



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO

ST/ECLA/CONF.7/L.2.1
9 de junio de 1961

ORIGINAL: ESPAÑOL

CATALOGADO

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

CRITERIOS ECONOMICOS PARA LA SELECCION Y DESARROLLO
DE CENTRALES Y SISTEMAS ELECTRICOS

por

Rafil Sáez

NOTA: Este texto será revisado editorialmente.

INDICE

	<u>Página</u>
Resumen.....	iv
1. Introducción.....	1
2. Política de energía.....	2
3. Algunos factores especiales que influyen sobre los criterios económicos en materias eléctricas.....	10
a) Propiedad del servicio eléctrico.....	11
b) Rentabilidad y costo económico del dinero.....	13
c) Tarifas.....	16
d) Otras consideraciones que influyen sobre los criterios de decisión.....	19
4. Criterios de prioridad.....	21
5. Selección del tipo y tamaño de las fuentes de energía para abastecer un sistema eléctrico.....	29
a) Posibilidades y límites de aplicación de los métodos de análisis comparativo entre diversas fuentes generadoras.....	29
b) Planteamiento del problema.....	34
c) Características del consumo y de las centrales destinadas a servirlo.....	37
d) Condiciones de precio y tiempo.....	42
e) Métodos de comparación	47
f) Métodos de programación.....	57
g) Determinación del tamaño de los elementos esenciales de una central hidroeléctrica.....	60
6. El uso complementario de los recursos térmicos e hidráulicos. Posición de la energía nuclear.....	62
a) La colaboración entre centrales hidráulicas y térmicas.....	62
b) La operación de un sistema combinado térmico- hidráulico.....	69
c) Combinación de las plantas tradicionales con las centrales electronucleares.....	74

	<u>Página</u>
7. La interconexión de sistemas y sus ventajas. Posibilidades en América Latina.....	78
a) Objetivos de la interconexión de sistemas.....	78
b) Ventajas de la interconexión de sistemas. Problemas en la operación de sistemas interconectados.....	84
c) Algunos sistemas interconectados en actual operación. Posibilidades y experiencias en América Latina.....	90
8. Desarrollo eléctrico en áreas actualmente sin servicio o con servicio incipiente.....	98
9. Conclusiones.....	106
Bibliografía.....	112

RESUMEN

1. La energía es un factor fundamental para el desarrollo económico de los países. Su consumo aumenta continuamente de modo acelerado aun en las naciones más adelantadas. Este incremento es mayor respecto a las formas de energía más elaboradas. Las cantidades de capital requeridas para atender las inversiones del sector Energía son considerables; en todo caso, más del 12 por ciento de la inversión nacional total. La contribución directa de la energía al producto nacional bruto es pequeña. Su importancia es función de su influencia esencial en el desarrollo del resto de las actividades productoras, del transporte y de las condiciones sociales. En otras palabras, el desarrollo del sector energía guarda íntima relación con el progreso y la naturaleza de las restantes actividades económicas.

2. La electricidad dentro del sector energía en el mundo representa el 24.2 por ciento del total, pero debido a la multiplicidad de sus aplicaciones crece más rápidamente que las otras formas. Esto se traduce en una proporción de inversiones en electricidad aproximadamente entre el 50 y el 70 por ciento del total de las inversiones del sector energía. La electricidad se relaciona en forma muy estrecha con las otras formas de energía por su situación de competencia y por el hecho de que puede ser generada a partir de cualquier fuente importante de energía primaria o secundaria. Al estudiar las posibilidades de competencia y las fuentes primarias para generar electricidad deben examinarse las condiciones de abastecimiento y el precio de éstas para determinar tanto la seguridad futura de contar con ellas, como la permanencia de los precios que pueden estar distorsionados por gran número de medidas transitorias de política económica. A este respecto, es revelador el caso del carbón en Chile y el Perú y como también lo es el del petróleo y el carbón en la Argentina.

3. Debido a la creciente interdependencia de las diversas fuentes de energía, es recomendable entregar a una autoridad única la responsabilidad de formular una política de energía congruente y continuada que no considere las distorsiones momentáneas.

El análisis económico, en general, persigue que los recursos disponibles se empleen de modo que produzcan el máximo beneficio. Lo difícil es determinar éste, pues en el caso de los sistemas eléctricos, las instalaciones

/deben planificarse

deben planificarse con gran anticipación y rendir sus frutos por largo tiempo.

Hay muchos factores que llamaremos externos al proyecto y que influyen en el monto y en la manera de determinar los beneficios. Entre ellos, cabe destacar: a) la propiedad de la empresa eléctrica. Si se trata de un empresario privado éste no puede considerar sino las entradas y gastos que figuran en sus balances y procurar hacer máximas sus utilidades directas. En cambio, una empresa de propiedad pública deberá considerar los beneficios directos de su inversión, pero también los efectos sociales o indirectos. Entre estos beneficios indirectos se considera, por ejemplo, la economía de divisas por el uso de combustibles nacionales en lugar de importados, la mayor ocupación o actividad que quede significar el empleo de aquellos, los propósitos múltiples que puede cumplir una obra, etc. Se cita como ejemplo de diferencia en la decisión el caso del Hells Canyon en Estados Unidos, cuyo estudio conducía a distintas soluciones según quién hacía la obra; b) rentabilidad y costo económico del dinero. En toda comparación de alternativas influye directamente el costo del dinero. Para una empresa privada este será el valor a qué puede obtenerlo en el mercado de capitales. Para una empresa pública es difícil determinar el costo, sobre todo si la asignación de dinero debe hacerse comparando la inversión eléctrica con otras inversiones públicas que generalmente sólo producen beneficios indirectos difíciles de cuantificar. Para la empresa eléctrica pública podría usarse el interés legal establecido en los reglamentos tarifarios, pero si existe una gran diferencia entre este valor y el interés del mercado de capitales privados, se sugiere utilizar como máximo un valor intermedio entre ambas cifras; c) tarifas. Estas influyen no sólo en la rentabilidad directa del capital, sino también sobre el desarrollo total del negocio, pues pueden influir sobre el consumo. El servicio eléctrico es bastante "elástico", como lo han comprobado numerosos estudios realizados en diversos países. Esta elasticidad depende en algunos casos del precio de los artefactos que usan la electricidad y, en otros, del precio de la electricidad y de cómo este precio varía durante el día o el año; d) finalmente, hay otro grupo de consideraciones que también influyen sobre los criterios económicos de decisión. Entre

/ellos se

ellos se mencionan: i) la escasez de medios financieros que obliga a elegir las soluciones menos intensivas de capital; ii) la urgencia del suministro que en los casos de racionamiento eléctrico tiene un peso considerable en la elección; y iii) la economía de divisas.

4. El progreso en el campo de la electricidad tropieza en América Latina con la escasez de tres elementos básicos: insuficiencia de información básica, escasez de elemento humano técnico y estrechez de medios financieros. Estas limitaciones obligan a fijar prioridades en el desarrollo. Uno de los criterios de prioridad será la mayor abundancia de información básica que permita conocer mejor la demanda actual y futura y los recursos naturales de que se dispone para suministrar la energía. Los criterios de prioridad de las empresas nacionalizadas se encuentran expresados en las directivas aprobadas por las instancias superiores del país en el momento de su creación o en forma periódica; sin embargo, la responsabilidad de decisión al nivel de la empresa es siempre muy importante. En el suministro debe distinguirse la energía "comodidad" o social y la energía "productividad" o destinada a producir. Una conveniente decisión sobre uno de estos tipos de energía puede ser un buen guía para fijar prioridades.

5. a) Los métodos de análisis comparativo de alternativas, muy elaborados, sólo tienen aplicación cuando la información que se utiliza tiene un grado de aproximación equivalente al que se espera obtener con dichos métodos. La carencia de buena información básica para examinar varias soluciones alternativas es frecuente en los países latinoamericanos y, por lo tanto, deberá darse preferencia a estimaciones cuantitativas sencillas y a apreciaciones cualitativas para elegir la solución hidroeléctrica más conveniente. Esta deberá compararse en detalle con las alternativas termoeléctricas o diesel-eléctricas posibles. El personal técnico disponible debería dedicarse de preferencia a la elaboración más completa del proyecto elegido y no a la discusión detallada de diferentes centrales alternativas. Sin embargo, en los grandes sistemas latinoamericanos que están ya alrededor de un millón de kW, se hará necesario en breve usar métodos comparativos más detallados.

b) Cuando el sistema eléctrico adquiere cierto tamaño la comparación no tiene por objeto decidir en favor de una central sino de un conjunto de obras a realizarse dentro del plazo previsto en el programa. La comparación entre diversos conjuntos alternativos de centrales requiere una previsión acertada

de los consumos futuros. La programación permite concentrar los esfuerzos para reunir la información básica en las obras que se pueden realizar con mayor probabilidad y evita los apremios de decidir frente a la urgencia del consumo.

c) El consumo experimenta variaciones características a lo largo del año y durante las horas del día. La electricidad, por ser un producto no almacenable, debe ser generada según los cambios del consumo. De ahí la necesidad de condicionar las características de las centrales a las del consumo, condición particularmente compleja para las centrales hidroeléctricas cuya capacidad varía con el caudal que las alimenta. El consumo se puede asegurar cuando el sistema es capaz de servir la demanda máxima en un año seco y puede entregar el total de la energía requerida en el año y durante el período "crítico" característico del sistema.

d) Los factores tiempo y precio tienen gran importancia en los métodos de comparación. Se analizan los sistemas de "costo uniforme equivalente" y "valor presente" para poder comparar en un lapso dado el costo de la inversión, los gastos de operación y las entradas y se recomienda, en general, utilizar el método de "valor presente". Naturalmente, la "tasa de actualización" corresponderá al costo fijado para el dinero. Este tiene un valor alto en América Latina, pero se estima que existen razones fundadas para esperar una baja en un plazo largo. Se considera que el factor precio debe utilizarse con sus valores actuales debido a la imposibilidad práctica de hacer pronósticos fundados sobre su evolución futura, salvo en casos especiales. Dada la elevada tasa de actualización, se estima que los períodos de comparación no necesitan en general, sobrepasar de quince años, pues los acontecimientos que sucedan después de esa fecha tendrán relativo poco peso.

e) Entre los métodos más sencillos para comparar alternativas, cabe mencionar la determinación del costo de producción de la nueva central comparado con el costo actual del servicio o con la tarifa que resultaría reglamentariamente. El método de comparar directamente una central hidráulica con sus alternativas térmicas o diesel, cuando la energía hidráulica se aprovecha íntegramente, también puede resolver el problema en muchos casos. Sin embargo, el factor tiempo es esencial en la comparación. Se expone con cierto detalle el sistema conocido como "coeficiente de Valor",

/que consiste

que consiste en comparar en el lapso elegido para el estudio los beneficios producidos por la central hidráulica en estudio y los de una central térmica equivalente usada como referencia. Los beneficios se miden determinando los valores presentes de las entradas, inversiones y gastos en todo el período para ambas centrales. La diferencia entre las entradas y los desembolsos (inversiones y gastos) de una central, da su utilidad que se compara con la correspondiente a la otra; si la hidráulica es superior a la térmica hay enriquecimiento relativo; el "coeficiente de valor" será tanto mayor cuanto más importante sea el enriquecimiento en relación a la inversión. Si se estudian todas las centrales hidroeléctricas posibles se puede llegar a clasificarlas por coeficientes de valor decreciente, lo que daría un orden lógico para su equipamiento.

Se explica también el procedimiento utilizado por los rusos, que tiene cierta similitud con el coeficiente de valor y, finalmente, se exponen algunos métodos referentes a la manera de valorizar los distintos tipos de energía que producen las centrales, que podrían dar origen a sistemas para elegir la central más conveniente por medio de tanteos o aproximaciones.

f) Una vez comparadas las distintas centrales entre sí, la formulación del programa más conveniente para los cinco o diez próximos años, podría ser materia de tanteos sucesivos. Sin embargo, cuando el sistema es grande e implica la elección de un gran número de centrales en el período previsto en el programa (facilmente 50 en un sistema europeo conviene recurrir a operaciones más sistemáticas. Se utiliza la programación lineal, imponiendo al sistema de ecuaciones la obligación de hacer mínimo el "desembolso total presente" y de cumplir las precisadas condiciones de demanda y consumo, más otras obligaciones que quieran exigirse al programa tales como la de mantener una cierta proporción térmica o un determinado consumo de divisas, etc.

Las incógnitas son las características que definen las centrales y se acepta que todas las condiciones se pueden expresar como igualdades o desigualdades lineales de ellas. Conocidas las soluciones de las incógnitas se buscarán las centrales de más alto "coeficiente de valor" que las satisfagan. El procedimiento requiere algunos ajustes para obtener la respuesta final.

/g) Por

g) Por último, en lo referente al dimensionamiento de las obras mismas, se hacen algunas observaciones respecto al valor de la energía marginal ganada que tiene una venta relativamente eventual en el caso de sistemas predominantemente hidráulicos. Se observa, asimismo, que la elevada tasa de actualización en América Latina disminuye las posibilidades de adelantar inversiones para desarrollos muy futuros.

6. a) La complementación de los recursos térmicos e hidráulicos produce las más favorables condiciones de operación. En un sistema mixto y según sea la importancia proporcional de la potencia térmica instalada, ésta constituye reserva, apoyo o complemento. En este último caso permite el desarrollo de los recursos hidráulicos con seguridades hidrológicas más bajas. De todos modos, por cuantiosa que sean las reservas hidroeléctricas, en algunos decenios más perderán importancia relativa.

b) La operación de un sistema eléctrico debe asegurar el servicio del modo más económico posible. En un sistema mixto con centrales de embalse y térmicas, la operación combinada es compleja, pudiendo establecerse que siempre las centrales de pasada producirán energía base y los estanques y embalses se usarán para la modulación principal de la carga. Las centrales térmicas estarán sobre o bajo las de embalse, según sea la proporción de éstas y el tipo del año hidrológico de que se trate. A la luz de estos principios se examina la situación en algunos países latinoamericanos.

c) Las centrales electrónucleares, aún las de gran tamaño, tienen un costo elevado por kW instalado, y el combustible nuclear, si bien de menor costo por kWh que los combustibles convencionales, representa todavía una cifra significativa. En esas condiciones, las centrales nucleares deben trabajar como unidades base. En la actualidad, los países desean instalar centrales electrónucleares por tres razones principales: i) escasez de otros medios de generación; ii) necesidad de adquirir la técnica requerida para fabricar el equipo nuclear; iii) posibilidad de obtener experiencia para futuros desarrollos comerciales. Las condiciones para justificar una instalación comercial en América Latina en este momento parecen no presentarse en ningún país.

7. a) La interconexión entre sistemas se ha desarrollado en forma paulatina a medida que han entrado en contacto, por el crecimiento propio. La

primera fase de la interconexión es la "marcha en paralelo" hasta que se establecen líneas de interconexión que permiten el intercambio de energía y potencia. En esta segunda fase, los sistemas pueden tener intercambios masivos de energía permanente o estacional, pero la ventaja más clara del trabajo en conjunto está en el aprovechamiento de la "diversidad" existente en los diagramas de carga y las condiciones de generación de los sistemas. La interconexión permite el aprovechamiento de importantes recursos energéticos intransportables en otra forma que no sea la electricidad (hidroenergéticos), o que sea antieconómico transportar de otro modo, como los carbones livianos.

b) Las ventajas de la interconexión aparte de las anteriores son múltiples: i) permite utilizar mejor las instalaciones por las diferencias horarias en los diagramas de carga; ii) aumenta la eficiencia de la operación al disponer de un mayor número de fuentes generadoras; iii) reduce la capacidad de reserva total; iv) introduce mejoramientos de orden técnico derivados de la necesidad de adoptar los estándares del más eficiente de los sistemas interconectados; v) permite el desarrollo de recursos en común a mayor escala, en forma más completa y en el orden más eficiente y vi) desarrolla el espíritu de cooperación.

La interconexión crea problemas técnicos, de organización, de comunicación y económicos que es necesario resolver en conjunto entre los sistemas interconectados. La operación conjunta de varios sistemas interconectados se regula, en general, del mismo modo que el de un gran sistema único, haciendo operar las centrales de manera tal que todas tengan el mismo costo incremental.

c) Se analiza brevemente la experiencia de algunos grandes sistemas interconectados en Estados Unidos, Europa y Rusia y se estudian las posibilidades que se presentan en América Latina en el desarrollo de proyectos internacionales, en la interconexión de sistemas locales limítrofes o en la integración de varios sistemas nacionales. Se señalan las diferencias de criterio con que este último problema ha sido abordado en el plan interno de distintos países y se plantea el problema de si conviene o no preferir las interconexiones al establecimiento de centrales en las distintas áreas.

8. Finalmente, se analizan dos problemas especiales. El de las zonas

/aisladas carentes

aisladas carentes de servicio eléctrico y que deben ser atendidas por fuentes generadoras propias y el de las grandes regiones, en las cuales se decide hacer una oferta anticipada de energía como medio de estimular el desarrollo económico. Para las zonas aisladas se señala que la mejor manera de determinar la demanda es por comparación con otras zonas aisladas, ya desarrolladas eléctricamente, de características socio-económicas análogas. Se señala la conveniencia de que estas zonas se desarrollen conforme a normas técnicas uniformes en el país y se recomienda prestarles la asistencia requerida durante la instalación y la operación posterior. Siempre debe tenerse presente la posibilidad de interconexión futura y se señala que, en ese sentido, incluso pequeñas centrales hidráulicas pueden integrarse en sistemas de mayor tamaño en forma económicamente satisfactoria.

En cuanto a la oferta anticipada de energía como medio de provocar el desarrollo, se destaca que la electricidad es un factor necesario, pero que sólo tendrá carácter determinante cuando existan potencialmente las demás condiciones que justifiquen la industrialización. Se citan algunos ejemplos en diversas zonas y, en especial, el caso de Paulo Alfonso en el Brasil.

1. Introducción

Constituye un lugar común hoy día afirmar que la energía es un elemento esencial del desarrollo, junto a otros factores importantes. Las disponibilidades de materias primas diversas, las condiciones climáticas y de suelos, los recursos de agua, el nivel educacional alcanzado por las poblaciones, la cantidad e intensidad en el uso del capital, son otros tantos requisitos que condicionan las posibilidades y velocidad del progreso económico de las naciones.

Numerosos estudios han comprobado una correlación evidente entre el consumo de energía y el producto nacional bruto. Aún en los países de más alto consumo de energía, se mantiene una fuerte tendencia al aumento. Así, según el estudio Resources for the Future Inc. (1), el incremento en el uso de energía por habitante en Estados Unidos entre 1955 y 1975 será de 33 por ciento.

Los nuevos métodos de producción industrial requieren formas de energía de manejo fácil, posibles de medir y controlar en su uso de modo simple. Aquellas que mejor cumplen con estas exigencias son las llamadas formas secundarias: electricidad, productos derivados del petróleo, coque, etc. De ahí deriva una acentuada tendencia al mayor consumo de estas formas de energía a partir de las fuentes primarias: carbón, petróleo bruto, gas natural, energía hidráulica, etc.

Se comprende que el aumento constante del consumo general y, en especial, de formas secundarias de energía más y más elaboradas exige una demanda considerable de capital. Así, en 1954, los 17 países integrantes de la Organización Europea de Cooperación Económica (OEEC) emplearon el 18 por ciento del total de sus inversiones, excluyendo sus programas habitacionales, en energía. Los desarrollos previstos por estos países hacen esperar que, en 1975, el 21 por ciento de la inversión de ese año, considerada en igual forma, irá al Sector Energía (2).

Estas cifras que parecen extraordinariamente altas, no están, sin embargo, muy lejos de lo que debería ser la realidad en América Latina. En efecto, de los estudios de la CEPAL (3) se puede deducir que en el conjunto de la América

/Latina, la

Latina, la inversión en el Sector Energía para el consumo interno, durante el período 1955-1965, será del orden del 10 por ciento en relación a la inversión bruta total incluida la inversión en viviendas. En el caso chileno, el Programa General de Desarrollo Económico para el decenio 1959-1968 (4) consulta una inversión en el Sector Energía que es el 13.6 por ciento de la inversión total descontado el programa de vivienda.

Frente a esta inversión considerable, es necesario constatar la relativa pequeña contribución directa del sector energía en la formación del Producto Nacional Bruto. Así, para el grupo de países de la OECE esta contribución sólo alcanza al 6 por ciento del PNB. (2). En Chile, se puede estimar que la proporción es casi exactamente la misma.

Las informaciones anteriores permiten situar el problema que se estudia en el presente trabajo dentro de su verdadera perspectiva. Tres son tal vez las observaciones principales que se desprenden de lo dicho: a) El problema de la Energía, por su naturaleza, es de aquellos que los economistas llaman estructurales. No debe por tanto depender de la coyuntura económica a corto plazo y no debería estar sometido a una política de alternativas diarias de acuerdo con las circunstancias del momento. b) Si un país desea progresar, cualesquiera que sea la forma que tome este progreso, el Sector Energía en conjunto debe crecer rápidamente en cantidad y calidad. c) La contribución directa del sector energía en el progreso del país, medida a través del Producto Nacional Bruto, no es importante; ella se hace sentir indirectamente a través de su influencia en el aumento de las demás actividades, de ahí la estrecha relación que debe existir entre los criterios de desarrollo del Sector Energía y los de los restantes sectores de la Economía.

2. Política de la Energía

La electricidad es una parte muy importante del Sector Energía. No tanto en cuanto a cantidad, puesto que del consumo mundial de energía en 1958, equivalente a 3 699 millones de toneladas de carbón, la electricidad contribuyó con $1.896,22 \times 10^9$ kWh que, de acuerdo con los criterios de equivalencia calórica adoptados por las Naciones Unidas, representan sólo 238 millones de toneladas de carbón equivalentes, o sea sólo un 6.5 por ciento del total (5). cifra que se eleva al 24.2 por ciento si se utiliza el procedimiento más lógico para medir la electricidad por el equivalente de combustible que sería necesario para generarla.

/En cambio,

En cambio, la verdadera importancia de la electricidad deriva de cuatro hechos fundamentales: a) su papel preponderante como fuente de energía mecánica, b) sus aplicaciones insustituibles tales como la electrónica y todos los usos derivados, la electroquímica, etc., c) la proporción creciente que toma en el abastecimiento energético mundial, d) la magnitud de las inversiones anuales que demanda su rápido crecimiento.

Respecto al primer punto se sabe que la mecanización, que es la manifestación más aparente en el progreso de los métodos productivos, se realiza, preponderantemente, a base de productos derivados del petróleo en las instalaciones móviles y de electricidad en las instalaciones fijas.

Las aplicaciones electrónicas requieren de la electricidad por definición; el consumo en cantidad no es importante, pero la difusión obligada de su uso hace indispensable disponer de esta forma de energía de modo cada vez más extendido. Asimismo, ciertos procesos electroquímicos son insustituibles por otros métodos con resultados equivalentes. En este caso, el consumo de electricidad puede ser muy considerable.

