o 0.07, o sea en el orden de lo permitido por la Comisión Federal de Energía a las empresas concesionarias en los Estados Unidos, el precio límite del combustible convencional se reduce a 1.80 dólares por millón de kilovatios.

Existen pocas zonas en América Latina donde se combinen las circunstancias ya señaladas, que serían propicias para la economicidad de

---

6/ OIEA, op.cit.

7/ Véase Estudio Económico, Centrales Eléctricas de Agua y Energía, Buenos Aires, noviembre de 1959.

8/ La OIEA da como límite inferior probable 2.20 dólares por millón de calorías, suponiendo un coeficiente de carga de capital de 0.14 y un factor de planta de 80 por ciento.

/plantas nucleares

plantas nucleares, a las que debe sumarse la inexistencia de recursos hidráulicos adecuados. Entre dichas zonas podría señalarse al norte de Chile, donde la demanda industrial es elevada y los costos del fuel oil superiores a 20 dólares por tonelada. 9/

Se ha mencionado también la planta nuclear de Mambucaba, en el Brasil, que, de incorporarse a un sistema con más de 4 millones de kilovatios de potencia, permitiría obtener un alto grado de utilización al ubicarse en la base de los diagramas de carga. 10/

9/ Véase E. Friedmann, Aplicación económica de la energía nuclear, en El Mercurio, 24 de junio de 1961, donde se analiza el caso de la zona norte chilena. Véase también, para mayor abundamiento sobre varios casos, OEA, Tercer Sinposio sobre Aplicación Pacífica de la Energía Nuclear (Petrópolis, julio de 1960).

10/ Véase Carlos Vélez, Criterios para la adición de centrales nucleares a sistemas eléctricos (ST/ECLA/CONF.7/L.4.3).