El consumo de electricidad aumenta a un ritmo considerablemente mayor que el consumo de energía en general. La cifra habitual de duplicación de la producción de electricidad una vez cada diez años puede aceptarse como representativa de la situación mundial. Más aún, pese a este considerable ritmo de crecimiento, no presenta síntoma alguno de saturación.

La violencia de este crecimiento sólo se puede satisfacer con un considerable volumen de inversiones, por lo que una parte esencial de las inversiones del Sector Energía se destina al rubro Electricidad. De la considerable inversión en el sector energía que harán los países de la OEEC durante el período 1955-1975, se calcula que el 72.2 por ciento irá a la producción de electricidad hidráulica, térmica y nuclear, a su transporte y distribución (2). De las estimaciones globales de inversión en el sector energía hechas por la CEPAL (3) para el decenio 1955-1965, en América Latina, el 57 por ciento debería invertirse en electricidad. Según las estimaciones realizadas en Venezuela, de las inversiones brutas necesarias hasta 1968 para atender las necesidades internas del sector energía, un 42 por ciento por lo menos deberá destinarse a electricidad (6). En el Plan Decenal Chileno de Desarrollo a

que se hizo referencia, anteriormente la electricidad representa, aproximadamente, el 65 por ciento del total de la inversión sectorial.

La importancia fundamental que tiene el disponer de energía en cantidad y calidad adecuadas, el volumen de inversiones que se requiere para alcanzar esta meta y el papel preponderante que representa la electricidad dentro del conjunto sectorial, crean una relación estrecha entre las ideas generales de desarrollo de un país, la política que se siga en el sector energía y los criterios económicos para la selección y desarrollo de centrales y de sistemas eléctricos.

La electricidad tiene dos aspectos que la relacionan en forma muy estrecha con el conjunto del sector energía y que condicionan en forma importante algunos de los criterios que interesa estudiar en el presente trabajo. Estos dos aspectos son: a) la posición competitiva de la electricidad con otras formas de energía en un cierto número importante de usos posibles, b) el hecho que la energía eléctrica puede ser generada a partir de cualquiera forma importante de energía primaria o secundaria.

En el primer aspecto pueden citarse numerosos ejemplos de competencia lógicamente posible, en las aplicaciones de calor doméstico la electricidad puede ser reemplazada alternativamente por el gas doméstico o el gas natural; para la calefacción en general deben tomarse en cuenta, además, el carbón, el petróleo combustible, y el kerosene. En el transporte urbano y ferroviario son altamente competitivos el petróleo diesel y la electricidad.

De las condiciones de abastecimiento de las distintas formas de energía y de las posiciones relativas de precios que existan entre ellas se desprende una cierta estructura del consumo de energía. Si esta estructura se ha deformado por el mantenimiento en el mercado, durante períodos más o menos largos de tiempo - algunos años en general - de condiciones artificiales tales como racionamiento de algunos tipos de energía, precios alterados hacia arriba o hacia abajo, políticas tributarias o subvenciones gubernamentales, tasas preferenciales de cambio, etc. estos factores deben pesarse cuidadosamente antes de definir cuales deben ser los criterios de selección de futuros desarrollos, a corto y largo plazo. En especial, a largo plazo debe preverse cual sería

/la situación

la situación si las condiciones artificiales tienden a desaparecer para poner a toda la economía en iguales términos de comparación. Esta conclusión, que es por cierto válida para todo el Sector Energía, tiene una importancia básica para la electricidad debido a la magnitud de sus inversiones.

Un ejemplo real ilustrará el problema que deseamos destacar. Desde el año 1940 hacia adelante y hasta los años más recientes, las principales regiones de Chile han estado sometidas a restricciones en su abastecimiento de energía eléctrica. Estas condiciones se hicieron particularmente agudas en la región central del país, la más densamente poblada y más desarrollada industrialmente, en especial durante el período 1946 a 1952. Sin embargo, las bajas tarifas eléctricas y la falta de limitaciones legales, permitieron el aumento considerable de la calefacción eléctrica doméstica, aún cuando en esa zona de Chile las condiciones de clima son tales que la calefacción sólo es necesaria durante 4 meses del año y durante algunas pocas horas diarias. De este modo, a pesar de la falta de energía para usos esenciales, la calefacción eléctrica creció en poco tiempo, estimulada por las bajas tarifas y el reducido costo de instalación, hasta representar más de un 15 por ciento de la demanda máxima.

Esta situación absurda fué corregida posteriormente, imponiendo primeras restricciones para el uso de la electricidad residencial en invierno y después, a través de una tarificación más racional que colocó el precio de la caloría eléctrica en su verdadero nivel. Pero es evidente que un consumo de las características del descrito tiene una influencia directa sobre el criterio de selección de la central generadora destinada a servirlo.

Más grave aún que el aspecto recién expuesto es el que se refiere a las energías primarias destinadas a producir la electricidad. Aún cuando el criterio primordial de hace 10 o más años de procurar producir la electricidad principalmente a base de fuentes primarias nacionales ha perdido importancia desde un punto de vista económico, sin embargo, problemas de seguridad del abastecimiento (la crisis de Suez es un ejemplo al respecto), condiciones derivadas del balance de pagos, consideraciones proteccionistas de riquezas o producciones internas existentes, son factores que tienen peso muy importante en las decisiones y pueden modificar sustancialmente las determinaciones que

/serían recomendables

serían recomendables atendiendo únicamente a consideraciones del costo económico. De ahí que los criterios que deciden entre dos fuentes generadoras de electricidad pueden corresponder a situaciones del sector energía de índole de política económica o social que es preciso examinar sobre todo desde el punto de vista de su permanencia.

Uno de los problemas más serios en las decisiones referentes a las fuentes primarias que deben utilizarse para producir electricidad está en el conocimiento de lo que puede suceder a plazo mediano o largo con dichas fuentes. Estos pronósticos son extremadamente difíciles de realizar, en particular en economía en desarrollo como las latinoamericanas, en las cuales las bases para una estimación del futuro y el conocimiento de las riquezas y reservas nacionales son muy inciertas.

Consideramos la situación del petróleo, que en pocos años ha tenido un cambio fundamental. Las reservas conocidas de petróleo representan ahora 50 años de consumo, contra sólo 20 antes de la guerra. Esta nueva situación ha influido poderosamente en el precio del petróleo y por lo tanto en su posición de competencia frente al carbón. En una previsión a plazo mediano es difícil estimar que el carbón pueda siquiera mantener su actual nivel de producción en Europa (7). Sin embargo, en el reciente estudio ya mencionado de Resources for the Future Inc. (1), al estimar la evolución de las diversas fuentes de energía primaria en Estados Unidos entre 1955 y 1975, se calcula que el carbón bituminoso debe aumentar su producción en un 75 por ciento. He aquí un ejemplo de como una misma situación general puede conducir a pronósticos extremadamente diferentes

Un ejemplo más violento aún es el caso del carbón chileno. Hasta hace muy pocos años atrás, Chile era netamente deficitario en su abastecimiento de carbón y debía importar una cuota de este combustible. Ello llevó a un programa de modernización y ampliación de sus principales minas en base a esta situación deficitaria real y a los estudios de demanda futura que se realizaron. En estas circunstancias, teniendo el país abundantes reservas de energía hidráulica, distribuidas en la mayor parte de su territorio e insuficiente producción de carbón y petróleo y careciendo de un balance de pagos equilibrado la alternativa de electricidad de generación térmica sólo podía plantearse

en lugares carentes de energía hidráulica (norte desértico) o como potencias de punta de invierno y reserva de muy baja generación de kWh. En no más de tres años las circunstancias han variado totalmente. Antes que la ampliación en curso de las minas de carbón se termine, el país se encuentra en plena sobreproducción de este combustible por disminución sustancial de la demanda.

Los estudios realizados conducen a reconocer que si bien esta reducción de la demanda es en parte derivada de una coyuntura momentánea desfavorable en parte no menos importante es la consecuencia de una política equivocada de precios en el sector energía y falta de competencia comercial en el mercado de combustible sostenidas durante muchos años.

En esas condiciones, uno de los consumos posibles para el exceso de producción sería la generación permanente de una cierta cuota de energía termoeléctrica. He aquí un ejemplo de cómo en un plazo sumamente corto, las previsiones hechas experimentan modificaciones radicales y de qué modo circunstancias ajenas al problema eléctrico pueden, sin embargo, influir los criterios de selección en los medios de generación más apropiados.

El caso chileno es una buena ilustración de como la falta de continuidad en la política de energía tiene una influencia fundamental en los resultados que pueden producirse. Así, en los últimos veinte años se puede observar que el carbón ha gozado de una protección oficial a través de un sistema de derechos de importación que gravan los productos derivados del petróleo. Sin embargo, hasta 1958 ha existido un sistema múltiple de cambios que ha significado bonificaciones evidentes para los productos importados con las tasas de cambio más bajas. El petróleo ha estado dentro de este grupo y por lo tanto el deseo consciente de protección al carbón ha sido contradicho por la importación de petróleo y sus derivados con cambios preferenciales. La situación sostenida durante un tiempo muy largo debía conducir fatalmente a una crisis del carbón, que se ha acentuado con la baja de precio del petróleo en el mercado mundial. Igualmente ha tenido marcada incidencia el sistema múltiple de cambios que ha existido en varios países latinoamericanos, que ha significado bonificaciones evidentes para los productos importados con las tasas de cambio más bajas, como ha sido el caso de los derivados del petróleo.

Una situación parecida a la descrita para Chile se presenta en el Perú que desde 1954 se ha transformado en importador de productos de petróleo,

por razones de precio. En efecto, la política ha sido de mantener el precio de los productos residuales del petróleo a un costo inferior al del mercado internacional, por lo cual, automáticamente, se ha bajado el precio de la caloría-carbón que debe competir dentro de un mercado tradicionalmente organizado para consumir combustibles líquidos.^{1/}

Los ejemplos anteriores nos parecen suficientemente representativos de la forma cómo las condiciones generales del Sector Energía influyen los criterios de selección de los nuevos medios de generación de electricidad. Repetimos, la Energía y su desarrollo son un problema estructural; sus inversiones son cuantiosas, lentas y de relativa pequeña flexibilidad. Por eso las decisiones que afectan al sector deberían ser cuidadosamente pesadas. De ahí la recomendación inicial sobre la necesidad de una Política de Energía. La interdependencia creciente de las diversas fuentes de energía hacen más urgente la conveniencia de entregar a una autoridad única la responsabilidad de formular dicha política en cada país; sin embargo, el caso más corriente hoy día en la mayoría de las naciones continúa siendo aquel en el cual las cuestiones relativas a los diversos recursos de energía son tratadas por distintos organismos administrativos sin relación entre ellos (10).

Esta política de la energía podría alcanzar hasta la programación del sector energía, como se recomienda en el estudio de las Naciones Unidas citado más arriba, pero debería por lo menos tomar en cuenta las siguientes ideas de orden general:

a) Debe considerar los recursos naturales propios del país y la proyección futura más acertada posible de sus necesidades generales de energía.

b) Debe tener continuidad suficiente para permitir el desarrollo de las grandes inversiones del sector.

c) Debe estar orientada a obtener el máximo de energía con el menor precio y la mayor seguridad (11).

^{1/} No tenemos informaciones últimas pero creemos que recientemente esta situación existente en el Perú ha tendido a corregirse (8) (9) .

Es evidente que en materia de política de energía hay dos aspectos esenciales sobre los cuales es bien difícil establecer principios válidos para todos los países. Estos se refieren a la libertad del mercado y al precio, ambos por cierto están en cierta forma ligados entre sí. La libertad del mercado se refleja por el principio de no discriminación de precios entre los compradores posibles de un mismo lugar y la libertad de éstos para escoger.

El riesgo del precio está en los factores de muy diversa índole que producen distorsiones. Por ejemplo, es un hecho reconocido que prácticamente en todos los países del mundo los impuestos recargan en forma apreciable el precio de los combustibles líquidos en comparación del carbón. Otro elemento de distorsión es el que resulta de la importación de determinadas formas de energía que a veces se ven beneficiadas o entorpecidas con relaciones de cambio especiales, derechos de aduana u otras condiciones de internación artificiales. Entre estas últimas, se puede señalar la fijación de contingentes, caso relativamente frecuente en países de balances de pago corrientemente deficitarios.

Muchas de las distorsiones señaladas -- seguramente hay otras -- son inevitables o necesarias. Lo importante es reconocerlas y establecer su validez en función de la Política de Energía que se desee desarrollar para evitar que ellas sean alteradas por razones ajenas a la finalidad que con ellas se persigue. Establecer impuestos sobre ciertas formas de energía y permitir las variaciones de sus tasas simplemente por exigencias de mayores recursos financieros para el Fisco puede destruir totalmente la Política de Energía que se persigue. Igual cosa puede suceder, y ha sucedido con frecuencia, a través de autorizar importaciones de combustibles con cambios preferenciales o por el empleo de otras formas indirectas de subvención cuyo costo y afecto es muy difícil de prever.

Será indispensable, en consecuencia, al tomar decisiones sobre soluciones alternativas en materia de Electricidad, examinar hasta qué punto estas decisiones están influenciadas por medidas de carácter duradero establecidas en función de una política coherente en materia de Energía o, por el contrario, corresponden a distorsiones momentáneas, que deforman los criterios reales y no tienen permanencia para ser consideradas en las determinaciones que se adoptan.

3. Algunos factores especiales que influyen sobre los criterios económicos en materias eléctricas

En los capítulos anteriores se ha llamado la atención hacia dos grupos de consideraciones que si bien no pertenecen específicamente al campo materia del presente estudio, tienen sin embargo, influencia decisiva en algunos de los criterios económicos que guían la selección y desarrollo de sistemas eléctricos.

En primer término se ha recordado que el desarrollo del servicio eléctrico guarda estrecha relación con el resto de las actividades de un país o de una región. En segundo término se ha señalado la estrecha interdependencia existente dentro del Sector Energía entre la Electricidad, que es sólo una relativa pequeña fracción, cuantitativamente hablando, y las restantes fuentes energéticas. Serán las condiciones relativas de precios, cantidad y calidad a que pueda obtener ahora y en el futuro inmediato las diversas formas de energía y los aparatos para utilizarla, las que inducirán al consumidor hacia una elección determinada. A su vez, los criterios para decidir sobre tipo y ubicación de centrales generadoras dependerán igualmente de las posibilidades actuales y futuras que ofrezcan los diversos recursos primarios existentes tanto en precio como en cantidad y seguridad de aprovechamiento. Como el consumo de electricidad y su producción dependen de lo que sucede en el resto del Sector Energía, los criterios económicos que se utilicen en las decisiones en cuanto a centrales generadoras y desarrollo de sistemas lógicamente también serán función de la Política de Energía y de su permanencia.

En el presente capítulo se desea destacar un grupo de condiciones que se refieren directamente al problema si bien no son exclusivas de éste.

El análisis económico, en general, persigue obtener que los recursos disponibles, sean estos humanos, financieros o naturales, se empleen de modo que produzcan el máximo de beneficios. Es lo que en algunos casos se ha llamado la Eficiencia Económica definida como "una situación en la cual los recursos productivos están asignados de tal modo entre diversos usos alternativos que cualquier modificación del modelo aceptado no puede mejorar la posición particular de uno y dejar todos los demás usos tan bien como anteriormente" (12).

/El problema

El problema realmente difícil está en definir y medir los beneficios que se producen con diversos proyectos alternativos, particularmente cuando éstos son de naturaleza diferente, para producir bienes o servicios distintos en áreas diversas.

En el caso de la Electricidad, el hecho que el programa de desarrollo implica inversiones cuantiosas a largo plazo y cuyos beneficios deben proyectarse por períodos de tiempo que fluctúan entre 30 y 65 años, según el carácter de las obras y hace aún más difícil la medida de estos beneficios.

a) Propiedad del Servicio Eléctrico.

Los criterios con los cuales se miden estos beneficios dependen de muchas circunstancias muy particulares. Entre ellas queremos, en primer término, señalar la propiedad del negocio eléctrico. Esta puede ser privada o pública. Después de la guerra, la tendencia hacia la nacionalización de los servicios eléctricos se ha acentuado en todas las regiones del mundo. Latinoamérica no escapa, por cierto, a este movimiento general, hecho de todos conocidos. Ahora bien, existe una diferencia fundamental en los criterios para medir los beneficios de un mismo proyecto cuando éste es de propiedad privada o pública. Por lo tanto este hecho debe estar presente en cualquier evaluación.

¿En qué consiste la principal diferencia? Dicho en los términos del Manual de Proyectos de las Naciones Unidas: "El empresario privado juzga los méritos de un proyecto esencialmente en términos de las utilidades que produciría y ese es, en consecuencia, el rubro del cual le interesa lograr un máximo. Por otra parte, todos los recursos que pondría en juego para obtener estas utilidades los reduce al común denominador de unidades de capital, rubro que le interesa reducir al mínimo compatible con los requisitos del proyecto. El criterio básico para el empresario privado es, pues, obtener el máximo de utilidades por unidad de capital empleado en el proyecto" (13). No hay nada de equivocado en este criterio pues si bien la empresa tiene otras responsabilidades sociales, la primera y esencial para que pueda subsistir en un mundo competitivo es aquella de satisfacer en la mejor forma posible el objetivo económico-financiero para el cual ella fué creada.

Por el contrario, en los proyectos que se originan en el Sector Público, los efectos favorables o adversos que puedan derivarse de su realización y operación tienen importancia básica, estén ellos directamente ligados al proyecto o no.

Mientras el empresario privado está obligado a considerar todo y sólo aquello que afecta las cifras de su balance, la empresa de propiedad pública puede y debe considerar los efectos sociales que se derivan de sus inversiones. Algunas veces se les designa como los "efectos indirectos"; cuantificar éstos y determinar su extensión "hacia atrás" y "hacia adelante", es decir, hacia los insumos y hacia el destino de los bienes y servicios producidos es una tarea muy difícil pero necesaria de abordar.

Algunos casos concretos contribuirán a aclarar los puntos de vista sustentados. Si se está estudiando una central térmica cuya ejecución implica la decisión entre dos combustibles, fuel oil y carbón, por ejemplo, el empresario privado resolverá por aquél que signifique, en último término, la mayor rentabilidad para su capital. Sin embargo, la empresa pública deberá dar particularmente consideración a otros factores como es la economía de divisas que puede representar uno de los combustibles, pues las divisas así economizadas permitirán a la colectividad hacer utilidades en otros rubros derivados de un mejor uso de ellas en otras importaciones. El factor ocupacional en las minas de carbón, el mantener estas minas en un nivel mínimo de producción, etc. son efectos indirectos "hacia atrás" que pueden tener un valor considerable desde el punto de vista social y orientar la decisión en la elección del combustible en una dirección diferente a aquella que se mide exclusivamente por una decisión de máxima utilidad de la central térmica.

Es frecuente en las empresas de propiedad pública la decisión de suministrar servicio en áreas en las cuales es fácil determinar que éste no puede producir la rentabilidad normal del capital. La razón para ello está en los beneficios de orden social que se pueden alcanzar por la sola disponibilidad de electricidad, beneficios que lógicamente no son un estímulo suficiente para el empresario privado y que éste no puede considerar en sus criterios de decisión.

b) Rentabilidad y coste económico del dinero

De todos modos, que el negocio eléctrico sea de propiedad pública o privada, la elección de alternativas entre diferentes proyectos obliga a comparar los beneficios directos o indirectos que se obtienen. Estos beneficios, en particular en el caso de los indirectos, pueden ser de distinta naturaleza y deben traducirse a una medida común para poderlos adicionar y comparar con las inversiones comprometidas en el proyecto. Esta cuantificación de los beneficios será más necesaria aún, si se trata de resolver, dentro del sector público, entre la ejecución de un desarrollo eléctrico y un problema de naturaleza diferente, por ejemplo, un camino o un proyecto de regadío.

No se trata aquí de discutir los criterios de evaluación que serán tema de detenido examen más adelante, sólo se desea señalar que los proyectos de desarrollo eléctrico requieren inversiones muy cuantiosas en relación al precio del servicio producido o al valor agregado de éste. De ahí que el coste del dinero en cualquier sistema de comparación de diferentes alternativas tiene una importancia fundamental para decidir cuál de ellas es la más favorable.

Por ejemplo, en el caso del desarrollo del Hells Canyon, en los Estados Unidos, los estudios realizados en aquella oportunidad demostraban que si el interés del dinero era de 2.5 por ciento (tasa usada por la autoridad federal para el análisis económico de desarrollo de hoyas hidrográficas), la solución de tranque único resultaba más favorable que la de tres tranques aceptada finalmente. Sin embargo, si la comparación se hacía con un interés de 5.5 por ciento que se estimaba correspondía al "costo de oportunidad" ^{2/} del capital en Estados Unidos (en la fecha del estudio), resultaba más favorable la solución de tres tranques (12).

En el caso del Servicio Eléctrico, si la Empresa es de propiedad privada, el costo del dinero comprometido en la inversión es en general relativamente fácil de determinar. En la gran mayoría de los casos, las tarifas de venta de esta energía están reguladas y controladas por organismos oficiales. Estas

^{2/} Los economistas designan por "costo oportunidad" de un "recurso requerido por un proyecto el valor - imputable a este recurso - de los que se dejaría de producir en otra actividad en la que se le podría utilizar y de la que se le sustraería para emplearlo en el proyecto" (13).

reglamentaciones normalmente estipulan una rentabilidad máxima sobre el valor actual de la inversión. Si es éste el caso, el empresario privado deberá estudiar cuál de las alternativas a su alcance le permite satisfacer el servicio en mejor forma. Si la rentabilidad máxima legal fijada a las inversiones es inferior al interés que normalmente obtienen los capitales en el mercado privado en el cual el concesionario gestiona sus recursos, las inversiones sólo podrán llevarse adelante si consigue financiar una parte de ellas con créditos a tasas de interés menores que la rentabilidad fijada para calcular las tarifas.

La Empresa de propiedad pública se financiará en gran proporción con capital público nacional, sea directamente a través del presupuesto fiscal o municipal, sea con empréstitos colocados con la garantía de los organismos públicos, sea con tributos especialmente asignados al desarrollo eléctrico. El costo de este dinero es siempre bastante menor que el de aquel que se encuentra disponible en el mercado privado de capitales, lo que se explica fácilmente si se piensa que el capital privado requiere un estímulo directo en sus decisiones de inversión que no existe en el caso del capital público. Así, en Estados Unidos, la Federal Power Commission calcula como costo del dinero en los proyectos hidroeléctricos con financiamiento privado el 6.75 por ciento y con financiamiento federal sólo 2.625 por ciento.^{3/}

Uno de los casos más frecuentes en el estudio de alternativas de centrales generadoras, donde el interés del capital juega un papel decisivo es en la comparación de centrales térmicas con centrales hidroeléctricas. Si la tasa de interés con la cual se calculan las inversiones es excesivamente baja resultará favorecida en la comparación la central hidroeléctrica; lo inverso sucederá si la tasa es alta. ¿Cuál sería la tasa apropiada para evitar que una demasiado baja estimación del costo del capital público nacional conduzca a un derroche de éste en proyectos excesivamente intensivos de capital? Ya se ha mencionado el concepto de "costo de oportunidad", pero la determinación de este es bastante difícil sobre todo si se limita al estudio de usos alternativos del dinero en el sector público, muchos de cuyos proyectos producen principalmente beneficios indirectos bastante difíciles de cuantificar. Si

^{3/} Datos del trabajo del señor Frank L. Weaver presentado al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica (14).

el "costo de oportunidad" se investiga en toda la gama posible de proyectos se llegará a determinar una tasa de interés análoga a la tasa de interés de las inversiones del sector privado, resultado que no parece lógico si aceptamos que el capital público no busca los mismos estímulos del capital privado.

Por cierto la empresa de propiedad pública está sometida a las mismas reglamentaciones tarifarias que la empresa privada y, por lo tanto, un criterio de comparación de alternativas puede basarse en la rentabilidad estipulada en dichas reglamentaciones. Esta tasa de interés tampoco refleja un valor real del capital pero, en cierta forma, indica un criterio de valoración establecido por un acto deliberado de la autoridad.

Frente a todas estas variantes posibles, que van desde una tasa mínima, que sería el precio a que la empresa puede recibir el capital público nacional, hasta un máximo que sería el costo del dinero en el mercado privado de capitales,^{4/} se sugiere examinar el problema con diversas tasas, la más alta de las cuales sería intermedia entre la rentabilidad legal y el costo del dinero en el mercado privado de capitales.

Un caso que se produce con frecuencia es la elección entre alternativas de solución propuestas por entidades de propiedad pública y privada para desarrollos eléctricos competitivos. En estos casos, no sólo entra en juego el problema del costo del dinero sino, además, se debe considerar todos los factores que de algún modo significan subsidios para la empresa de propiedad pública. En Estados Unidos, por ejemplo, en un proyecto hidroeléctrico, los impuestos federales y estatales anuales que debe pagar una empresa privada, y de las cuales está generalmente exenta la inversión federal, representan alrededor del 6 por ciento del monto de dicha inversión (14).

Una última observación. Ya se ha señalado que la inversión eléctrica requiere un período de varios años entre el momento que se decide y su puesta en servicio y, además, su vida útil es generalmente de muchos años. Al resolver entre varias alternativas, la elección no se hace en base a la solución

^{4/} No se trata del interés bancario sino de la rentabilidad que normalmente obtienen las inversiones seguras del sector privado.

más favorable en el momento inicial sino en un período de tiempo determinado, durante el cual las entradas y los gastos van a ser variables, pero previsibles dentro de la justificación de cada alternativa. Para poder comparar las diferentes situaciones existen diversos métodos, siendo posiblemente el más aceptado hoy día el de los "valores presentes" que consiste simplemente en reducir cualquier cantidad, entrada o gasto del año n , al momento presente elegido como origen de los tiempos dividiendo dicha cantidad por $(1 + i)^n$. En esta expresión i representa, en tantos por uno, precisamente el costo del dinero. Ahora bien, en un período largo de tiempo, supuesto condiciones de estabilidad económica y desarrollo general de un país, parece posible afirmar que la tasa de interés de los altos niveles que tiene actualmente en América Latina debe tender a bajar. Como es muy difícil prever razonablemente costos futuros del dinero, se recomienda no subir exageradamente la tasa utilizada.

c) Tarifas

El negocio eléctrico, por su naturaleza, es de monopolio y, por lo tanto, sometido a las limitaciones de la autoridad superior. Las reglamentaciones de tarifas fijan los precios del mercado y por lo tanto no se cumplen las condiciones de competencia que conducirían al valor real del servicio suministrado. Para el empresario eléctrico público o privado, ésta es una realidad que debe entrar en su criterio de decisión.

La vida útil considerable de las inversiones que hace que ellas estén sometidas a situaciones inflacionarias, variaciones de tasas de cambio, coyunturas económicas diversas, etc. hacen particularmente complicado fijar una rentabilidad justa a las inversiones existentes en un momento dado y determinar las tasas correctas de depreciación.

Las Economías latinoamericanas en su mayoría han estado sometidas a fuertes desvalorizaciones monetarias. Por otro lado, la generalidad de las reglamentaciones tarifarias, hasta hace algunos años, establecían una rentabilidad de la inversión según su costo "Original o Histórico",^{5/} De este modo, la

^{5/} Ver (15); muchas reglamentaciones han cambiado posteriormente.

retribución del capital en términos reales sufría un fuerte castigo. ¿De qué modo ha influido esta situación en el criterio del empresario? Frente a la obligación de satisfacer la demanda creciente de servicio eléctrico, estimulada aún más por un precio artificialmente bajo, ha buscado las soluciones que le signifiquen la menor inversión aún cuando no sean las de costo mínimo; este criterio se ve favorecido aún más por el hecho que los reglamentos tarifarios generalmente reconocen el costo efectivo anual de operación o incluyen cláusulas de reajuste de tarifas por alza de combustibles, salarios y otros ítem. En otros términos, una legislación tarifaria como la descrita favorece, sin duda, la elección de centrales térmicas comparada con las alternativas hidroeléctricas.

Un aspecto también generalmente reglamentado y que influye sustancialmente en los criterios de decisión de soluciones es el referente a la depreciación. La depreciación máxima autorizada, la fórmula de cálculo (lineal o acumulativa), el reajuste de ella en relación al costo histórico, etc. son todos factores que pesen sustancialmente en cualquier selección de alternativas. Más aún, siendo la depreciación un gasto no sujeto a impuesto de utilidades, la discrepancia frecuente entre los reglamentos tarifarios y las leyes tributarias sobre la forma de calcularla también tiene influencia en el criterio de decisión.

Tanto los organismos privados como los públicos o mixtos deben perseguir una política financiera sana y, por lo tanto, tienen la obligación de no influenciar sus decisiones de inversión por condiciones creadas en forma artificial por disposiciones legales establecidas para situaciones distintas de la realidad del momento. Siempre debe estar presente el concepto que la inversión eléctrica es a largo plazo y que, de algún modo, la situación artificial tendrá que ser corregida en algún momento posterior.

De todos modos, si el objetivo original de las tarifas es producir ingresos suficientes para cubrir los gastos de operación y rentar el capital, tienen sin embargo, una gran influencia en el desarrollo de los sistemas eléctricos, en las características de éste, etc. Es importante considerar que el sistema de tarifas, en el cual el empresario recibe un porcentaje predeterminado de rentabilidad sobre su inversión, no constituye un buen

/estímulo para

estímulo para instalar las centrales que puedan producir la energía a menor costo sino aquéllas que tengan la menor inversión, pues en último término el gasto de operación alto lo pagará de todos modos el consumidor. En esta situación real y peligrosa que debe llevar a meditación para buscar sistemas tarifarios que estimulen al empresario a realizar inversiones mayores, pero que signifiquen un menor costo y precio para la energía. El tema es de gran importancia y tiene influencia considerable en la política de inversiones de una empresa privada.

El consumo de energía eléctrica tiene una particularidad que no es común a la mayoría de los bienes que se utilizan. En efecto, ya señalamos que lo que el consumidor desea usar es luz, energía mecánica o calor. Para obtener estos productos requiere simultáneamente la electricidad y un aparato apropiado para transformar dicha energía en el bien utilizable deseado. A veces, el mayor o menor consumo de electricidad será función sólo del precio del aparato consumidor como es el caso de la mayoría de los artefactos domésticos, tales como radio, secadores de pelo, máquinas lavadoras, refrigeradores, etc.; las investigaciones de mercado han demostrado fehacientemente que la tarifa eléctrica no tiene influencia sobre el uso de estos artefactos. (16). En otros casos, por el contrario, tales como el alumbrado doméstico, la cocción de alimentos, el uso de pequeños motores eléctricos en trabajos varios agrícolas, etc., el precio de la energía es justamente determinante del consumo más intenso.

La preocupación por los estudios sobre la "elasticidad de la demanda eléctrica" es bastante antigua. En Francia, una de las investigaciones más completas fué llevada a cabo en 1934 por M. Genissieu. Ella demostró que el consumo doméstico era menos elástico que el de fuerza motriz, pero ambos eran bastante sensibles al precio (17). Investigaciones análogas, se han realizado en otros países de Europa y Estados Unidos y han demostrado que la elasticidad es importante y que la política de precios tiene una influencia definida sobre

el consumo.^{6/} De desear sería que en algunos países de América Latina, en condiciones de desarrollo, de mercado, de rentas, de educación y hábitos de consumo y ahorro totalmente diferentes, se pudieran realizar algunas de estas investigaciones que tienen influencia directa sobre la previsión del consumo, la política tarifaria más conveniente y los criterios de selección y diseño de futuros proyectos eléctricos.

d) Otras consideraciones que influyen sobre los criterios de decisión

Finalmente, es conveniente tener presente otro tipo de consideraciones que fijan criterios de selección y desarrollo de sistemas eléctricos que, si bien constituyen criterios económicos, son, estrictamente hablando, ajenos a los métodos habituales de comparación entre varias alternativas de instalaciones eléctricas para satisfacer determinadas exigencias del consumo. Entre estas condiciones mencionaremos las siguientes:

1) Escasez de medios financieros. Es el caso, en el cual, si bien los métodos de evaluación elegidos indican como solución más apropiada una determinada alternativa, sin embargo, la falta de suficientes recursos financieros inmediatos obliga a la elección de otra alternativa de menor inversión.

Un ejemplo de este tipo de decisiones se encuentra en el informe presentado al Gobierno Argentino por las firmas que lo han asesorado en el problema eléctrico (20). Al estudiar la solución hidroeléctrica de Salto Grande, en comparación con una central térmica nueva, se establece que aquella es la más favorable pero no se considera recomendable su realización por exigir una mayor inversión de 100 millones de dólares.

12) Urgencia de una solución. Es perfectamente concebible que una solución de mayor plazo de ejecución resulte económicamente más favorable, aún cuando se consideren los intereses intercalarios durante la construcción y se tomen

6/ Una investigación muy completa se realizó hace algunos años en las ciudades alemanas de Karlsruhe y Tréveris (18). Actualmente y desde 1957 está en curso una gran experiencia en Francia, llamada de "Trois Villes" (las ciudades de Avignon, Boulogne sur Seine y Orleans). Los resultados preliminares alcanzados demuestran, entre otras cosas, un notable desplazamiento de los consumos hacia las horas vacías, 37 por ciento de aumento contra sólo 14 por ciento en la demanda máxima. Este resultado se ha alcanzado por una política comercial directa y por el establecimiento de tarifas binomias especiales (19).

debidamente en consideración los beneficios directos que se obtengan de la alternativa de menor plazo mientras la otra todavía está en ejecución. Sin embargo, a pesar de ser la solución más ventajosa, consideraciones de urgencia de la energía pueden llevar a adoptar la alternativa de menor plazo de ejecución.

Este criterio puede tener relativo poco valor para una empresa privada, pero es de indudable importancia para una empresa pública en cuya decisión tienen peso considerable los beneficios indirectos que se derivan para la colectividad por el hecho de disponer de energía.^{7/}

En Rusia, por ejemplo, al hacer la comparación entre dos alternativas de plantas generadoras de diferentes plazos de ejecución se influye a favor de la de menor plazo el costo total de la producción faltante durante todos los meses de retardo de la solución de más largo plazo (21). Los estudios realizados en Chile durante los años de mayores racionamientos eléctricos (1946-1947) demostraron que las pérdidas de producción sufridas por las Industrias para las cuales había mercado consumidor representaban el costo equivalente de las inversiones necesarias para eliminar el racionamiento (22). Este ejemplo demuestra hasta qué punto la debida ponderación de los beneficios indirectos pueden ser razón suficiente para elegir soluciones de menor plazo de ejecución.

iii) Economía de divisas. Se hace mención especial de esta condición por la frecuencia con que este factor ha sido utilizado como preponderante en la decisión de diversos tipos de proyectos en los países latinoamericanos con balances de pago desequilibrados.

Las alternativas más económicas pueden exigir mayores inversiones en moneda extranjera o el empleo de combustibles importados que significan consumo anual de divisas. Razones de orden completamente ajeno al problema eléctrico mismo pueden, por lo tanto, obligar a decisiones distintas que aquellas que resultan de los estudios económicos.

Podrían enumerarse otras condiciones especiales como las mencionadas más arriba. Sólo se ha querido destacar con algunos ejemplos la existencia de esta clase de factores, que ciertamente, dependen de muchas circunstancias locales y particulares de cada caso y que pueden influir las decisiones de modo distinto que los criterios de valorización, que se estudian más adelante.

^{7/} En el hecho y, si bien el informe sobre estas materias no lo señala, una de las razones básicas de preferencia de las soluciones térmicas sobre Salto Grande es el período de ocho años que se estima como necesario para el estudio y ejecución de las obras hidroeléctricas.

4. Criterios de prioridad

Antes de entrar al examen de los criterios de evaluación que permiten decidir sobre alternativas técnicamente equivalentes para satisfacer las necesidades de servicio eléctrico, parece conveniente discutir cuales podrían ser algunas pautas para juzgar prioridad en el desarrollo de este servicio.

En América Latina el desarrollo de los sistemas eléctricos se aborda con por lo menos tres escaseces básicas: insuficiencia de información confiable, escasez de elemento humano técnicamente preparado, estrechez de recursos financieros. En consecuencia, no parece posible resolver simultáneamente todos los problemas actuales, tales como la falta absoluta de servicio eléctrico en algunas áreas y la insuficiencia del suministro en otras, combinado todo esto con una elevada tasa de crecimiento y una relativa fuerte elasticidad de la demanda debido precisamente al bajo consumo per capita. Es, por lo tanto, necesario fijar cierta prelación al desarrollo eléctrico mismo, prelación cuya justificación no se basa sobre los mismos criterios que aquellos que permiten decidir, por ejemplo, entre dos soluciones alternativas de centrales generadoras para producir cantidades equivalentes de energía en una misma área.

Es fácil reconocer de inmediato que el problema recién planteado no tiene el mismo carácter para una empresa privada y para una empresa pública, en particular si esta última es regional o, aún más, si es a escala nacional. La empresa privada, en general, es concesionaria del servicio dentro de un área geográfica bien definida y si ya ha adquirido un cierto desarrollo, sus problemas de información y del personal han alcanzado un cierto grado de solución, función del tamaño y antigüedad de la empresa y de la eficiencia de su administración. La estrechez de sus recursos financieros frente a las exigencias del servicio, para ella no tienen más respuesta que invertir esos recursos en aquellas instalaciones que mejor rentabilidad le produzcan directamente. La prioridad quedará así establecida por el mismo criterio que en general orientará todas sus decisiones de inversión. La única solución lógica para las restricciones de carácter financiero, es crear los estímulos suficientes al capital privado para que éste acuda en cantidad suficiente y permita eliminarlas.

El problema de las prioridades es de mucho mayor trascendencia para las empresas nacionales que deben distribuir recursos escasos en muchas áreas que poseen condiciones distintas de desarrollo y economías en expansión en forma y grado diferentes.

Para resolver este problema se requiere, en primer término, algo que ya se dijo era escaso, la información básica. Esta es de doble índole: a) necesidades actuales y futuras de energía eléctrica, b) recursos naturales de que se dispone para producir esta energía.

/Ninguno de

Ninguno de estos temas referentes a la información básica corresponden al presente trabajo.^{8/} Sin embargo, para los efectos que interesa aquí, es conveniente llamar la atención sobre algunos aspectos especiales. En materia de previsión de energía se entiende desde luego que se requiere un conocimiento por separado de las necesidades en las distintas áreas de abastecimiento, aún cuando ellas estén interconectadas, pues la interconexión, en sí, no implica que las condiciones de suministro sean las mismas en todo el sistema interconectado.

Es difícil estimar las necesidades globales de energía eléctrica de un país nuevo, cuando no existe ni una estadística anterior confiable, ni índices económicos con los cuales puedan establecerse correlaciones apropiadas, ni un conocimiento acertado de los recursos naturales y de las nuevas actividades productoras que puedan desarrollarse en un futuro prudente. Esta inseguridad en el pronóstico de conjunto se acentúa mucho más cuando se trata de estudios regionales y cuando se persigue una determinación del consumo futuro por categorías de consumidores, como es conveniente en el caso de los criterios de prioridad. Al restringirse los mercados sometidos a estimaciones futuras, éstos se hacen naturalmente mucho más sensibles a los errores que en estas materias están sujetos a las leyes de probabilidad.

Es evidente que la validez de los resultados de previsiones globales y sectoriales no dependen tanto de los métodos de estimación elegidos, sobre los cuales existe ya bastante experiencia, sino de la calidad de los datos que es posible obtener para preparar estos pronósticos. Los métodos utilizados y los resultados alcanzados son función del mayor o menor desarrollo industrial del país o de la región estudiada, del grado de control del Estado sobre la economía general y del espacio de tiempo cubierto por el pronóstico. En todo caso y para los resultados que se persiguen en el presente estudio, es conveniente que la previsión no sólo refleje una tendencia sino, además, tome en cuenta las variaciones accidentales que

^{8/} El Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica consulta dos temas especiales al respecto: bajo los títulos a) Problemas en la determinación de necesidades y precisión de la demanda de energía eléctrica, b) Problemas de la evaluación económica de los recursos primarios indígenas para generar energía eléctrica.

puedan alterar la previsión hecha entre límites máximo y mínimo. Todo lo anterior comprueba la necesidad de una mejoría sustancial en los sistemas estadísticos y de investigación de mercado que son indispensables para alcanzar resultados en las previsiones que sirvan en la planificación de los sistemas eléctricos.^{9/} Si importante es la información básica para poder establecer una buena previsión de las demandas futuras de electricidad, más necesario aún es el conocimiento de los recursos naturales disponibles para satisfacer la demanda prevista. Las Naciones Unidas, destacando con énfasis la urgencia de estos estudios dice: "La escasez de datos sobre los recursos energéticos locales impide a menudo el aprovechamiento de la energía y puede, a la vez, dar lugar a inversiones desacertadas. La explotación de la energía hidráulica y la extracción de combustibles requiere un gran número de años de trabajos preparatorios y, si el estudio de estos recursos no se inicia pronto, su utilización puede quedar retrasada durante muchos años." (24)

Conocemos más de un caso en que la decisión de desarrollar el servicio eléctrico de una zona con prioridad a otra estuvo en parte fundamental basado en el mejor conocimiento de la información básica de consumos y de recursos.^{10/} La elección de una central generadora con preferencia a otras posibilidades se apoya también frecuentemente en el mejor conocimiento de su información básica.

Por ejemplo, la Central Sauzal, en Chile tuvo prioridad en la ejecución sobre otros desarrollos de igual tamaño realizados posteriormente, por su muy superior información básica. Ya se ha señalado la posible influencia subjetiva que han tenido los plazos de estudio en la postergación de la central hidroeléctrica de Salto Grande, en Argentina. En el

^{9/} Ejemplos de previsión y métodos pueden encontrarse en muchos trabajos presentados a la 5a. Conferencia Mundial de la Energía, Viena, 1956. Ver el informe general sobre este tema (23) y también (13) y (14).

^{10/} En cierta forma fue uno de los factores que influyó en la decisión de la ENDESA (Chile) para desarrollar primero el Sistema Pilmaiquén con prioridad sobre otros de mayor urgencia económica.

plan de electrificación preparado en Venezuela se destaca la importancia de la información básica y la inseguridad que la falta de ella introduce en las recomendaciones de prioridad. Al resumir las recomendaciones más inmediatas se destaca: "Las indeterminaciones muy importantes que existen aún - especialmente en lo que se refiere a la producción hidráulica - podrán obviarse gracias a estudios que deberán efectuarse lo más pronto posible; dichos estudios permitirán establecer el catálogo de los aprovechamientos realizables en Venezuela y escoger, en el momento oportuno, los que cualitativa y cuantitativamente serán más aptos para satisfacer las necesidades de energía convenientemente analizadas del sistema de la CADAFE." (25)

El caso es bastante general. "Costa Rica ha debido enfrentarse a un problema común a la mayor parte de nuestros países, en los que existen necesidades a las cuales debe dársele solución inmediata desarrollando proyectos de utilización de los recursos hidráulicos, pero que, sin embargo, no cuentan con la información básica amplia para hacer el mejor y más confiable uso del recurso." (26)

La necesidad de mejorar sustancialmente la información básica significa la obligación de destinar una parte del personal técnico escaso a esta función con lo cual se acentúa la insuficiencia de personal para el estudio de muchas alternativas para la elección de la solución más acertada en el desarrollo de centrales y sistemas eléctricos. Es esta una dificultad práctica que será conveniente tener presente en el momento de examinar los criterios de evaluación.

Si bien la información básica es necesaria para fijar adecuados criterios de prioridad en el desarrollo de sistemas eléctricos y precisamente la mayor o menor información constituye en el hecho uno de estos criterios, el factor principal que obliga a escoger un determinado orden de preferencia es la insuficiencia de los recursos financieros.

Puede suceder que se trate de un país o de una región donde las actividades económicas en general están sometidas en mayor o menor detalle a la decisión de la autoridad pública o a la ejecución de planes económicos. En este caso, la determinación de prioridades es simultánea

/con la

con la asignación de recursos financieros y de otro orden para todos los proyectos económicos y, en la línea gruesa, la empresa eléctrica misma sólo debe satisfacer la entrega de servicio eléctrico en la forma establecida por estudios de un orden más general.

El problema del desarrollo del sistema eléctrico de una región queda en ese caso limitado a elegir las alternativas de solución que mejor cumplan con las metas exigidas por el plan y que puedan realizarse con los medios materiales, humanos y financieros asignados. La fijación de prioridades en el desarrollo de diversas áreas, en la atención de determinados consumos con preferencia a otros, etc., escapa del plano de decisiones a nivel de la empresa eléctrica, a la cual en esta materia sólo le corresponde resolver en aspectos menores.

El caso más frecuente en América Latina tiende a ser el de empresas públicas a las cuales se les entrega la responsabilidad del problema eléctrico en el ámbito nacional o en una región y cuyos planes de desarrollo requieren aprobación periódica de la autoridad superior. Las prioridades, en este caso, en cierta forma se fijan en el plano de la Empresa, pero de acuerdo con directivas o criterios que han sido aprobados al más alto nivel de dependencia de la Empresa que los Estatutos o la ley establezcan.

Un ejemplo bastante típico de lo que sucede al respecto puede ser el de Gran Bretaña. El actual organismo superior inglés es el Central Electricity Authority,^{11/} heredero de una larga tradición de servicio nacionalizado al cual se ha llegado por etapas progresivas.

En un estudio^{12/} sobre la efectividad del control que el Gobierno pueda ejercer sobre las decisiones de este organismo, se dice: "El

^{11/} En realidad, el Central Electricity Authority constituye el organismo superior del servicio público de Inglaterra y Gales (90 por ciento del total). Existen organismos similares en Escocia e Irlanda del Norte y algunos pequeños concesionarios privados (27) Esta Autoridad ha sido reemplazada posteriormente por un Electricity Council.

^{12/} En Gran Bretaña, el Gobierno ejerce el control en estas materias a través del Minister of Power (27). También existe el control del Parlamento a través de la presentación periódica de un White Paper sobre el financiamiento de las inversiones de los servicios nacionalizados y de algunos otros organismos públicos. (28) /control puede

control puede ser de dos especies, cuantitativo y cualitativo - es decir, control del monto de las inversiones de capital y control de su naturaleza" y, después de observar que en cuanto a las inversiones sólo es posible un control a corto plazo puesto que éstas dependen de las exigencias del consumo, continúa: "En cuanto al control cualitativo, el Gobierno está naturalmente preocupado de ver que las decisiones de política superior tales como la proporción de las inversiones en centrales convencionales y nucleares, en equipos que quemén carbón o petróleo combustible y en centrales térmicas e hidráulicas sean en el mejor interés nacional. Pero las decisiones están de tal modo determinadas por razones económicas o técnicas que el margen para la resolución del profano es relativamente muy pequeño." (28) En otras palabras, la verdadera responsabilidad de decisión está de todos modos en el organismo más directamente encargado de la electrificación.

A veces estos criterios de prioridad se encuentran formulados de modo explícito. Por ejemplo, en el caso de Costa Rica "la obra del ICE se ha apartado del concepto limitado de llevar simplemente sus servicios a los consumidores de alta intensidad, lo cual podría hacerlo cualquier empresa comercial de electricidad, y ha sido orientado hacia los fines de utilización de la energía en el desarrollo de fuentes de progreso nacional". (29) Es indudable que una definición de objetivos de esta naturaleza es demasiado amplia para constituir de por sí un criterio de prioridad, pero esta misma pauta se encuentra desarrollada con mayor precisión en las políticas formuladas por el Instituto. (29)

En Chile, también las Directivas Generales del Plan de Electrificación del país establecen algunos de los criterios principales de prioridad de las inversiones. (30)

Aparte de las pautas generales que de por sí constituyen criterios de prioridad, caben por cierto muchas circunstancias particulares de acuerdo con las características propias del país en consideración. Por ejemplo, el racionamiento de un consumo actual representa fundamentalmente una razón que puede significar una alta preferencia por resolver esa situación, pero si dicho consumo racionado es de poca significación

/económica (por

económica (por ejemplo la calefacción doméstica en el caso de Santiago de Chile) es posible que una situación de prioridad no se justifique.

Es evidente que en la asignación de prioridades por una empresa pública está muchas veces implícita la valoración cuantitativa o cualitativa de los beneficios indirectos. En otras palabras la evaluación de proyectos no se basa en el plano de comparar alternativas para satisfacer un mismo suministro eléctrico, sino proyectos iguales o distintos para atender consumos diferentes. Se escogerá aquella de las alternativas que conduzca al mayor beneficio colectivo como primera preferencia aunque se sabe que no todas satisfacen el mismo servicio.

A este respecto, parece interesante recordar un concepto expresado hace algún tiempo por el distinguido ingeniero francés Armand (10) respecto a la distinción fundamental que convendría hacer entre la energía "comodidad" y la energía "productividad". Se comprende que no es fácil hacer una clasificación absoluta dentro de estos dos grandes grupos pero en lo esencial se entenderá por energía "comodidad" aquella que va directamente a mejorar las formas de vida y por energía "productividad" la que se utiliza para producir y transportar riqueza. La distinción clara de estos conceptos tiene influencia en la política de inversiones y en la política tarifaria y puede constituir un buen criterio de prioridad. El criterio normal, en los países escasos de capital, es dar preferencias a la energía "productividad", pero este criterio que parece lógico en cierta forma se encuentra en oposición con las políticas sociales y económicas concientemente aceptadas.

En efecto, la política social tiene tendencia a favorecer el uso de la energía "comodidad" por el máximo de gente y generalmente a un precio particularmente bajo en algunos casos menos del costo, para determinados niveles de consumo mínimo. Esta política tiene su explicación si se piensa en el indudable efecto civilizador de la electricidad al ampliar en forma insospechada el contacto de la gente con el mundo exterior y aumentar el número posible de horas de actividad. Pero como esta política no puede limitarse en forma estricta a producir solamente el efecto deseado, en el hecho compromete recursos escasos más allá de lo que en un momento determinado sería posible distraer para este objetivo.

En torno a este tipo de problemas, es decir, al deseo de dotar de servicio eléctrico a comunidades carentes de él y que, por su grado de desarrollo económico, sólo pueden hacer uso de esta energía como "comodidad", se produce el máximo de interferencias de orden político en las empresas públicas que, por tener este carácter, siempre pueden estar sometidas a este riesgo. La respuesta a una dificultad como la descrita reside en la aprobación de pautas claras de prioridad y en el establecimiento de programas de desenvolvimiento paulatino a los cuales se les da fiel cumplimiento. Soluciones de esta naturaleza aplicadas en forma sistemática, permiten eliminar, en gran medida, la exigencia de comprometer recursos públicos en cantidad indebida en servicios que por su naturaleza no pueden tener prioridad.

También decíamos que el concepto de prioridad de la energía "productividad" se opone a un principio consciente de política económica. Con gran frecuencia se propone dotar ciertas zonas de energía eléctrica con anticipación a la demanda misma, como factor de fomento, y se suele hacer de esta idea uno de los criterios orientadores de un plan de desarrollo. Como principio, hay un valor indudable en esta idea, pero como criterio de decisión para distribuir el uso de un recurso escaso como son los medios financieros, es muy discutible. Más adelante, se volverá sobre este tema, pero es conveniente recalcar que son muy pocas las actividades que pueden sentirse estimuladas a ubicarse en una zona con un incipiente desarrollo de su producción en razón de una cierta disponibilidad de energía.

En resumen, la asignación de prioridades para la empresa pública corresponde a la valoración en función de ciertos criterios establecidas de cuáles de los posibles desarrollos los satisfacen mejor. Entre estos criterios tiene valor preponderante la estimación de los beneficios directos e indirectos de cada proyecto en la forma explicada anteriormente pero también puede ser decisiva la mayor o menor información básica que exista sobre los proyectos en estudio.

5. Selección del tipo y tamaño de las fuentes de energía para abastecer un sistema eléctrico

a) Posibilidades y límites de aplicación de los métodos de análisis comparativo entre diversas fuentes generadoras

El caso más general que se plantea a los ingenieros proyectistas y a los economistas eléctricos es el de elegir cuál es la mejor fuente abastecedora de energía para un sistema eléctrico dado, con condiciones definidas actuales y previsibles.

En consecuencia, a este nivel del problema se supone que el sistema eléctrico en estudio corresponde a una situación conocida de la economía general de la región que sirve. Se acepta, asimismo, que están definidas las políticas de energía generales, que se ha determinado por la autoridad competente cuáles combustibles podrían usarse, etc. También se conocen los límites del costo del dinero que regulan las comparaciones posibles y se conocen los medios que los sistemas tarifarios legales vigentes ofrecen para operar sobre el mercado consumidor. Se debe aceptar, asimismo, que los factores externos al problema como ser la limitación de los recursos financieros, la posibilidad de usar una proporción determinada de divisas en la inversión y operación, el conocimiento de la información básica, etc. son de tal orden que permiten proponer un cierto número de alternativas de valores comparables tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Este problema en toda su amplitud no es muy antiguo. Los sistemas eléctricos, hasta no hace muchos años, eran relativamente poco extensos y tendían a proveerse directamente desde las fuentes naturales inmediatas al consumo que ellos servían. Si los sistemas estaban lejos de recursos hidráulicos, el abastecimiento eléctrico dependía fundamentalmente del combustible que podía llegar localmente en mejores condiciones. Por el contrario, si la zona era rica en recursos hidráulicos la alternativa se planteaba fundamentalmente entre varias posibles soluciones hidroeléctricas, no más de dos o tres, dada la poca información básica disponible que las empresas, por su menor potencialidad económica y por sus relativos cortos años de vida generalmente no habían podido acumular.

/Como señala

Como señala el Sr. Durrieu, refiriéndose al caso de Electricité de France: "En contraposición a los estudios recientes que poseen un carácter cuantitativo, los trabajos del pasado no tenían sino un carácter cualitativo. Se decidía invertir para la construcción de una cierta central porque un argumento favorable a su elección revestía, dadas las circunstancias del momento, un valor particular. Según que se acordara la prioridad a uno de estos factores antes que a otro, las inversiones se orientaban en un sentido o en otro". (17)

El desarrollo extraordinario de los medios de transmisión durante los últimos decenios, que aumentó considerablemente la extensión posible de servir por un mismo sistema, junto al crecimiento de los consumos, hizo necesario una selección más cuidadosa de los medios de generación y simultáneamente puso a disposición de los proyectistas un número mucho mayor de alternativas económicamente comparables. De ahí los varios estudios y métodos desarrollados en muchos países destinados al examen cuantitativo de las fuentes generadoras más convenientes. Los sistemas de comparación requieren un pronóstico de la situación futura del servicio eléctrico. A su vez, ésto implica la interpretación por métodos matemáticos más complejos de una cantidad creciente de información estadística que permita darle validez a estas previsiones. La selección entre varias alternativas requiere también una aproximación considerable en los costos de inversión de los respectivos proyectos y un conocimiento acertado de su capacidad de generación, información es fácil obtener para una planta térmica pero que, en el caso de una central hidroeléctrica, exige una considerable cantidad de información hidrológica, topográfica y geológica que muchas veces no está disponible para los márgenes de precisión que se persigue con la aplicación de determinadas técnicas de comparación.

Nos ha parecido conveniente este pequeño recuerdo histórico y estos comentarios generales sobre los métodos de comparación. En efecto, existe una tendencia exagerada a olvidar que los resultados de los métodos de análisis económicos tienen mayor error que los datos originales del problema y que en países como los nuestros, en los cuales todos los antecedentes tienen un menor grado de seguridad que los obtenibles en países europeos

o en Estados Unidos y Canadá, no es posible elaborar resultados comparativos más allá de una aproximación muy relativa. Téngase presente, por ejemplo, que en una clasificación por "coeficiente de valor"^{13/} de los lugares posibles para instalar centrales hidroeléctricas, realizado en Francia hace unos 8 años atrás, se estimaba "un error probable del orden de 20 por ciento proveniente, en su mayor parte, de errores de apreciación sobre los proyectos inventariados basados en estudios muy preliminares, y naturalmente, de los errores de apreciación que afectan los elementos de comparación (es decir las constantes) que aparecen en el "coeficiente de valor". (31)

Por eso, no es extraño que en la etapa actual de desarrollo de la energía eléctrica en muchos de los países de la América Latina, el problema de la selección de alternativas se presenta en forma relativamente sencilla. Si existen abundantes recursos hidroeléctricos a una distancia económicamente razonable de los centros de consumo se elige, casi a priori, una solución hidráulica que, por la cantidad de información disponible y por sus características más salientes de anteproyecto en comparación con otros posibles desarrollos hidráulicos, aparece como la más favorable de acuerdo con una apreciación en gran parte cualitativa de los principales factores en juego. La comparación de la solución hidráulica elegida como la más conveniente con una central térmica alternativa se hará generalmente en forma mucho más acabada y con estimaciones cuantitativas más precisas. Se podría aplicar aquí la afirmación de Leontiev, quién al referirse a los métodos de análisis cuantitativo expresa que "el uso de estos métodos concisos de análisis cuantitativo no ha sido favorablemente acogido por la mayoría de los economistas de profesión. Aparte de la desconfianza comprensible hacia un lenguaje matemático difícil poco familiar, la razón principal de esta reserva parece residir en el hecho de que los procedimientos cuantitativos no han dado hasta ahora resultados efectivos que sean incontestable y manifiestamente superiores a los obtenidos en las conclusiones basadas en el llamado buen sentido e inteligencia intuitiva".^{14/}

^{13/} El "coeficiente de valor" es un criterio de comparación económica de las soluciones hidráulicas en relación a una planta térmica de referencia.

^{14/} Citado en (23).

Frente a una de las escaseces básicas de los países en desarrollo, - la insuficiencia de personal técnicamente calificado para abordar simultáneamente los múltiples problemas que plantea el desarrollo de los sistemas eléctricos, - parece preferible concentrar el mayor esfuerzo en el más correcto y completo proyecto y construcción posterior de una obra hidroeléctrica elegida de acuerdo con lo expresado más arriba, en lugar de aplicar métodos muy elaborados para determinar la mejor combinación de centrales o el tamaño óptimo de cada una. De todos modos, deberán tomarse las precauciones necesarias para evitar que en estos países nuevos se produzcan los errores iniciales, cometidos hace años por naciones más adelantadas de Europa, que han motivado el desmantelamiento prematuro de centrales mal concebidas o el aprovechamiento inadecuado de tramos de río insuficientemente equipados.^{15/} Se procurará, en consecuencia, que las obras civiles que se ejecuten no perjudiquen la utilización integral del río y permitan posteriormente un mayor equipamiento de la central si el mejor conocimiento hidrológico, el crecimiento del mercado consumidor o la combinación con otras centrales lo justifican.

No queremos que lo dicho más arriba se considere como una actitud a priori favorable al desarrollo de los recursos hidráulicos.^{16/} Es claro que en muchos de los países latinoamericanos, ésta es una de las fuentes naturales más ventajosas para producir electricidad, pero estimamos que siempre el desarrollo de una obra de esta naturaleza debe ser comparada por lo menos con la mejor alternativa térmica que pueda concebirse en las condiciones dadas. En países con combustibles de bajo costo, la ventaja económica de la solución hidroeléctrica puede ser muy discutible.

Pero esta dualidad térmico-hidráulica en realidad constituye también una etapa transitoria que, si bien puede durar algunas decenas de años en los países nuevos, ricos en recursos hidráulicos, con el ritmo actual de

^{15/} Estos errores se explican por la falta de experiencias anteriores en materia de previsión económica y sobre el análisis de la rentabilidad de los proyectos, problemas que hoy conocemos.

^{16/} Compartimos en esto la opinión del Sr. Léo A. Penna en reconocer una actitud pública favorable por principio al desarrollo de los recursos hidráulicos, por lo menos en los países dotados de buenas reservas (32). La posición apriorística debe ser ratificada por los estudios o abandonada.

aumento de los consumos adquirirá en poco tiempo más un carácter completamente diferente. Es el caso que hoy ya se presenta en los seis países de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, en los cuales se observa una tendencia sostenida a una mayor producción térmica (7). No puede ser de otro modo si se piensa que mucho de los países de Europa tendrán en explotación, en 1975, prácticamente el 100 por ciento de los recursos hidráulicos que hoy día se considera económico desarrollar.^{17/}

Si bien es cierto que en América Latina el problema de selección de alternativas se plantea en forma bastante diferente que en los países más avanzados, y que las decisiones pueden y deben tomarse en base a un análisis cuantitativo mucho más simple que en el caso de estos países, no es menos cierto que en nuestro continente existen sistemas grandes - los más importantes si nos atenemos a la proporción que ellos representan en cada conjunto nacional - en los cuales el problema en discusión se hace cada vez más complejo y exigirá, en un plazo breve, el empleo de métodos de análisis completos.

En los que sigue a continuación se tendrá por lo tanto principalmente en vista el estudio de alternativas dentro de sistemas grandes, en los cuales se encuentran en operación varias centrales generadoras y es posible, a su vez, alimentarlo de diversas nuevas fuentes alternativas, térmicas o hidráulicas. Se dejará, sin embargo, fuera de consideración por el momento, una alternativa posible: la de que el sistema adquiera su energía de otro sistema vecino, problema típico de interconexión que será tratado más adelante.^{18/} También se dejará fuera el caso de las centrales nucleares que, si bien podrían tratarse como las centrales de tipo clásico (hidráulicas, térmicas a vapor, etc.) serán motivo de un comentario posterior. Finalmente,

^{17/} Francia, el 96 por ciento; Italia y Suiza, el 100 por ciento; Portugal, Suecia y Alemania, el 88 por ciento. Ver tabla 18 de (33). El concepto de lo que es económico desarrollar es un concepto relativo que depende de ciertas hipótesis de evaluación y de la evolución económica. (Ver también (34).

^{18/} Es por ejemplo, el caso de la Cfa. Chilena de Electricidad (American and Foreign Power) que adquiere proporciones crecientes de la energía requerida en su sistema del sistema de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), de propiedad estatal.

en virtud de lo dicho anteriormente, a los problemas referentes al servicio eléctrico en áreas nuevas o a los pequeños servicios eléctricos aislados no cabe aplicarles los criterios de selección más elaborados. Siendo estos casos de ocurrencia frecuente en América Latina, si bien de mucho menor importancia económica que los de los grandes sistemas, también se tratarán más adelante en cuanto a sus aspectos peculiares. En general, las decisiones en este caso se derivarán de condiciones muy locales y de criterios de apreciación cualitativos basados en la experiencia y el buen juicio de los encargados de tomarlas.

b) Planteamiento del problema

Un sistema eléctrico dado tiene un cierto ritmo de expansión. Básicamente éste depende de tres factores que en los países en desarrollo tienen, cada uno, gran importancia: a) industrialización, b) electrificación, c) extensión.^{19/} A medida que avanza la "electrificación", en el sentido de que ella alcanza con sus beneficios a un mayor porcentaje de la población en el área servida y que sus aplicaciones posibles se multiplican, y a medida que se "extiende" de modo que el servicio procura cubrir el total del territorio, el crecimiento del consumo de energía se hace función más directa sólo de las variaciones de la producción industrial. Esto último es el caso corriente de los países más adelantados, en los cuales es posible establecer correlaciones estrechas entre los índices de producción industrial y el consumo de electricidad. Pero es importante tener presente que las razones para un ritmo de crecimiento elevado de la energía eléctrica en los países en desarrollo son mayores que en los países avanzados. En todo caso, las

^{19/} Normalmente se dice que el desarrollo del consumo eléctrico depende de la "producción industrial" y de la "electrificación". Hemos agregado aquí el concepto de "extensión", que en cierta forma se confunde con el de electrificación, para señalar el caso especial de los países en desarrollo, en los cuales las áreas nuevas adonde llega la electricidad son todavía una parte muy importante del aumento de clientes y consumo, situación que no se presenta sino en mucho menor escala en los países de gran desarrollo económico.

nuevas fuentes generadoras que es necesario incorporar anualmente a un sistema constituyen un porcentaje elevado de los ya existentes.

Como a su vez la realización de una nueva central, desde el momento en que se decide iniciar el proyecto definitivo hasta su puesta en servicio, tiene un plazo de ejecución normal de 4 a 6 años, en este lapso la carga del sistema habrá aumentado considerablemente. Por ejemplo, para un ritmo de duplicación en 10 años (7.2 por ciento acumulativo) la demanda crecerá entre 32 y 52 por ciento. En un sistema grande, saltos tan bruscos en sus instalaciones son técnicamente muy poco posibles y, con seguridad, no resultan económicos. Entonces, el proceso de agregar nueva capacidad se transforma en un fenómeno continuo. No se trata, en consecuencia, de decidir sobre la ejecución de una central generadora, sino de programar todo un conjunto ordenado que debe cubrir las nuevas necesidades de un período. Estos programas, de un plazo aproximado de 10 años,^{20/} son prácticamente rígidos en cuanto a los cinco primeros años precisamente por ser éste el período mínimo que demora la ejecución de las obras. Si la satisfacción de la demanda futura de los sistemas, no se planeara con esta anticipación es evidente que para atender los apremios del consumo se caería dentro de la necesidad de elegir soluciones en función de su menor plazo de ejecución y no de su mayor valor técnico-económico. Es el caso presentado en Francia, a raíz de la última guerra, en el cual la urgencia de generar electricidad para atender al Primer Plan de Modernización obligó a elegir un programa de centrales sin establecer ningún cálculo previo de rentabilidad. En ese momento "era necesario producir lo más posible para hacer partir la actividad económica del país, pues se estimaba que cualquier cuello de botella en uno de los sectores base era más perjudicial para la economía nacional que una producción aunque fuera muy cara".(17)

En consecuencia, cuando se comparan alternativas, en el hecho no se trata de elegir entre dos o más centrales aisladas, sino de escoger entre programas diferentes formados por distintas centrales, o por las mismas centrales desarrolladas con distintos tamaños o en diferente secuencia dentro del período que abarca el programa. Se busca el esquema que satisfaciendo

^{20/} Los programas se formulan por plazos mayores, pero como esquemas preliminares.

todas las exigencias del consumo haga máximo los beneficios sin sobrepasar los medios financieros disponibles o, si es posible, logre hacer mínima la inversión del conjunto. La dificultad para establecer el cumplimiento de estas condiciones está en el hecho de que los beneficios dependen no sólo de las plantas ya existentes, sino también de las incluidas en el programa y de aquellas que vengan después y cuyo detalle está aun fuera de los límites del itinerario fijado.

Las ventajas de tener un programa, aparte de la ya señalada en el sentido de evitar la elección de soluciones bajo los apremios derivados de escaseces de energía, son múltiples. Permite ordenar la recolección de información básica de los posibles proyectos incluidos en la parte variable del programa antes de que sea urgente tomar decisiones definitivas; con ello se evitará o se reducirá el riesgo de decidir sobre obras eléctricas que perjudiquen el aprovechamiento integral de un curso de río a través de un estudio demasiado local. Al mismo tiempo, el proyecto de una central en conjunto con otras ya existentes y otras programadas permite una concepción mucho más completa de ella. Es el caso frecuente de centrales de pasada que, diseñadas en combinación con otras usinas de pasada, con distinto régimen hidrológico, o con plantas generadoras de embalse en su propio río o en otras hoyas hidrográficas, tienen posibilidades mucho más amplias.

Se comprende que el estudio de programas alternativos, en plazos del orden de diez años, y el examen de las ventajas que ellos ofrecen en períodos aún más largos hacen de la previsión adecuada del consumo a mediano y largo plazo una parte fundamental del estudio. Al referirnos a la fijación de prioridades hicimos mención de que este tema escapa de los límites de este trabajo.

Sin embargo, no puede formularse un programa razonable de instalaciones generadoras sin conocer con suficiente aproximación las características del consumo futuro. Una buena estadística del desarrollo eléctrico pasado es esencial pero también es antecedente valioso el consumo de otras formas alternativas de energía y de su probable evolución. En general, este segundo tipo de estudios es bastante escaso en América Latina y son pocas las empresas

/y los

y los organismos públicos relacionados con la electricidad que se han preocupado de impulsarlos.

Si bien es posible utilizar para los pronósticos a largo plazo, de más de diez años, estimaciones basadas sobre porcentajes de crecimiento acumulativo anual, las estimaciones a corto plazo requieren un exámen considerablemente más acucioso. Las técnicas de análisis de la demanda están basadas en la hipótesis de que ésta depende de otras magnitudes (variables determinantes) conocidas o que pueden ser razonablemente estimadas. "Para hacer un pronóstico eléctrico, las variables determinantes más importantes son: la población y su distribución por edades, el volumen de la producción industrial (a su turno determinado por otras variables) el número de viviendas, el precio de la electricidad y de otras formas de energía (35)." La enumeración anterior corresponde a un país de gran desarrollo pero puede considerarse aceptable también para los sistemas importantes en América Latina. Establecer relaciones correctas entre las diversas variables determinantes y la demanda eléctrica requiere de un material estadístico cuantioso del cual se carece en gran medida.^{21/} De ahí que los pronósticos en nuestros países deben apoyarse en métodos más sencillos ateniéndose al estudio de los principales grupos de consumidores eléctricos (residencial, transporte, industria, alumbrado público, agricultura) y a su probable evolución en plazos cortos y medianos (5 y 10 años).

Este estudio conducirá a un conocimiento del consumo y de sus características principales, indispensable para determinar el mejor modo de satisfacerlo.

c) Características del consumo y de las centrales destinadas a servirlo

Si, como se dijo anteriormente, la electricidad una vez producida debe ser utilizada, tiene que existir identidad entre el consumo y la producción. Cuando las características del consumo, además del crecimiento en potencia

^{21/} Estas relaciones equivalen a establecer un "input-output grid" que fije las correlaciones entre los diversos sectores de la actividad económica (35).

y energía anual, varían, el programa de instalaciones debe tomar particularmente en cuenta estos cambios.

Es sabido que el consumo eléctrico en un sistema, aparte de su crecimiento, experimenta tres tipos de variaciones: a) estacionales, es decir durante el año, siendo generalmente mayor en invierno que en verano;^{22/} b) diarias, a lo largo de la semana en los días de trabajo es más alto que los domingos y festivos; y c) horarias, produciendo diferencias durante el día, con muy bajo consumo en las horas de madrugada y una demanda variable durante el día con dos puntas de máximas en la mañana y en la tarde.^{23/}

En las distintas épocas del año y en las distintas horas del día la energía tiene un valor diferente. En las horas de bajo consumo de la noche, por ejemplo, si existe energía hidráulica disponible en una planta de pasada, ésta tiene un costo prácticamente nulo para la empresa. Por el contrario, una nueva demanda de potencia a la hora de punta de un día de trabajo de invierno obliga a agregar mayor capacidad en una planta generadora, que será aprovechada durante un período de tiempo muy corto en el año y significará, en consecuencia, energía de alto costo. Por lo tanto, el programa de instalaciones que será necesario realizar corresponderá a una combinación de centrales que pueda entregar en la forma más económica posible estas diferentes energías.

Una central térmica, en general se caracteriza fundamentalmente por la potencia instalada. Dicha potencia es firme, o sea está disponible en cualquier momento durante todo el año; la energía susceptible de ser generada es función directa de la potencia instalada.

En el caso de las centrales hidráulicas la situación es diferente. La potencia instalada no es suficiente para definir la central, pues el agua

^{22/} Esta variación es función de los cambios climáticos (temperatura y luz) y depende de los países. Hay regiones, hoy día, en Estados Unidos, en que el uso del aire acondicionado ha hecho variar el sentido del cambio estacional, haciendo más alto el consumo en verano.

^{23/} En áreas poco desarrolladas y a veces en festivos y domingos, existe una sola punta diaria.

disponible en el río varía a lo largo del año según las condiciones del clima y es diferente, por igual razón, de un año a otro. En consecuencia, desde el punto de vista del consumo, sólo es potencia firme aquella que puede generarse con el agua mínima disponible en el río o por lo menos con una muy alta probabilidad. La potencia generable es variable con el agua disponible y, consecuentemente, también la energía.

Sólo si la central se equipa para las aguas mínimas, - situación característica de las primeras plantas hidráulicas construidas - existe una situación análoga a la de las centrales térmicas. Pero, es un hecho reconocido hace ya muchos años que el equipamiento de un recurso hidráulico debe hacerse para un gasto superior al escurrimiento mínimo. Basta recordar que en un mismo sistema están interconectadas plantas térmicas y plantas hidráulicas de muy distintas características, cuyos estiajes no son coincidentes y que, por este motivo, combinadas, son capaces de entregar potencia y energía segura en condición muy superior a la suma de los valores mínimos de los diversos ríos alimentadores de centrales. Esta situación es más clara aún cuando los países tienen escasos combustibles de alto costo y debe propenderse a su máxima economía. Un ejemplo típico en América Latina de esta situación es Uruguay (36). El caso de Japón es muy representativo de la forma cómo ha evolucionado el criterio respecto a la seguridad hidrológica con la cual se proyectan las centrales. Hasta 1910, en ese país, el criterio de diseño era el caudal sobrepasado 355 días en el año; en otras palabras, prácticamente un mínimo absoluto; hoy día se utiliza el principio del caudal sobrepasado sólo durante 95 días en el año (37).^{24/} En general, la determinación del caudal más conveniente resulta de un estudio técnico-económico en el cual pueden usarse los mismos métodos comparativos a que se hará referencia más adelante para la determinación del programa de instalaciones más conveniente. En el hecho, una misma central diseñada con diversas seguridades hidrológicas es equivalente a comparar diversas alternativas de centrales.

^{24/} Este importante tema no está particularmente tratado en el Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica. Sin embargo, muchos trabajos se refieren en cierta forma a él. Ver, por ejemplo, (2) y (39).

Por otro lado, las centrales hidroeléctricas son de diversos tipos: de pasada, o sea sin ninguna capacidad de regulación; con estanque de punta,^{25/} y con embalse (semanal, estacional, anual o interanual). Se comprende que la intercalación de estos elementos reguladores introduce nuevas posibilidades a la central hidroeléctrica que le permiten utilizar el agua a las horas más valiosas.

Una central o un conjunto de centrales son satisfactorios para atender al consumo de un sistema dado cuando están en situación de entregar la potencia y la energía requeridas en todo momento. Abstracción hecha de las instalaciones de reserva necesarias para atender al retiro periódico de las máquinas por razones de conservación y para cubrir eventualidades,^{26/} el conjunto de centrales para satisfacer convenientemente las exigencias impuestas por el consumo debe cumplir con ciertas condiciones mínimas.

Si el sistema es puramente térmico, bastará con que la potencia disponible en punta^{27/} corresponda a la demanda máxima en barras de las

^{25/} La definición del estanque de punta es bastante variable. Los franceses, la extienden a un período regulador entre 2 y 24 horas. Con menos de dos horas de regulación es central de pasada.

^{26/} Se considera una reserva aceptable en un sistema chico una unidad igual a la más grande en servicio. A medida que el sistema crece, la proporción de reserva disminuye hasta un mínimo de 10 por ciento. En países como los latinoamericanos con difíciles vías de acceso, condiciones climáticas y de alta cordillera duras, con volcanes y terremotos, nos parece conveniente agregar que ninguna central deberá representar por sí sola un porcentaje considerable del sistema; digamos no más del 25 por ciento. Los países latinoamericanos en general no cumplen con las condiciones de reserva aquí descritas.

^{27/} En todos los problemas de economía eléctrica hay envueltos problemas de definiciones. Sería extremadamente conveniente adoptar un sistema uniforme para todos los países latinoamericanos, que podría ser el establecido por la UNIFEDE (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique) y que, en general, es aceptado por la OECE. Se define, por ejemplo, "la potencia disponible en punta para las plantas térmicas, como la potencia susceptible de obtenerse en condiciones reales de operación o sea, tomando en cuenta las disminuciones de potencia derivadas de detenciones sistemáticas, averías y otras pérdidas fortuitas independientes del estado de las máquinas". Ver (40).

centrales generadoras. Si el sistema es predominantemente térmico (por ejemplo, 90 por ciento de la potencia instalada), también se puede adelantar que basta que la potencia disponible en punta alcance a la demanda máxima para que el servicio esté asegurado.

Pero, a medida que aumenta la proporción hidráulica, las condiciones necesarias para asegurar el servicio aumentan. Es preciso establecer, por lo menos, las siguientes:

- i) El sistema debe ser capaz de servir la demanda máxima en un año seco. (En Europa se usa el año 1° de octubre de 1948 - 30 de septiembre de 1949; nosotros creemos podría fijarse una cierta seguridad hidrológica conjunta, por ejemplo, 90 por ciento.)
- ii) Debe ser capaz de suministrar la energía anual total requerida.

Además, hay siempre un período durante el año, en el cual la disponibilidad de agua en los ríos y embalses se hace "crítica" para atender las exigencias del consumo. Por ejemplo, en un país como Chile, en la zona de mil kilómetros de longitud que se extiende entre La Serena a Concepción, la demanda máxima se produce en invierno simultáneamente con una reducción considerable en el caudal de los ríos; este es el período "crítico". En Francia se define este período como las 1 200 horas de mayor carga de los días de trabajo de invierno y se establece la exigencia de que el sistema sea capaz de atender al consumo de energía que se produce en este período difícil,^{28/} aún en un invierno seco. Según sean las condiciones hidrológicas y del consumo, para cada sistema eléctrico deberá definirse el período "crítico".

Se comprende así, que, para juzgar un programa de instalaciones, éste debe cumplir obligadamente con ciertas condiciones técnicas: generar la energía anual total requerida y satisfacer los períodos críticos en años críticos, atender a la demanda máxima en un año seco. Naturalmente, estas condiciones técnicas se pueden cumplir con muchas combinaciones de centrales. El programa más favorable será aquel que exigiendo una inversión limitada a las posibilidades financieras de la empresa o del país produzca los máximos

28/ Es lo que en Francia se llama impropriamente, potencia garantizada, pues, en realidad, se trata de energía garantizada. La potencia garantizada es el valor medio de las 1 200 horas consideradas.

beneficios. Tal como expresado anteriormente la medida de los beneficios será diferente si la empresa es de propiedad privada o pública; en este último caso, los beneficios indirectos deben ser debidamente considerados de acuerdo con la proporción que corresponda según las directivas económico-sociales que orienten la política general del país.

En la práctica deberán agregarse otras condiciones al programa. Por ejemplo, podría exigirse que la proporción térmico-hidráulica correspondiera a un valor predeterminado, de modo a no recargar las exigencias de combustibles nacionales o importados más allá de un límite conocido; también podrían fijarse plazos de puesta en servicio de determinadas cantidades de potencia, etc. La introducción de estos u otros parámetros restringe el número de programas alternativos que es posible elegir y, por lo tanto, reduce el campo de las comparaciones de orden económico.

Los métodos de comparación deben aplicarse en determinadas condiciones de precio y tiempo que es preciso dilucidar previamente, antes de aplicarlos.

d) Condiciones de precio y tiempo

Los programas se desarrollan en un lapso que hemos estimado entre cinco y diez años. Los beneficios se extienden sobre un plazo considerablemente mayor. Un programa puede ser muy conveniente en las condiciones imperantes hoy día, pero puede transformarse en muy desfavorable con el andar del tiempo. Por ejemplo, una planta térmica que hoy sólo se utiliza unas pocas horas al año a su plena capacidad y que es beneficiosa debido a sus bajos costos de capital, puede transformarse en sumamente onerosa cuando, por efecto del aumento del consumo, se hace necesario utilizarla 4 000 ó más horas en el año con un gasto elevado de operación que anula las ventajas de la reducida inversión.

Se comprende en consecuencia, que es necesario conocer lo que sucede con el programa en un cierto plazo. El método habitual y clásico en la industria es representar la inversión por una anualidad calculada según las fórmulas habituales que toman en cuenta el período de años en el cual el

/capital debe

capital debe ser devuelto con un interés conocido.^{29/} Si se conocen los gastos anuales de operación y las entradas, la diferencia entre ambas cantidades da la utilidad neta que debe ser comparada con la anualidad destinada a devolver el capital para ver si queda una ganancia adicional o hay déficit. De este modo, se podría determinar el resultado para cualquier año dentro del plazo de comparación elegido.

Sin embargo, este método, que a veces se designa "costo uniforme equivalente anual" ha sido muy criticado, pues implica la idea de que el pago anual que se hace por una instalación anticuada es el mismo que originalmente se hacía por la instalación nueva. Este hecho financieramente es correcto, pero no se compadece con la realidad pues en la práctica no puede esperarse que la instalación anticuada se aproveche con la misma eficiencia original.

Hoy día, es generalmente aceptado el concepto de "valor actual o presente" al cual se hizo referencia anteriormente.^{30/} Consiste, como ya se dijo, en reducir cualquier cantidad, entrada o gasto del año n al momento presente, elegida como origen de los tiempos, dividiendo dicha cantidad por $(1 + i)^n$. Esto equivale a reemplazar el gasto o la entrada del año n por un capital que, puesto a interés i en el momento presente, produzca el año n la misma cantidad. De este modo, la inversión inicial, los gastos y las entradas futuras quedan representados por capitales equivalentes en el momento "presente" cuya combinación permitirá apreciar el proyecto en todo el plazo de comparación elegido. La inversión original y el "gasto presente" significan salidas y la "entrada presente", ingresos; luego, la utilidad dentro del período de comparación quedará expresada por la diferencia

^{29/}

$$a = C \frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

n = Número de años del período.

i = Interés expresado en tanto por uno.

C = Capital invertido.

^{30/}

Ver pág. 26. Este concepto aparece por lo demás utilizado de una u otra manera en muchos de los trabajos presentados al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica. Ver (41) (42) (43)

de la "entrada presente" menos las dos otras cantidades.^{31/}

El sistema de "valor presente" significa obviamente ventajas considerables sobre el anterior de "costo uniforme equivalente". La principal dificultad para su aplicación reside, sin embargo, en la elección conveniente de la "tasa de actualización" *i*. En este sentido debemos atenernos a lo ya expresado al estudiar el costo económico del dinero.^{32/} La tasa *i* no es el valor al cual la empresa puede conseguir el financiamiento de sus inversiones ni tampoco es la tasa del mercado de capitales privados; es una cifra intermedia, casi imposible de determinar con precisión en una economía libre, en la cual debería equilibrarse la oferta y demanda de capitales para el conjunto de los sectores de la economía. El problema de determinar esa "tasa de actualización" se complica aun más, si pensamos que ella debe aplicarse durante un período largo de años durante el cual es posible que su valor sufra variaciones importantes. E.D.F., por ejemplo, había elegido hace algunos años atrás la tasa de 4 por ciento como promedio del valor del interés en ese momento, el 7 por ciento, y de la tasa que se preveía en los próximos 10 ó 15 años futuros, considerablemente más baja. Sin embargo, recientemente ha cambiado de criterio y acepta una "tasa de actualización" constante para el futuro a largo plazo de 7 por ciento, considerando que es poco probable una baja del costo de los capitales, pues si bien los ahorros disponibles deberán aumentar, las necesidades de inversión también crecerán. (44)^{33/}

^{31/} En lo dicho está implícita la idea de que el período de comparación corresponde a la vida útil del proyecto, con valor, cero al final. Si el plazo de comparación es más corto, la inversión original conserva un valor real que naturalmente no se resta.

^{32/} Ver pág. 13 y siguientes.

^{33/} Hay estudios que pretenden probar que la tasa media del interés en los grandes centros financieros del mundo occidental se ha mantenido entre 6 y 7 por ciento por largos períodos desde antes de la primera guerra mundial.

Hemos sostenido que en el caso de los países en desarrollo debe estimarse una tendencia a la baja del interés del dinero. Creemos que en ellos debe haber, un aumento más acelerado de la propensión a ahorrar; además, deben recibir cuotas mayores de ahorro producido externamente. Ambas razones, nos hacen posible considerar como probable una baja del interés que tendería a acercarse al 7 por ciento indicado para el caso francés y al 5.5 por ciento estimado actualmente como "costo de oportunidad" en Estados Unidos. De ahí la conveniencia de no utilizar tasas de actualización excesivamente altas basadas en situaciones del momento, pero que no pueden proyectarse por períodos de tiempo muy largos.^{34/}

Téngase en cuenta que el "valor presente" hace participar cada vez en menor grado los gastos o entradas que se producen en los años más alejados. Esto es más notable mientras mayor es la tasa de actualización i , como se puede apreciar la tabla a continuación.

i por ciento ^{a/}	5° año	10° año	20° año
2.5	0.88	0.79	0.61
8	0.68	0.46	0.21
12	0.60	0.32	0.10

a/ Tasa de actualización utilizada en los proyectos federales en Estados Unidos. No es representativa para medir el mejor uso del capital nacional.

Los resultados anotados permiten concluir que con una tasa relativamente alta como la representativa, a nuestro juicio, para la situación en las naciones latinoamericanas en los próximos 15 años, los acontecimientos que sucedan después del décimo año tienen un peso reducido.^{35/} Por lo tanto, si el programa eléctrico es relativamente bien conocido durante el lapso indicado, los

^{34/} En todo lo anterior no se ha hecho jugar para nada la inflación, considerando que sus efectos sobre una empresa pública no deberían alterar sus principios de elección de soluciones. Para el caso de una empresa privada, por cierto este puede ser un factor determinante en su política de inversiones.

^{35/} Para Chile, por ejemplo, estimamos esta cifra entre el 10 por ciento y el 12 por ciento.

errores que puedan cometerse al estimar las entradas y gastos después del décimo año, debido a la incertidumbre de como se utilizarán estas instalaciones combinadas con las que se pondrán en servicio en fechas ulteriores, conforme a un nuevo programa que por el momento no se define, tendrán poca importancia en el conjunto.

Fijado el período durante el cual resulta razonable realizar la comparación - la vida útil de las obras o un plazo inferior - y fijado el método como se hará jugar el factor tiempo - "costo uniforme" o "valor presente" - todavía queda una dificultad seria, determinar a cuanto ascienden las entradas y gastos futuros. Es fácil prever cuál será la producción anual de kWh de las instalaciones consultadas dentro del período del programa y con un cierto margen mayor de error lo que sucederá después de dicho período. Con un menor grado de aproximación se puede determinar también la naturaleza y volúmen de los gastos que será preciso hacer año a año en el lapso de comparación. El problema reside en hacer una estimación razonable de los precios con los cuales será preciso medir estas entradas y gastos futuros. En su esencia este problema es de naturaleza similar al anterior en cuanto a prever la tasa de actualización en un lapso largo. Sin embargo, en el caso de los precios, las causas posibles de variaciones aleatorias son considerablemente mayores, pues éste es un problema que sólo en parte está regido por tendencias y probabilidades. Pero, en parte muy fundamental, el futuro está condicionado por hechos originales no previsibles, que le dan nuevas formas al mundo económico y social y que alteran de modo intenso las escalas de valores relativos de las cosas que se miden por los precios. La técnica ha demostrado en los últimos decenios, de manera muy acentuada, su capacidad de modificar lo actual con hechos originales. En un problema como el que nos preocupa será, por ejemplo, de gran importancia prever el precio de los combustibles que quemarán las plantas térmicas. Sin embargo, nadie puede aún pronosticar, con un grado razonable de certidumbre, cuál será la influencia de la energía nuclear en los precios futuros de los combustibles. Sin embargo, Electricité de France acepta que el aumento de las reservas conocidas de petróleo en el mundo producirán una tendencia a la baja en el precio de la caloría estimada en 1 por ciento anual (44).

/Supuesto que

Supuesto que en los precios actuales no existen elementos de distorsión conocidos como los referidos con anterioridad en este mismo trabajo, creemos como más recomendable hacer las estimaciones futuras con los mismos precios de hoy. Ni en los países con abundante información de estadística económica y con gran número de correlaciones, es posible fijar un cuadro de parámetros que permitan avanzar pronósticos sobre precios alejados que pueda asegurarse tienen mayor probabilidad de producirse que un conjunto de precios actuales. En el caso de algunos precios esenciales, puede determinarse qué sucedería haciéndolos variar con ciertas tendencias estimadas, a objeto de conocer los límites dentro de los cuales podrían moverse los resultados de los estudios si las condiciones reales que se producen son efectivamente diferentes de las aceptadas.

En todo caso, la inseguridad grande en la estimación de los precios futuros y la reducción considerable con que los hechos del futuro alejado participan en el "valor presente" cuando la tasa de actualización es elevada, justifican ambos elegir un plazo para la comparación de alternativas no excesivamente largo. Nosotros creemos que un plazo no mayor que 10 a 15 años se ajusta ampliamente a la realidad en la inmensa mayoría de los problemas eléctricos de los países de América Latina.

e) Métodos de comparación

Los sistemas de comparación son muchos y muy variados y no se puede anticipar cuál será el más conveniente para un caso dado. Se puede asegurar que los métodos complejos sólo pueden ser aplicados en base a una información abundante y confiable que no está generalmente disponible sino en los sistemas desarrollados en los cuales precisamente la programación y la elección de alternativas son más necesarias. En consecuencia, a menor tamaño y complejidad del sistema deberán usarse sistemas de comparación más sencillos y alejarse de otros métodos cuyo mayor rigor tiene significado real sólo si los antecedentes usados lo poseen.

Asimismo, queremos recordar que antes de aplicar los métodos de comparación debe haberse pesado debidamente la importancia de lo que anteriormente designado como factores especiales que influyen sobre los criterios económicos en materia eléctrica.^{36/} Algunos de estos factores especiales pueden traducirse

^{36/} Véase Pág. 10 y siguientes.

en condiciones que deben ser cumplidas por el programa como explicado en el apartado c) de la presente sección. Por ejemplo, puede exigirse que el programa no signifique una inversión de divisas superior a una proporción determinada o que el costo anual de operación no represente un consumo en moneda extranjera superior a una cantidad estipulada.

Del mismo modo, la valoración de los beneficios indirectos deberá estimarse como una entrada anual adicional que podrá sumarse con las demás entradas del proyecto de acuerdo con la ponderación que parezca conveniente atribuirle.

Entre los métodos más sencillos usados para elegir entre varias centrales posibles - no hablamos de programa propiamente - está el de comparar el costo de la energía de la nueva instalación con el que se obtiene actualmente en plantas generadoras que están sirviendo al sistema eléctrico. El costo se calculará para todas las centrales sobre bases comunes.

Un sistema análogo, usado con gran frecuencia para estimar la menor o mayor conveniencia de una central hidrológica, consiste en calcular el precio de venta que resultaría para la energía eléctrica que ella puede generar aplicando para el cálculo las estipulaciones de los reglamentos de tarificación y comparando el resultado así obtenido con el precio resultante de otras alternativas y también con las tarifas de venta del momento. Este estudio, por ejemplo, en el caso chileno, si se trata de centrales relativamente pequeñas en relación al sistema, implica aceptar que casi toda la energía generable se vende, pues hay escasez de energía, generación térmica cara y capacidad de embalse disponible a corto plazo.

Cuando ya crece la importancia de las instalaciones, los sistemas de comparación deben perfeccionarse. Se usa corrientemente el criterio de comparar una solución hidráulica con la planta térmica equivalente capaz de dar el mismo servicio. En general, la condición de dar el mismo servicio no puede cumplirse sino en forma aproximada puesto que las curvas de carga que pueden servir ambos tipos de instalación son diferentes.

Un primer método consiste en hacer "la comparación definitiva entre cada obra hidroeléctrica y la obra termoeléctrica equivalente para el primer año completo en que se podría usar la instalación hidroeléctrica a plena potencia". (20). Es el método usado, por ejemplo, por los asesores del Gobierno Argentino

en el estudio comparativo de la central de Salto Grande con una planta generadora térmica en Buenos Aires. Por cierto, en estos casos intervienen las inversiones correspondientes a líneas y subestaciones y la energía se compara colocada en el mismo lugar de consumo.

Ya hemos repetido que una comparación basada en la situación de un año único puede conducir a conclusiones equivocadas. En efecto, el resultado puede ser satisfactorio para el caso de Buenos Aires, con un gran sistema térmico pre-existente, pero podría probablemente no ajustarse a la realidad en un período mayor de años durante los cuales el agregado de otras potencias hidráulicas podría modificar la situación de privilegio inicial de esta primera gran planta hidroeléctrica.

Un ejemplo similar de comparación es el caso uruguayo de la central hidroeléctrica de Paso del Puerto que se prevé poner en operación el año 1964 y que podría ser reemplazada con una potencia térmica adicional en la nueva central de Punta Yeguas vecina a Montevideo (36). Se demuestra en el estudio correspondiente que entre 1964 y 1970, fecha en que la central hidroeléctrica está en condiciones de colocar su energía media anual, la situación de comparación se va haciendo favorable a la solución hidráulica sólo en forma muy paulatina.

La consideración del elemento tiempo resulta esencial. Es lo que se ha introducido como perfeccionamiento posterior en varios métodos de comparación. Recordaremos el principio de estos métodos dejando a un lado los refinamientos propios de un trabajo especializado.

Supongamos que una central signifique una inversión I y que sus gastos de operación y mantenimiento en los años del período de comparación equivalgan al "valor presente" G . En otras palabras, la suma $I + G$ representa el desembolso total de capital que sería necesario hacer para construir la central y con los intereses del capital restante G hacerla funcionar. Si, además, la entrada de un año n cualquiera del período es la cantidad e_n , ella también puede ser representada por su "valor presente" y la suma de estas cantidades dará el capital representativo o "valor presente" de las entradas E .

Para una central cualquiera la utilidad, expresada también en "valor presente", será, por lo tanto:

$$U = E - I - G$$

De acuerdo con lo dicho más arriba, se desea comparar una central hidráulica con otra elegida como referencia. "En un momento dado, todas las centrales térmicas clásicas que se construyen tienen características análogas y, en particular, el mismo consumo específico: el más bajo que se sabe cómo alcanzar. Lo anterior permite tomar el equipo térmico como base de referencia". (45). Como ya se señaló, la dificultad está en definir una central térmica equivalente a una planta hidroeléctrica determinada. Esta equivalencia la establecen los franceses sobre la base, demostrada en la práctica como suficiente, de dar la misma energía garantizada (potencia garantizada) de las 1 200 horas más cargadas del año en el período de noviembre a febrero. En otros sistemas, la condición de equivalencia podrá ser otra; en general, la referencia será una planta térmica capaz de atender al suministro con la misma seguridad que la central hidroeléctrica. Teóricamente esto es equivalente a decir que los ingresos de las dos plantas, la en estudio y la térmica de referencia, son iguales. Esto no puede ser prácticamente cierto puesto que la energía que puede entregar la planta hidráulica es variable con la hidráulicidad del año, y la energía garantizada y la potencia de punta corresponden a condiciones mínimas de disponibilidad de agua que son sobrepasadas un porcentaje considerable del tiempo. Sin embargo, también las posibilidades de la planta térmica de referencia sobrepasan en muchas ocasiones las condiciones del suministro hidráulico con lo cual se puede razonablemente aceptar que las probabilidades acercan considerablemente la realidad a la condición teórica prevista.

Supongamos ahora elegida la alternativa hidráulica y la central térmica de referencia. La utilidad de ambas dentro del período de comparación será:

$$U_H = E_H - I_H - G_H$$

$$U_T = E_T - I_T - G_T$$

/La diferencia

La diferencia entre ambas cantidades arroja el balance favorable de una solución sobre la otra o enriquecimiento presente relativo: presente, por estar referido a "valores presentes" y relativo, por expresar el enriquecimiento de la central hidráulica relativo a la central térmica equivalente usada como referencia. El balance será:

$$B = U_H - U_T = (E_H - E_T) \dagger (I_T \dagger G_T) - (I_H \dagger G_H)$$

Si aceptamos cumplida la condición teórica de igualdad de entradas entre las dos soluciones equivalentes,^{37/} el "enriquecimiento presente relativo" queda expresado por:

$$B = (I_T \dagger G_T) - (I_H \dagger G_H)$$

En otras palabras, el enriquecimiento es la diferencia entre los dos desembolsos totales, térmico e hidráulico.

$$B = D_T - D_H$$

Este enriquecimiento se ha obtenido con la inversión I_H , pero como es el enriquecimiento relativo a la central térmica, es más propio decir que este exceso de enriquecimiento es el resultado de la diferencia de inversión $I_H - I_T$.

Se define como "coeficiente de valor" cualquiera de las dos expresiones:^{38/}

$$V = 1 \dagger \frac{B}{I_H} \quad (1)$$

$$V = 1 \dagger \frac{B}{I_H - I_T} \quad (2)$$

La primera es función del enriquecimiento por unidad de inversión; la segunda, por unidad de inversión en exceso sobre la inversión de referencia. En la inmensa mayoría de los casos, la central térmica equivalente es efectivamente la inversión mínima que puede hacerse para satisfacer un suministro dado. Por lo tanto, más interesante que determinar un enriquecimiento

^{37/} En un cálculo más completo se podría perfectamente mantener el término $(E_H - E_T)$.

^{38/} Véase, por ejemplo, (17), (31) y (45).

medio de la inversión hidráulica, nos parece conveniente determinar el enriquecimiento motivado por la inversión adicional, es decir, la fórmula (2). A mayor "coeficiente de valor" más conveniente resulta la inversión en esa Central. Con valor 1, la térmica de referencia y la central hidráulica ofrecen iguales ventajas. Para valores menores de 1, la solución térmica es más favorable.

Se comprende que el primer uso que puede darse a este "coeficiente de valor" es precisamente realizar una clasificación de los proyectos hidroeléctricos posibles en un orden decreciente de "coeficientes de valor". Es indudable que esta clasificación depende de la tasa de actualización empleada; mientras menor sea ésta mayor resultará, en general, "el coeficiente de valor" y, consiguientemente, mayor número de posibilidades hidroeléctricas serán más económicas que su térmica de referencia. Naturalmente, el error probable es de cierta importancia, derivado en su mayor parte de la estimación de características y costos de los proyectos considerados, que en su mayoría se basarán sobre estudios preliminares. La determinación de costos de centrales en función de un número reducido de parámetros, como establecido en numerosos estudios es particularmente útil para este tipo de ordenación sistemática.^{39/} Para la determinación de un inventario de centrales por "coeficiente de valor" es necesario conocer las características esenciales de las centrales inventariadas, tales como potencia de punta, energía firme de invierno, capacidad de regulación, etc. Por lo tanto, en un momento determinado se podría disponer de la información referente a todas estas características agrupadas en orden decreciente del "coeficiente de valor".

Trabajos de esta naturaleza se han hecho siguiendo este método u otros similares, y son esenciales para una formulación de programas eléctricos de gran envergadura. De recomendar sería que todos los países latinoamericanos, que recién inician los trabajos de información básica geo-hidroológico pudiesen adoptar métodos uniformes de clasificación de sus recursos hidráulicos.

En Francia, trabajos de esta naturaleza se renuevan y se perfeccionan periódicamente; en la reunión parcial de la Conferencia Mundial de la Energía,

^{39/} Véase, por ejemplo, (38) y (39)

celebrada en Río de Janeiro, en 1954, se dieron a conocer los resultados obtenidos en algunas investigaciones de esta naturaleza (31).

En Rusia, la realización de estos inventarios de recursos y su clasificación económica se ejecutan bajo principios diferentes. Se reconoce en los distintos recursos hidroenergéticos una diferencia de calidad, que depende de tres factores principales:

1. El grado de desuniformidad natural en el recurso energético que depende de los cambios en el caudal de los ríos en la región.
2. La posibilidad de reducir la desuniformidad por medio de embalses reguladores. Esta posibilidad depende de la calidad de los terrenos en el valle del río, de las condiciones de crecidas, etc.
3. Condiciones para la utilización de centrales hidroeléctricas en sistemas eléctricos (46).

Estudios de esta naturaleza a base de índices que reflejan características como las indicadas, combinados con estudios de índices de costos de inversión por kWh generado en planta, constituyen una base importante para la elección de las soluciones más convenientes.

Sin embargo, para escoger la solución definitiva, los rusos también emplean el sistema de comparar la solución hidroeléctrica más recomendable, según estudios como los recién descritos, con una central térmica clásica como alternativa. El método seguido en esta comparación consiste "en determinar el llamado período para recompensar el capital extra invertido en la central hidroeléctrica (comparado con la central térmica). Esta recompensa se obtiene por economías en el costo de producción de la electricidad" (46).

La fórmula utilizada para determinar el período de recompensa es simplemente:

$$T = \frac{K_h - K_s}{I_s - I_h}$$

T = período de recompensa necesario.

K_h = inversión en la central hidroeléctrica.

K_s = inversión necesaria en la central térmica, que incluye las inversiones de capital requeridas para extraer y transportar el combustible.

I_s = Costo anual de producción de la central térmica.

I_h = Costo anual de producción de la central hidráulica.

/En las

En las actuales condiciones de desarrollo se acepta como máximo un período de recompensa de diez años. Actualmente existen numerosas posibilidades hidroeléctricas con menos de diez años de recompensa.

Si se analiza un poco más a fondo el sistema ruso se encontrará en él una gran similitud con el "coeficiente de valor". Desde luego, la planta térmica equivalente se elige de modo a tener el mismo "volumen de producción útil". El interés a "tasa de actualización" aparece en el cálculo detallado del sistema ruso como el valor $\frac{1}{T_m}$, siendo T_m el "plazo normal" de la recuperación (10 años como dicho más arriba). Si las obras se extienden sobre un cierto período de tiempo, los valores que intervienen en la fórmula se transforman en sumatorias, en las cuales aparece el término $(1 + \frac{1}{T_m})^n$ como factor correctivo. Las principales diferencias entre ambos sistemas son las siguientes:

- a) La comparación se hace en el momento de la plena utilización de la solución de más largo desarrollo. No hay proyección hacia el futuro más alejado como en el caso del "coeficiente de valor". La puesta en operación de una central en menor plazo que la solución equivalente tiene mayor influencia en la fórmula rusa.
- b) En la fórmula rusa aparece el capital necesario para producir y transportar el combustible como una parte de la inversión térmica. En el "coeficiente de valor" este factor aparece disimulado en el precio del combustible. Desde un punto de vista de programación nacional, la fórmula rusa es más conveniente. Desde el punto de vista de una programación referente sólo al sistema eléctrico, el "coeficiente de valor" es más lógico pues pone el gasto de combustible como efectivamente se produce e independiza la fórmula del origen nacional o importado del combustible.^{40/}
- c) El término $\frac{D_T - D_H}{I_H - I_T}$ del "coeficiente de valor" es inverso del término $\frac{K_h - K_s}{I_s - I_h}$ de la fórmula rusa. Pero siempre la diferencia $I_H - I_T > K_h - K_s$. Por incluir elementos distintos no puede asegurarse a priori si la

^{40/} Estas diferencias equivalen en cierto modo a lo que en la "investigación operacional" se llama decisión óptima y subóptima. La primera es la mejor para el conjunto, la segunda es la mejor para una parte del conjunto.

diferencia de gastos $D_T - D_H$ es mayor o menor que $I_s - I_h$, pero en principio parece posible afirmar que la primera será mayor, por corresponder a una diferencia acumulada en un número grande de años de operación. Esto nos permite estimar que el período de recuperación tenderá a variar en forma similar al inverso del enriquecimiento relativo por unidad invertida en exceso sobre la inversión de referencia. Si fuese estrictamente igual al inverso, equivaldría a decir que el "coeficiente de valor" mínimo con el cual se acepta la solución hidráulica debe ser superior a 1.1.^{41/}

Antes de ocuparnos del uso práctico de estos métodos de comparación, queremos agregar una breve referencia a otro tipo de aproximación al problema de elegir la solución más conveniente. Se basa en los principios usados para la tarificación, que reconocen el distinto valor que cuesta producir la energía en las diversas horas del año. A través de perseguir que las nuevas centrales agregadas produzcan la energía al mínimo costo, se puede llegar a elegir la solución más conveniente. Los señores Friedmann y Schkolnik,^{42/} por ejemplo, han propuesto un método para el cálculo del costo horario del servicio eléctrico, cuyo desarrollo detallado requiere una extensa computación de cifras para las distintas características hidrológicas de un sistema complejo de muchas centrales hidroeléctricas. El método, brevemente explicado, consiste en dividir el costo variable de los kWh hidráulicos y de los términos de base, en el total de kWh base del período considerado y el costo de los kWh térmicos generados para atender la punta, solamente en los kWh de punta.

En cuanto a los costos fijos, supuesta las plantas ordenadas en su orden lógico de operación, se propone dividir el correspondiente a cada escalón de potencia por el número de kWh efectivamente generados en dicho escalón.

Si se aceptan estos criterios de repartición, se podría aplicar este método para determinar el sistema de tarifas. Pero también serviría "para comparar costos totales de energía de diversos conjuntos posibles de instalaciones y podrá, en consecuencia, utilizarse para encontrar el más conveniente" (43).

^{41/} Véase algunos detalles del sistema ruso en (47).

^{42/} Trabajo presentado al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica (43).

Un método diferente de tarificación, pero que tiene cierta similitud básica con el anterior aunque es más simple, es el propuesto por el ingeniero Brelih en la Reunión parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (48). En este caso, los costos anuales (incluso gastos fijos) de las plantas de pasada, de las térmicas de base y de la potencia de reserva se distribuyen uniformemente por día o por mes en el año. Los costos anuales de las plantas de embalse y de las térmicas de generación variable se dividen respectivamente por el número de kWh generados por ellas durante el año, y a cada día o mes del año se le atribuye un gasto total igual a ese valor medio multiplicado por el número de kWh de embalse o térmicos producidos ese día o ese mes. Sumando ambos gastos se obtienen un costo de la energía de cada día o mes del año que, dividido por el número de kWh del día o mes, conduce a un precio medio. En seguida, para reconocer el diferente valor de la energía a las distintas horas del día se divide la curva de carga en tres franjas horizontales, las clásicas en economía eléctrica, a saber: llenas, vacías y de punta (mínimo absoluto, mínimo diario y punta). Se divide el gasto diario o mensual de acuerdo con las potencias comprometidas diaria o mensualmente en cada franja y este gasto se distribuye de acuerdo con la energía vendida en cada franja. El método puede ser aplicado al caso de una planta nueva que, al introducirse en el mismo sistema de cálculo anterior, modifica el sistema general de precios en un sentido u otro. Repetido para diversas plantas, las distintas modificaciones de precio que se producen pueden servir de guía para resolver cuál es la planta más conveniente.

En todo caso, los dos métodos tarifarios descritos más arriba nos permiten recordar que la energía tiene un precio variable según sea la oportunidad en que ella puede ser producida. En otras palabras, al calcular las entradas que produce una central debe tomarse muy en cuenta las energías de muy distinto precio que ella es capaz de generar.

Aparte de estos métodos, basados en sistemas tarifarios, se ha desarrollado también en gran escala el empleo de las técnicas del cálculo de probabilidades o estadística matemática. Estos sistemas constituyen más bien instrumentos de análisis más que métodos de comparación.^{43/}

^{43/} Véase por ejemplo, un caso de aplicación de análisis secuencial en (49).

f) Métodos de programación

En lo dicho anteriormente se han expuesto métodos que permiten comparar una central con otra o conjuntos o grupos de centrales con otros conjuntos alternativos. Pero no se ha señalado un procedimiento sistemático de formulación de un programa. Si, como es frecuente en el caso de muchos sistemas latinoamericanos, sólo se trata de agregar al sistema una sola central dentro del período del programa a corto plazo, los métodos anteriores pueden aplicarse directamente. Pero, si se trata de sistemas desarrollados, como en el caso de los sistemas más importantes de nuestro continente, entonces es necesario recurrir a procedimientos diferentes.

Podría imaginarse un método de tanteo o de aproximaciones sucesivas. En cierta forma es un sistema aplicado en forma no explícita con mucha frecuencia. La Hydro-Electric Commission of Tasmania ha sistematizado un método de esta naturaleza. La práctica ha sido "en la investigación económica de un nuevo desarrollo eléctrico determinar el "costo unitario bruto" para cada uno de los proyectos competitivos. El "costo unitario bruto" se define como el costo anual de un proyecto dividido por la capacidad media disponible, en kW, durante un período preseleccionado. Para cualquier esquema en particular, habrá un tamaño y disposición que dará un costo unitario bruto mínimo. Cada esquema alternativo de mérito económico comparable se considera en relación con el sistema en el cual debe operar, y se le modifica como sea necesario para satisfacer los pronósticos de demanda, dando debida importancia al factor de carga del sistema y a los requisitos de capacidad de reserva".

"Cualquier deficiencia en la producción media o en la potencia de punta de un desarrollo propuesto debe ser satisfecha desde algún otro punto del sistema. Sin embargo, el costo del proyecto debe incluir el costo de proveer la capacidad firme necesaria que corresponde a la producción media propuesta y al factor de carga del sistema. Si sólo se consideran centrales hidroeléctricas, esta deficiencia debe ser satisfecha por desarrollos hidroeléctricos subsecuentes. El límite económico hasta el cual puede desarrollarse un esquema propuesto será, por tanto, hasta un punto tal que el costo incremental iguale el costo estimado de los desarrollos subsiguientes" (51).

/El método

El método descrito no resulta, sin embargo, aplicable para sistemas grandes, en los cuales es necesario combinar adecuadamente un gran número de centrales generadoras. Esta combinación armoniosa de diferentes tipos de centrales debe poder realizarse de acuerdo con métodos de programación y de comparación de alternativas prácticamente aplicables. La programación lineal y el uso de computadores han permitido progresar notablemente en este sentido en los últimos años.

El problema consiste en hacer mínimo el desembolso total presente, es decir la suma de las inversiones más los gastos de explotación del período de comparación, reducidos ambos grupos de desembolsos a su "valor presente". Se admite que las inversiones son funciones lineales de las incógnitas que en este caso son las características de las centrales por construir y la energía futura por producir en cada central del programa. Las incógnitas deben satisfacer al mismo tiempo las condiciones impuestas al programa por las características del consumo o por decisiones de otra índole como queda explicado en la sección c) del presente capítulo. Estas condiciones se expresan por igualdades o desigualdades lineales de las incógnitas. Las soluciones aceptables de las incógnitas deben ser positivas o nulas.

Si el número de centrales que es preciso introducir en el programa es de cierta importancia, el número de ecuaciones o desigualdades y de incógnitas crece considerablemente y provoca exigencias de cálculo que requieren computadores de gran tamaño. Por eso, se prefiere generalmente en esos casos simplificar el problema agrupando las centrales por categorías o subcategorías de características comunes, tales como centrales de pasada, de embalse, de punta, térmicas, etc. De este modo, se puede llegar en forma relativamente sencilla a un programa global que indique las exigencias para hacer óptimo el resultado. En una segunda etapa se determinará cuáles son las centrales más convenientes dentro de cada tipo.

Esta segunda etapa puede perfectamente cumplirse con la aplicación de algunos de los medios de comparación descritos, más arriba tales como el sistema ruso o el "coeficiente de valor". Basta, por ejemplo, escoger para los distintos tipos de centrales que requiere el programa, aquellas de más alto "coeficiente de valor" e ir completando el programa introduciendo nuevas centrales en el orden decreciente. En la práctica, la regla

/del coeficiente

del coeficiente decreciente no se puede aplicar con todo rigor, pues es esencial una buena adaptación a las exigencias del programa y esta adaptación puede no realizarse en la forma más adecuada con la central del más alto "coeficiente de valor". Desde luego, el procedimiento de selección descrito está limitado a aquellos proyectos conocidos a los cuales se les ha determinado el "coeficiente de valor" con suficiente precisión. En los países que recién se inician en este tipo de inventarios, la elección queda considerablemente limitada por la información disponible. El método requiere con mucha probabilidad ajustes o repeticiones antes de alcanzar la solución definitiva. El programa actual debe ser proyectado hacia el futuro para conocer cual será su participación en el suministro durante todo el período de comparación. Esa proyección obliga a hacer una determinación global de uno o dos programas posteriores al actual, para conocer el aspecto general de las capacidades generadoras futuras y la forma como se distribuirá la producción en el porvenir entre las centrales existentes, las del programa que se estudia y las instalaciones que se construirán posteriormente.

Otra razón para acercarse al problema por aproximaciones sucesivas está en el hecho que diferentes centrales tienen influencias recíprocas unas sobre otras, no sólo de orden físico, como por ejemplo, el caso de una central de embalse construida aguas arriba de una planta de pasada existente, sino simplemente desde el punto de vista de la explotación. Es el caso conocido de una central más eficiente o con mejores condiciones de energía base, que desplaza a otras centrales existentes y las coloca en condiciones de operación diferentes a las previstas originalmente.

Se comprende que la aplicación de un método como el descrito en el sistema nacional francés con una potencia instalada de 20 737 000 kW (1959) y que en el curso del año indicado ha puesto en servicio una capacidad adicional de 1 500 000 kW dividida en 21 centrales térmicas convencionales, nucleares e hidráulicas, el asunto resulta bastante complejo. ^{44/}

En el caso de América Latina el problema es diferente. Los más grandes sistemas de nuestros países sobrepasan apenas el millón de kW. Es el caso del área del Gran Buenos Aires y litoral, con una potencia instalada de 1 427 000 kW (20), de la región central de México (el antiguo sistema

^{44/} Véase (50).

combinado de la Comisión Federal y de la Mexican Light and Power Company) que sobrepasa ligeramente el millón de kW y del sistema de Sao Paulo cuya producción es superior a 7 500 millones de kWh. En esas condiciones, los programas definitivos de 5 años no contienen más de 5 ó 6 proyectos importantes que se pueden analizar en forma bastante fácil dentro de los principios explicados más arriba, simplificando los métodos en relación a las condiciones y parámetros que influyen en el resultado y que son menos bien conocidos entre nosotros.

g) Determinación del tamaño de los elementos esenciales de una central hidroeléctrica ^{45/}

El problema de dimensionar las diversas obras que incluye una central, ciertamente escapa a los límites del tema propuesto en este trabajo. Una vez elegidas las centrales que integran un programa con sus características principales de potencia instalada, caudal captado, capacidad de regulación, etc., es necesario proceder al proyecto definitivo de cada una de ellas. Las dimensiones de las obras fundamentales - aducción, embalse o estanque, cañerías de presión, casa de máquinas, etc. - pueden sufrir modificaciones de importancia tendientes a mejorar o perfeccionar las ventajas económicas que en el anteproyecto fueron suficientes para justificar la inclusión de esta central en el programa de obras en curso.

Este aspecto del problema forma parte por tradición y por lógica de la labor de los proyectistas. Se ha desarrollado una extensa literatura sobre el cálculo de pendiente económica de los canales, diámetro económico de las tuberías forzadas, sección más conveniente de las galerías, tamaño de las unidades generadoras, etc. Desde luego, no se trata de modificaciones fundamentales sobre el anteproyecto que alteren el significado de éste, pues ello sería equivalente a considerar una alternativa distinta a la aceptada en el programa y, por lo tanto, su justificación debería hacerse del mismo modo descrito en los párrafos anteriores.

Los estudios mencionados implican cambiar ligeramente, sólo en algunos pocos porcientos, la potencia máxima obtenible o la energía generable durante el año. Estas variaciones significan una mayor o menor inversión del capital. En el hecho, el estudio económico consiste en hacer mínima

^{45/} El problema tratado en este párrafo se plantea en forma mucho más simple para las centrales térmicas.

la inversión por unidad de energía producida.^{46/} Las técnicas habituales de proyecto implican que esta energía marginal se aprovechará en igual forma que el proyecto base. O sea, si la capacidad de la central es tal que sus instalaciones tardarán varios años en ser utilizadas totalmente, esta energía marginal sólo tendrá significación económica al término del lapso mencionado. Esto equivale a introducir en las fórmulas usadas por los proyectistas el concepto de "valor presente" al cual generalmente se le da una importancia menor que la debida.

Una segunda consideración, que conviene recalcar, es que cuando los sistemas tienen una fuerte proporción térmica, la energía marginal ganada en un proyecto hidroeléctrico tiene una colocación inmediata por lo menos durante algunos meses en el año y tiene un valor real fácil de estimar. Pero si el sistema es predominantemente hidráulico, los kWh marginales son de una colocación muy eventual derivada del hecho que todo proyecto hidroeléctrico, cualesquiera que sea la seguridad hidrológica para el cual ha sido previsto tiene posibilidades de producir ciertos años energía adicional. En otras palabras, solamente la energía marginal ganada con caudales de muy alta seguridad hidrológica tiene un valor cierto. Desde nuestro punto de vista, lo anterior significa que en el estudio de costo mínimo el proyectista debe tomar en cuenta sólo una parte de los kWh ganados teóricamente cuando ellos corresponden a valores hidrológicos inferiores al 90 ó 95 por ciento.

Finalmente, queremos recordar que en páginas anteriores habíamos destacado la importancia de no concebir los proyectos con criterios demasiado ajustados a las condiciones del momento, que pudiesen entorpecer o impedir ampliaciones posteriores basadas en el cambio natural producido por el agotamiento progresivo de las reservas hidroeléctricas y la operación conjunta de sistemas en los cuales participarán en mayor proporción otros medios generadores - centrales térmicas o electronucleares, por ejemplo. Es también corriente el caso que una posibilidad hidroeléctrica de tamaño excesivo para las condiciones del consumo en el futuro inmediato se desarrolle en etapas

^{46/} Equivale a decir que la mayor inversión requerida para producir la cantidad de energía adicional dividida por los kWh adicionales da un cociente inferior al término medio de la inversión total dividida por los kWh totales.

/definidas. En

definidas. En general, un proyecto de esta especie significará adelantar inversiones de todas aquellas obras que no son divisibles por etapas y cuyos beneficios sólo se harán sentir en la medida que el proyecto se complete. En todos estos casos, la "tasa de actualización" para determinar el "valor presente" juega un papel preponderante. Con las elevadas tasas que se debe operar, según nuestro criterio en América Latina, esos beneficios futuros tendrán una ponderación muy reducida, y por tanto, harán difícil la justificación económica de inversiones de aprovechamiento futuro que una política de bien entendida conservación de los recursos naturales sin embargo sería indispensable. En este sentido, las bajas "tasas de actualización" aplicables en Norteamérica y Europa permiten una mucho mayor amplitud de criterio. Por eso, no podemos menos de recomendar que al entrar al diseño final de un proyecto, se examine hasta donde sea posible el prever las dimensiones, de modo que a un costo mínimo se deje abierta la puerta a un ulterior y más completo aprovechamiento del recurso.

6. El uso complementario de los recursos térmicos e hidráulicos

Posición de la energía nuclear

a) La colaboración entre centrales hidráulicas y térmicas

Ya hemos anotado que existe consenso público a priori de la ventaja en el uso de los recursos hidráulicos sobre las centrales térmicas. Esta opinión arraigada tiene su origen, a nuestro juicio, no sólo en la explicación habitual de que los saltos de agua son un recurso a la vista, permanentemente renovado por la naturaleza, sino, también, en el hecho histórico de que el agua ha sido elemento motriz desde la más remota antigüedad. Grandes centros industriales debieron nacer a orillas de los cursos de agua que los proveían del único recurso capaz de producir esfuerzos de varias decenas de caballo sobre un mismo eje motor.

El problema se ha planteado en términos de oposición; hidráulico versus térmico, en lugar, de su verdadero enfoque de dos medios que se complementan en forma extraordinaria. En parte, ello se debe a los métodos de estudio de alternativas descritos en el capítulo anterior, en los cuales se comparan las plantas hidroeléctricas con centrales térmicas de referencia y se procura encontrar soluciones hidráulicas que arrojen ventaja sobre la térmica equivalente.

/Hay en

Hay en esto una deformación inconsciente del verdadero sentido de la evaluación. Refiriéndose a estos métodos de comparación, los rusos expresan lo siguiente: "Debe destacarse con énfasis que la comparación con centrales térmicas sólo tiene valor de proyecto y no debe interpretarse como un intento de oponer las diferentes fuentes de energía una en contra de la otra. La industria eléctrica de la Unión Soviética está fundamentalmente basada en la combinación armoniosa de los varios tipos de centrales generadoras conectadas a amplios sistemas eléctricos, que aseguran las condiciones más favorables para producir el costo de la energía de la totalidad del sistema" (46).

Esta complementación armoniosa resulta, sin duda, en gran parte de los estudios de programación referidos en el capítulo precedente. Es claro que si se tiene un consumo dado y se dispone de un cierto recurso hidráulico que en la época de aguas máximas puede atender totalmente las exigencias de energía y demanda pero que en el estiaje no es capaz de satisfacerlas, es posible combinar dicho recurso con una nueva solución hidroeléctrica o con una central térmica. El estudio, en ese caso, incluiría la comparación de la central hidráulica con la térmica de referencia correspondiente, las dos hidráulicas combinadas con una térmica de referencia y la primera hidráulica (elegida, suponemos, por su alto "coeficiente de valor") más una térmica, comparada nuevamente con una central térmica de referencia.

Como se puede apreciar, el problema tiene un planteamiento lógico dentro de lo establecido anteriormente. En lo que sigue, dada la enorme importancia del tema, deseamos hacer algunas consideraciones de orden cualitativo.

Hemos recordado que, por razones derivadas del clima y de la forma como se desarrollan las actividades humanas con ritmos estacionales, semanales y horarios, los consumos de energía presentan fuertes cambios a lo largo del año y durante el día. Simultáneamente a este hecho, pero sin ningún paralelismo con él, los recursos hidroeléctricos experimentan modificaciones en sus posibilidades en relación directa con el caudal de los ríos, cuyas variaciones son de orden climático. Si bien durante el año las variaciones de los ríos siguen una pulsación estacional más o menos regular, los cambios de año en año, las crecidas, los caudales en el período de lluvias, etc., no pueden ser pronosticados, con ninguna anticipación o seguridad utilizable,

/por ejemplo,

por ejemplo, para la operación de un año completo.^{47/}

Los estudios hidrológicos e hidrométricos nos dan una información que permite asegurar lo que sucederá con una probabilidad determinada a lo largo de los años, pero no lo que sucederá en un año o serie de años dados.

Por lo tanto, al equipar un tramo de río con una central para aprovechar un cierto desnivel, la determinación del caudal máximo que deberá pasar por las turbinas es un problema complejo. Salvo que se elija el mínimo absoluto del río, la potencia instalada en la central no podrá estar disponible o garantizada permanentemente. El hecho de que se construyan en el curso del río embalses reguladores diarios, estacionales o inter-
anuales y de que el sistema interconecte regiones de diferentes condiciones climáticas y, por lo tanto, hidrológicas, son factores indiscutiblemente favorables que permiten elevar la potencia garantizada de las obras hidroeléctricas así combinadas muy por sobre la suma de las potencias mínimas garantizadas por el caudal natural de los ríos. Es una de las ventajas de la interconexión sobre la cual volveremos posteriormente.

La construcción de embalses constituye uno de los medios más eficaces de mejorar las posibilidades hidroeléctricas, pero está limitada por las condiciones físicas y económicas y, pese a los esfuerzos que se realizan en todos los países avanzados, no alcanza a producir una regularización suficiente. Francia que ha realizado un programa extenso de embalses desde 1945, ha logrado subir su capacidad de energía anual acumulada, en los últimos 15 años, de 884 000 000 kWh a 4 114 000 000 kWh, (1960), es decir, alcanza hoy sólo al 6.5 por ciento del total generado en el año. Italia y Suiza poseen una capacidad de embalse que se acerca al 15 por ciento.^{48/}

^{47/} En ciertos casos particulares se pueden obtener resultados medianamente aceptables. Sin embargo, la afirmación hecha no se contrapone con los resultados de medidas en "rutas de nieve", que permiten pronosticar el escurrimiento probable en el período de deshielo.

^{48/} La razón de esta capacidad superior es explicable, pues la proporción de energía hidráulica a energía total es también mucho más alta en esos países. Francia, en relación a su producción solamente hidráulica, tiene una capacidad de embalse de 12.6 por ciento (1959). (Véase (52).

En América Latina, uno de los sistemas hidroeléctricos más interesantes, el de Río Negro en Uruguay, tiene una capacidad de regulación interanual de más o menos 520 000 000 kWh,^{49/} pero no está en condiciones de afirmar toda su potencia instalada.

De aquí resulta la conveniencia económica de combinar las posibilidades hidroeléctricas con instalaciones térmicas. Estas, como tienen toda su potencia disponible en cualquier momento, están en condiciones particularmente recomendables para apoyar las deficiencias derivadas de condiciones hidrológicas desfavorables. De este modo, la energía antes de carácter secundario de las centrales hidráulicas, es decir aquella que puede ser generada con el agua que excede de los mínimos de caudal considerados firmes y que no puede ser retenida en embalses reguladores, puede ser, sin embargo, garantizada al consumidor durante los años secos en que los caudales excedentes sobre el mínimo desaparecen o disminuyen, por medio de una central térmica. Esta función de complementación de las centrales térmicas es una de las más esenciales que pueden preverse en la combinación de ambas fuentes de energía. Es ella la que justifica el hecho, ya señalado de que los japoneses hayan logrado bajar la seguridad hidrológica de diseño de sus centrales hidroeléctricas a caudales que son sobrepasados solamente 95 días en el año.

Canadá, considerado tradicionalmente como un país de gran potencial hidráulico, está afrontando en algunas áreas el problema de la limitación de los lugares de explotación económica en un futuro a corto plazo. Los estudios realizados indican que al diseñar las centrales hidráulicas con apoyo térmico actual o futuro, se puede justificar "una capacidad instalada sustancialmente más elevada que la que resultaría al diseñar la capacidad hidráulica futura del sistema sin limitación y sin desarrollar ninguna generación térmica" (53).^{50/} En este mismo estudio se demuestra que la instalación de centrales térmicas permite elevar económicamente la capacidad instalada en centrales de embalse, sin necesidad de aumentar el volumen embalsado, evitando o reduciendo considerablemente los desbordamientos.

^{49/} Sin incluir la Central Paso del Puerto (en proyecto) aguas abajo de Rincón de Baigorria.

^{50/} Se trata de los sistemas de Manitoba y Northwestern Ontario.

/Incidentalmente, cabe

Incidentalmente, cabe destacar que la seguridad hidrológica para la cual conviene desarrollar un recurso hidráulico está íntimamente ligada a la concepción futura del sistema y que, si bien inicialmente no es posible reducir esta seguridad por falta de medios de protección contra los años o períodos secos (embalses, centrales térmicas, interconexiones) deberán hacerse esfuerzos para prever cuál podría ser ese límite económico y diseñar las obras civiles, hasta donde sea justificable, para estas ampliaciones posteriores.

Por cierto, el límite para elegir la seguridad hidrológica de diseño no es solamente de orden económico. El agua tiene usos muy variados, lo que da origen a soluciones hidroeléctricas particularmente interesantes cuando se presenta el caso de proyectos de propósitos múltiples.^{51/} Pero, a su vez, las exigencias de utilización del agua para otros usos distintos de la generación eléctrica, introduce limitaciones que reducen o modifican las condiciones en que el recurso hidráulico puede ser aprovechado como fuente de energía. En cada país, según sean las condiciones locales, existen usos preferentes tales como el agua para las necesidades de la vida urbana y rural, el riego, el agua industrial, la navegación y flotación de maderas, etc. Estos usos crean trabas al desarrollo de las centrales eléctricas que deben introducirse en el estudio de los caudales que se utilizarán en ellas. En todo caso, algunos de estos usos cambian el carácter de ciertas disponibilidades de

^{51/} Los proyectos de propósitos múltiples originan un caso especial de estudio económico de gran interés que ha sido tratado en varios trabajos presentados al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica; véase, por ejemplo, (41). Aún cuando no podemos entrar en el detalle de este caso particular, en principio el estudio económico de la parte energética es análogo al de una central eléctrica, pero la dificultad reside en la justa asignación de las inversiones y gastos comunes que origina el proyecto a los diversos propósitos que cumple. Esta distribución se realiza según diversos criterios, tales como el costo alternativo justificable, en función de las ventas, etc. El aprovechamiento de propósito múltiple generalmente produce una buena solución hidroeléctrica. En Chile se han realizado y se estudian proyectos de propósitos múltiples para agua potable (ciudades de Santiago, Iquique y Antofagasta) y para riego. Estos últimos son muy numerosos dada la característica de la agricultura chilena. Un gran proyecto de propósitos múltiples es la Central de Chocón en Argentina que podría producir unos 900 000 kW pero que, además, realizaría funciones de regulación de crecidas y podría ser utilizado con fines de riego y navegación.

energía degradándolas en su valor al pasarlas de firme a interrumpible, o de energía de todo el año a energía de temporada, etc. En estos casos, la combinación con energía térmica tendrá también el carácter beneficioso señalado anteriormente.

Hay otras ventajas en el uso combinado térmico-hidráulico que es conveniente recordar. Los sistemas, por razones de seguridad distintas que las de carácter hidrológico, como eventualidades en las obras civiles o en los equipos, fallas en las largas líneas de transmisión, etc., requieren disponer de capacidad instalada en exceso sobre la estricta demanda máxima del consumo. A estas razones se agregan las reservas normales para el mantenimiento correcto de los equipos. Dado el uso eventual y por cortos períodos de estas reservas, es lógico realizarlas con inversiones mínimas de capital. Esto significa naturalmente una preferencia por las instalaciones térmicas que son de considerable menor costo de instalación que las centrales hidráulicas. Abona aún más esta posición el hecho de que es conveniente, por razones de seguridad y para no depender de líneas de transmisión largas, colocar estas reservas cerca de los centros consumidores importantes. La central térmica tiene, entre otras ventajas, una considerable libertad en su ubicación. Esto último, sin embargo, ha dejado de ser cierto de las grandes centrales térmicas base, que se encuentran limitadas en su localización por el agua de refrigeración disponible en estiaje y por la polución atmosférica que prácticamente hoy día impide construirlas en la proximidad inmediata de las vastas aglomeraciones urbanas. Por esta situación, con gran frecuencia ya no es verdadera la afirmación que las centrales térmicas carecen de sistemas de transmisión importantes.

Pese a las ventajas innegables de una combinación entre centrales térmicas e hidráulicas,^{52/} hay países en los cuales la penuria de combustibles indígenas es tal que todo el desarrollo está basado fundamentalmente en sus recursos hidráulicos y la poca capacidad térmica instalada sólo se utiliza como un apoyo mínimo en la operación corriente; además, constituye la reserva normal y de eventualidades. Es el caso, por ejemplo, de Portugal y de

^{52/} El trabajo del Sr. Pett, presentado al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica, es un buen ejemplo de los resultados que se pueden obtener de la combinación descrita (42).

Tasmania. En América Latina, Brasil es un ejemplo representativo de esta situación ya que en una extensión considerable de su territorio posee grandes recursos hidroeléctricos, pero carece hasta ahora de yacimientos conocidos de carbón de buena calidad o de importantes depósitos de petróleo.^{53/} En estos casos, el acento del desarrollo está puesto fundamentalmente en los recursos hidroeléctricos, pero sería erróneo olvidarse del futuro trabajo combinado con centrales térmicas. Las reservas hidroeléctricas, por cuantiosas que hoy día parezcan, estarán utilizadas en su nivel económico en un plazo relativamente breve, no sólo por la expansión de los consumos sino también por la paulatina reducción del nivel de costo de la energía térmica debido a la elevación continua de eficiencia de las nuevas instalaciones.

Un ejemplo ilustrativo de lo antes expuesto es el caso de Italia. Este país, escaso de combustibles indígenas, ha sido por muchos años el de mayor producción hidráulica de Europa. Hace 10 años, en 1951, el 90.1 por ciento de su producción total era hidroeléctrica; el saldo, térmico y geotérmico. En 1958 la situación se había alterado ya en forma tal que sólo el 79 por ciento de la producción era hidroeléctrica. Los estudios realizados permiten pronosticar para el futuro próximo, en 1965, una reducción de la participación hidráulica a no más del 60 por ciento. Diez años más tarde, en 1975, la energía de origen hidráulico será sólo de 40 por ciento (55). Importante es señalar que esta tendencia tiene una significación inmediata sobre los proyectos hidráulicos que, en menos de 15 años, pasarán a constituir la proporción menor del suministro. En otras palabras, las centrales hidráulicas, aparte de tener que concebirse como combinadas con una fuerte proporción térmica, deberán, además, operarse cada vez más como centrales moduladoras capaces de tomar las fluctuaciones diarias de la carga para lo cual están particularmente bien dotadas. Las máquinas hidráulicas se caracterizan por su gran flexibilidad de operación que permite ponerlas en servicio desde cero a plena carga en pocos minutos. Además, debido a su pequeña velocidad y gran inercia poseen gran estabilidad para los cambios de carga. Debido a estas características, es muy adecuado el uso de las centrales con embalses para suministrar potencia durante el día cuando la carga varía con cierta rapidez.

^{53/} Véase (54).

Uruguay es un ejemplo característico de un aprovechamiento adecuado de la combinación térmica-hidráulica. Sabido es que este país carece de combustibles indígenas y que sus recursos de agua no son abundantes. Actualmente, en un año de generación hidráulica normal, la proporción térmica-hidráulica es más o menos 28 - 72 por ciento. Para 1970, pese al desarrollo de la central hidroeléctrica de Paso del Puerto, la proporción pronosticada es de 43 - 57 por ciento (31).

Para un país sin combustibles, la utilización de los recursos hidráulicos, aún cuando sea caro desarrollarlos, tiene un valor considerable por la economía de divisas que representa. Esta situación se acentúa en forma aun más intensa en los países donde las divisas son uno de los elementos esenciales para la adquisición de todos los bienes de capital que requiere el desarrollo. Esta es una ventaja más de las centrales hidroeléctricas, en las cuales el monto total de divisas necesarias por kW instalado es considerablemente inferior al que exige una central térmica. En Chile esta proporción es de 2 a 1; en muchos proyectos de América Latina se determina una proporción entre 1.5 y 2 a 1.

En resumen, más allá de las razones de orden económico medibles por los métodos cuantitativos, es necesario concebir el desarrollo de los recursos hidroeléctricos como destinados a operar en un futuro más o menos próximo, en combinación con centrales térmicas, sean estas del tipo convencional o nucleares.

b) La operación de un sistema combinado térmico-hidráulico

Se comprende que la operación de un sistema combinado térmico-hidráulico, en el cual la potencia térmica desempeña un papel importante, superior al que significa formar la reserva del sistema e intervenir durante cortos períodos del año por la escasez momentánea de agua, plantea un problema bastante complejo.

La operación tiene como fines esenciales, en primer término, asegurar el servicio exigido por el consumo, y, en segundo término, dar este servicio en la forma más económica posible.

/En un

En un sistema sólo térmico, esta segunda finalidad se cumple operando diariamente del modo más económico. En otras palabras, en cada instante las plantas térmicas que entran primero en servicio son las más eficientes, generalmente las más modernas. En un sistema combinado la situación debe resolverse no día a día, sino por períodos más o menos largos según sea la capacidad reguladora de los embalses que intervienen en el sistema interconectado. Si éstos tienen capacidad de regulación solamente diaria o semanal, la operación más económica deberá calcularse para estos períodos. Si la regulación es estacional, la operación más económica deberá preverse por períodos de varios meses o el año entero. Incluso en el caso de una gran capacidad de regulación interanual o plurianual (en relación no a una central dada, sino al sistema), el problema deberá considerar la situación por más de un año.

Para asegurar el servicio, es perfectamente concebible que durante un cierto período del año se genere energía térmica más cara para embalsar energía hidráulica que permita atender el consumo durante el período "crítico".

De lo dicho se desprenden prácticamente todas las reglas esenciales para operar un sistema combinado. Las plantas hidráulicas de pasada estarán siempre en la base. Toda la energía que ellas son capaces de vender debe ser generada, pues el costo marginal de producción es prácticamente nulo. Cuando las plantas están, además, provistas de estanques de punta, esta potencia y energía será utilizada precisamente en las horas de máxima demanda. El número de horas durante las cuales se distribuirá esta energía de punta dependerá de circunstancias muy inmediatas pero, en general, estos estanques se construyen para dar potencia y, por lo tanto, habrá tendencia a utilizarlos con el máximo de capacidad durante el mínimo de horas.

Las plantas térmicas y las plantas de embalse son las que darán la combinación óptima de operación. Ambas tienen características comunes: los dos tipos de centrales son capaces de guardar energía potencial en forma de combustible o de agua almacenada. Pero los embalses tienen una capacidad de almacenamiento limitada, de manera que el agua que se retiene en ellos debe ser administrada a fin de agotarla antes de los períodos "críticos". La economía en el uso del agua de los embalses está regida por una serie de

/técnicas de

técnicas de operación que dependen de las características del conjunto de plantas del sistema.^{54/} Es perfectamente posible determinar hasta qué punto resulta económico embalsar agua para su utilización durante el período "crítico" generando para ello energía térmica en reemplazo de la que podría haberse producido con el agua guardada. También se puede perfectamente establecer el costo incremental de guardar kWh hidráulicos para distintas condiciones hidrológicas posibles y determinar si esta energía guardada resulta económica o no, dando por sentado que desde el punto de vista de asegurar el servicio la decisión de embalsar es indiferente.

Las reglas generales con las cuales se operará el sistema combinado deberán adaptarse a cada sistema. Sin embargo, en lo esencial, éstas se presentan más o menos en la misma forma en todas partes. Si la curva de carga diaria no puede ser atendida con la energía hidráulica disponible (se supone asignada la cuota que se puede extraer diariamente de los embalses estacionales o interanuales) será preciso generar una cierta dosis de energía térmica. Si ésta constituye una proporción pequeña del total, como será el caso en un sistema muy predominante hidráulico y durante los períodos o los años abundantes en agua en un sistema normal, las plantas térmicas operarán probablemente sobre las centrales con embalse regulador y bajo la energía de los estanques de punta. Esta situación no es particularmente favorable para las plantas térmicas ya que estarán obligadas a modular una parte de la carga y tendrán, además, un trabajo continuado solamente durante algunas horas del día.^{55/}

Si el año o el período en consideración es normal o seco, crecerá la proporción de energía térmica que es necesario generar. En ese caso, las plantas térmicas se introducirán entre las hidráulicas de pasada y las plantas de embalse y tomarán una parte de la curva de carga durante un gran número de horas diarias. Finalmente, si las plantas hidráulicas de pasada no son capaces de generar el total de la energía base, las plantas térmicas más eficientes completarán la carga base.

^{54/} Véanse (32) y (56).

^{55/} Esta es la situación de Suecia. Muy excepcionalmente se hace trabajar una planta térmica hacia la base del diagrama (57).

A medida que las centrales térmicas van desplazando hacia arriba a las plantas de embalse en la curva de carga, habrá ventaja en aumentar la potencia instalada en éstas ya que el factor de planta con que deberán trabajar normalmente será menor y estarán en situación de utilizar mejor los eventuales excesos que podrían producirse en los períodos de aguas abundantes. Esto es en cierta forma lo que sucede en el conjunto de los países de Europa, en los cuales la relación entre la energía hidráulica producible en un año normal y la energía requerida por el consumo sobre la carga base era, en 1955, de 1.57 y será, en 1975, de 1.09 (58).

Si se examina a la luz de lo expresado más arriba el sistema Río Negro-Montevideo, que carece de plantas de pasada, se podrá observar que las centrales de embalse tienen como primera función garantizar la potencia necesaria para atender el consumo, entregando la responsabilidad de asegurar la energía a las plantas térmicas. Sin embargo, en un año medio, el grueso de la energía lo entregan las centrales hidráulicas que operan en base dejando la responsabilidad de la modulación de la carga a las plantas térmicas instaladas al lado del consumo. En un año menos que normal la situación se invierte, la carga base la toman las plantas térmicas y la modulación es realizada por las centrales hidráulicas (36).

El principal sistema brasileño en São Paulo presenta una situación diferente. Aquí el suministro es predominantemente hidráulico y tiene una gran capacidad en embalses reguladores. El solo embalse de la central de Cubatao es capaz de almacenar 1 900 millones de kWh, es decir, más de un 25 por ciento del actual consumo anual del sistema. En este caso, la operación característica de las plantas térmicas es la de entregar energía de punta, pero en años anormalmente secos deben suministrar también una parte de la energía base.^{56/}

En el caso de Venezuela, el plan de electrificación consulta un desarrollo muy equilibrado de sus recursos hidráulicos y térmicos. Este país cuenta con la ventaja indudable de poseer abundantes posibilidades hidroeléctricas y grandes yacimientos de combustibles baratos. En este

^{56/} Aún cuando no tenemos información muy reciente, entendemos que ésta sigue siendo la situación. Véase (59).

caso la operación normal prevista consulta el funcionamiento base de las plantas térmicas en estiaje y de las centrales hidráulicas en los períodos de abundancia de agua. En la situación media se espera obtener un funcionamiento compartido.

El sistema interconectado chileno se caracteriza por tener una fuerte proporción de centrales de pasada, estanque de punta diarios en casi todas las centrales, capacidades de embalse estacional relativamente reducidas y centrales térmicas de combustible caro.^{57/} En estas condiciones, la responsabilidad esencial del suministro está entregada a las plantas hidráulicas. Las plantas térmicas tienen exactamente la posición descrita más arriba: en los períodos de aguas bajas se utilizan como centrales de punta bajo los estanques de regulación diaria y en los años secos o en los meses muy críticos ocupan una posición de base, desplazando incluso energía de pasada para permitir un mayor embalse en los estanques de punta de estas mismas centrales.

De los tipos de operación descritos anteriormente se deduce que en los países o regiones dotadas de recursos hidráulicos abundantes en los cuales económicamente este es el tipo de generación eléctrica que resulta más ventajoso, conviene cubrir en lo posible la energía base con plantas de pasada. En un país como Austria, por ejemplo, se define la proporción de centrales de pasada de modo tal que ellas sean capaces de satisfacer la carga base del verano.

De lo dicho también se desprenden algunas observaciones referentes a las plantas térmicas. Ellas prestan dos tipos de servicio fundamental: i) reserva y servicio de apoyo y punta, es decir una utilización de pocas horas al año, y ii) energía base de alto aprovechamiento anual. En el primer tipo se utilizarán las plantas convencionales de bajo costo fijo (baja inversión por kW) y de alto costo de operación. En el segundo caso se emplearán unidades de alta eficiencia y consiguientemente elevada inversión. Entre las primeras entrarán en consideración las unidades de presión mediana y las turbinas a gas. Estas últimas presentan dos ventajas

^{57/} Se está aumentando considerablemente la capacidad de regulación a un plazo breve.

dignas de ser tomadas en cuenta. Por un lado, gran velocidad de puesta en servicio, ya que pueden cargarse a plena carga en 20 minutos desde la situación inicial de unidad fría, lo que normalmente requiere cuatro a seis horas en una turbina convencional. Por otra parte, tienen una menor inversión por kW comparado con las unidades convencionales, si bien la poca experiencia que existe a la fecha no permite confirmar esta ventaja en forma definitiva. El rendimiento, sin embargo, es menor que en una planta térmica clásica (61). Para el segundo grupo de plantas térmicas, además de las centrales convencionales de vapor de alta presión, entrarán en consideración las centrales electronucleares que serán examinadas en el párrafo siguiente.

c) Combinación de las plantas tradicionales con las centrales electronucleares

Es este un tema de mucha preocupación entre los expertos en economía eléctrica. En gran parte, la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (1960) estuvo dedicada a su análisis.

La situación se plantea en los siguientes términos generales. La inversión por kW instalado es considerablemente más alta que en una planta térmica convencional (algunos afirman 2,5 veces^{58/}). El precio se eleva rápidamente con la disminución progresiva de tamaño de los reactores, de donde se desprende la tendencia actual de instalar unidades muy grandes (62). El costo actual del combustible nuclear es más bajo que una central a carbón pero no considerablemente menor.^{59/} El costo es función directa de la vida útil del combustible dentro del reactor, circunstancia que puede ser mejorada considerablemente por nuevos métodos metalúrgicos y de irradiación que se investigan intensamente. Se desprende que las posibilidades de progreso en este campo son considerables, pero la situación frente al número de dificultades presentes, parece considerarse con ciertas reservas. En la Ponencia General sobre el "Enlace funcional entre la producción tradicional y la nuclear" de la Sesión Parcial de Madrid se lee, por ejemplo:

^{58/} Véase (44).

^{59/} Los ingleses estiman que el costo del combustible en sus reactores de Uranio Natural moderado con grafito es del orden de la mitad del costo actual en las mejores centrales a carbón en servicio (64).

"Aunque se vislumbra que el reactor nuclear sustituirá a la caldera, lo que es objeto de investigaciones en gran escala, por los numerosos problemas que se presentan es algo aventurado predecir el futuro." (63) En el caso de Europa continental el informe Armand - Estzel - Giordani parece haber estimado en forma demasiado optimista las posibilidades económicas de instalación en el área de los seis países del grupo Euratom ya que la realidad está demostrando, por lo menos en lo que a Italia se refiere, que la velocidad de instalación será ciertamente menor^{60/} (55).

De lo dicho se desprende que las centrales electronucleares pueden entrar en consideración económica hoy día sólo en unidades de gran tamaño y para servir cargas base con un 90 por ciento de aprovechamiento anual.^{61/} Un ejemplo típico de lo anterior se encuentra en los principios aplicados en Escocia para el desarrollo eléctrico, según los cuales las plantas electro-nucleares "deben ser ubicadas donde no hay recursos alternativos disponibles, pero al costo actual de la instalación no se debe ir más allá de lo necesario para atender la carga base, salvo que se opere en combinación con una planta de bombeo" (65).^{62/}

En la actualidad, a nuestro juicio, los países desarrollan instalaciones nucleares por una o más de tres razones diferentes:

- 1) Por necesidades derivadas de la insuficiencia de otros recursos térmicos o hidráulicos de aprovechamiento económico. Es el caso de Gran Bretaña que prevé no poder producir el carbón nacional suficiente para atender al crecimiento de la demanda y el de Italia que está agotando sus reservas hidroeléctricas. En América Latina podría ser también el caso de Brasil, que hasta ahora carece de

^{60/} Incluso en el programa inglés, sin duda el más ambicioso de los desarrollos comerciales, parece notarse una cierta reserva sobre la velocidad del desarrollo futuro (64).

^{61/} Aún en esas condiciones los italianos estiman que el costo de la energía nuclear resulta de 30 a 40 por ciento superior al costo de producción de una central termoeléctrica convencional con el mismo diagrama de carga (55).

^{62/} Otro modo de aumentar el factor de carga de las plantas nucleares es con el empleo intensivo de acumuladores de calor (63).

combustibles indígenas y considera necesario, a corto plazo, la instalación de grandes capacidades generadoras cerca de los consumos (54);

- ii) Por exigencias del desarrollo industrial, para estar en condiciones de competir en el mercado de suministro de equipo termonuclear. Es el caso de Estados Unidos, Rusia y Francia;^{63/}
- iii) Como etapa previa para realizaciones económicas ulteriores, cuando se hayan resuelto los problemas actuales con el objeto de adquirir experiencias, formar personal y preparar las condiciones técnicas, legales, sociales, etc. que el desarrollo electronuclear requiere. En este grupo se encuentran muchos países europeos, tales como España y Portugal y algunos países latinoamericanos que están considerando entrar en esta etapa.

En las condiciones descritas, si se acepta que la unidad de tamaño económico actual corresponde a un reactor de capacidad no inferior a 200 000 kW, para poder hacerlo trabajar con un factor de utilización tipo 90 por ciento se requeriría un sistema interconectado de por lo menos 800 000 kW de demanda máxima. Son muy pocos los sistemas de América Latina que alcanzan actualmente cifras superiores a la indicada. Los que están en dicha situación tienen instaladas centrales hidráulicas de pasada que toman el total o la mayor parte de la carga base, aparte de los lugares interesantes todavía no equipados que deberían desarrollarse con preferencia. De esto se desprende que por el momento no se ve una combinación posible de aprovechamientos electronucleares económicos en nuestro Continente salvo tal vez el caso del Gran Buenos Aires y Litoral. En efecto, este sistema argentino tendrá en 1969 una demanda máxima prevista de 2 249 000 kW (20) lo que implica una carga base mínima permanente no inferior a los 500 000 kW. Sin embargo, en el programa de nuevas instalaciones preparado por los asesores del Gobierno de ese país, no se recomienda ninguna instalación de esa naturaleza seguramente por razones de orden económico que alejan toda

^{63/} Por cierto, si bien la energía nuclear está relacionada con los usos pacíficos, los progresos de la técnica son de utilidad militar innegable en este como en otros campos.

posibilidad inmediata de competir con el fuel oil y el gas natural proveniente de los yacimientos de Campo Durán y Comodoro Rivadavia. También es interesante mencionar el caso de la región São Paulo-Rio de Janeiro, donde se está considerando la posibilidad de ejecutar una central electronuclear del orden de los 150 000 kW.

En Chile, en el norte desértico, por circunstancias muy especiales derivadas de la carencia de recursos hidroeléctricos y del alto costo de los combustibles nacionales e importados, (del orden de US\$ 3.6 a US\$ 4.5 por millón de kilocalorías) se ha examinado la posibilidad de instalar una planta nuclear base para atender al complejo industrial formado por las minas y refinerías de cobre y las plantas elaboradoras de salitre en la proximidad de las ciudades de Tocopilla y Antofagasta. Esta zona está actualmente servida por un grupo de centrales que totalizan 227 000 kW de los cuales 167 000 son térmicos y el resto diesel, salvo 1 500 kW hidráulicos. La carga base es relativamente alta debido a la fuerte demanda industrial y en especial por la refinación electrolítica del cobre. Se ha hecho un estudio de una posible central base electronuclear de 50 MW que trabajaría con un factor de planta de 80 por ciento. A pesar de las condiciones particularmente favorables para justificar una instalación electronuclear, el estudio teórico arroja sólo una ligera ventaja sobre la planta convencional (66).^{64/}

Una última reflexión. Dentro de las consideraciones anteriores respecto a los criterios de evaluación de programas surge la pregunta de cómo considerar la influencia futura de las centrales electronucleares. En nuestra opinión, para el caso de los países latinoamericanos la pregunta tiene en la actualidad un interés académico solamente, salvo los posibles casos brasileño y argentino, ya que no puede preverse en este momento una situación en la cual deba considerarse la instalación de una planta de este tipo por razones de orden económico. Sin embargo, de aquí a algunos años más,

^{64/} Es evidente que el bajo tamaño de la unidad es uno de los factores que dificultan su justificación económica pese al precio excepcionalmente alto de la caloría.

los progresos en cuanto al tamaño económico y al costo del combustible pueden haber sido tales que el problema efectivamente deba plantearse. En esas condiciones, el método de estudio sería análogo a los anteriormente expuestos, pero en este caso especial, debería darse a los parámetros que condicionan el costo un rango de variación desde un límite optimista superior a un límite pesimista inferior; este último sería naturalmente la situación conocida del momento. En este sentido, las centrales nucleares se presentan con una peculiaridad de la cual carecen las plantas termoeléctricas convencionales. En éstas, salvo las alteraciones muy limitadas posibles durante su explotación, esencialmente el rendimiento durante toda la vida será el alcanzado en el momento del diseño original. En el caso de la central electronuclear, sin embargo, el progreso en la eficiencia del combustible puede ser independiente del reactor construido y, por lo tanto, hay un margen considerable para que en los años futuros se obtenga un mejor rendimiento en kWh de una misma carga de material fisionable de menor costo. Las condiciones futuras de operación de una planta electronuclear deberán desprenderse de este tipo de consideraciones. En el hecho se trata, no de apreciar las posibilidades sino el tiempo que éstas tardarán en materializarse. Es este uno de los tantos hechos originales que plantea el futuro y que sólo pueden ser adivinados o contenidos sin sujeción a reglas o tendencias.

7. La interconexión de sistemas y sus ventajas

Posibilidades en América Latina

a) Objetivos de la interconexión de sistemas

"Aun cuando la expresión "pool de energía" suena como relativamente moderna en la operación de empresas de utilidad pública, en principio el hecho de unir o interconectar o explotar sobre una red común los recursos productores de energía es tan antiguo como la industria misma" (67). Basta pensar en lo que es un sistema eléctrico para ver que en él se presentan todos los problemas derivados de alimentar los consumos con diferentes fuentes de energía cuyo trabajo conjunto se hace más eficiente gracias al hecho de que ellas pueden utilizarse con gran flexibilidad. En principio, en el sistema se presentan todas las ventajas que pueden preverse de la interconexión de sistemas.

/A medida

A medida que los sistemas desarrollados aisladamente han crecido en extensión se ha hecho posible el contacto entre dos sistemas vecinos. Los sistemas convienen entonces en realizar su "marcha en paralelo". Esto es sólo el primer paso hacia una interconexión futura, pues en ese momento no se han construido todavía los elementos de unión apropiados para producir una interconexión efectiva. Sin embargo, para la marcha "en paralelo" se requiere que ambos sistemas posean en los puntos de contacto las mismas condiciones que serán indispensables posteriormente en la interconexión: igualdad de frecuencia y voltaje y el mismo sentido de rotación de los campos.

Sin embargo, sólo una decisión conjunta de los dos sistemas para proveer los medios apropiados de intercambio de potencia y energía en cantidad apreciable constituirá la realización de una interconexión propiamente tal, con todos los beneficios que se puede esperar de ella.

De la descripción anterior se desprende que la interconexión de dos sistemas se diferencia de la situación de un sistema único integrado, no por razones técnicas - ya que las condiciones de operación solamente se amplían de escala - sino por razones de intereses, de organización, etc.^{65/} Los sistemas se han desarrollado históricamente en forma aislada, con propietarios diferentes, con criterios de desarrollo distintos condicionados por los recursos naturales regionales y por las características del consumo servido por el sistema. Son estos intereses distintos los que se integran dentro del "pool" de energía cuando dos sistemas diferentes se interconectan conservando, sin embargo, una gran libertad de decisión propia por el hecho que se trata de dos organizaciones independientes.

La interconexión ha conducido en algunos casos a la integración de los diferentes sistemas regionales en un gran sistema nacional. Es la historia del caso inglés. La creación hace ya muchos años del British Grid - originalmente red de propiedad pública para la interconexión de sistemas

^{65/} Es cierto que la mayor magnitud crea problemas más difíciles, pero fundamentalmente de igual naturaleza. Por ejemplo, la magnitud de los cortocircuitos puede ser considerablemente mayor y requerir equipos especiales.

privados - dio origen, en 1947, a la industria nacionalizada.^{66/} No es el caso de Francia donde los medios para una fuerte interconexión nacional se han realizado posteriormente, después de la creación del sistema público único de Electricité de France.^{67/}

La interconexión de sistemas diversos se realiza para satisfacer dos objetivos fundamentales de muy distinta naturaleza: a) asegurar la colocación de grandes cantidades de energía disponibles en ciertas zonas y que no puede ser económicamente transportada sino en forma de electricidad; b) aprovechar las múltiples ventajas que se derivan de la diversidad de los sistemas interconectados. Son las mismas dos razones básicas que justifican la integración cada vez más completa de un sistema único.

Respecto al primer objetivo se pueden señalar dos fines diferentes que han sido los motivos principales de la interconexión en diversos países. En algunos casos se trata del intercambio de fuertes cantidades de energía hidráulica y térmica; Alemania constituye un ejemplo típico en el cual los sistemas de la zona sur, fuertemente hidráulicos, se combinan en forma armónica con los grandes recursos térmicos abastecidos con los carbones livianos de la Renania. El segundo caso corresponde a las diferencias estacionales en los recursos hidroeléctricos que pueden intercambiar su energía en ambos sentidos según sea la época del año. Un ejemplo es Italia, pero seguramente el caso más típico lo constituye Suecia.^{68/} En este país todas las empresas de carácter nacional, municipal o privado de alguna importancia, cooperan voluntariamente a través del Centrala Driftledningen (Dirección central de explotación). Esta interconexión

^{66/} En 1926 se creó el Central Electricity Board cuyo objetivo era coordinar la generación de electricidad de modo más eficiente. Es el origen del Grid que interconectó las plantas más eficientes. La ley de 1947 creó la British Electricity Authority que adquirió las instalaciones municipales y privadas existentes (27).

^{67/} En Francia existe la interconexión del sistema público único de Electricité de France con los autoprodutores que representan aproximadamente 20 por ciento del total de la energía producida. La producción privada es en un 95 por ciento térmica (52).

^{68/} Otro ejemplo interesante, no desarrollado todavía, es el de los Alpes Orientales y los Alpes Dináricos, en Yugoslavia, donde los regímenes hidrológicos tienen un carácter típicamente complementarios. Véase (68).

permite utilizar los grandes recursos hidroeléctricos de verano del extremo norte en adecuada combinación con las centrales regularizadas por lagos naturales y embalses en la región meridional con afluencia de agua bastante constante durante el año. El sistema de interconexión es particularmente importante en líneas de 380 kV y 230 kV (69).

El problema del transporte de la energía en forma de electricidad tiene limitaciones perfectamente definidas. En Francia, por ejemplo, con una densa red ferroviaria y con numerosas vías de navegación interior, el transporte del carbón de buena calidad, prácticamente a cualquier distancia, es más económico que el de la energía eléctrica que se podría producir con él. Es este un problema de gran importancia, sobre el cual existe un juicio a priori que inclina a la opinión pública a pensar que el transporte eléctrico es el más económico, juicio que contradicen numerosos estudios.

En un extenso trabajo presentado a la Reunión Parcial de Canadá de la Conferencia Mundial de la Energía (1958) se presenta un estudio comparativo entre la situación de las centrales eléctricas instaladas en el yacimiento productor del combustible o en el puerto de llegada de éste y el transporte de la electricidad generada al centro de consumo o el de los combustibles hasta el centro de consumo y la generación eléctrica en el punto de su utilización. En dicho trabajo se analizan los medios de transporte discontinuos (ferrocarril - camino - vía de navegación interior), medios de transporte continuos (gasoducto y oleoducto) y transporte eléctrico. "Los resultados son favorables al transporte de la energía eléctrica para el caso de petróleo pesado, del gas natural entregado a la presión atmosférica y para el carbón cuando se trata de potencias superiores a 50 MW y 8 000 horas de utilización por año y para potencias superiores a 100 MW y con utilización máxima de 4 000 horas si la distancia es inferior a 125 km."

"Los resultados son favorables al transporte de combustibles para el petróleo corriente y los productos livianos que se transportan por ductos y para el gas natural que proviene de pozos de alta presión también por cañería (sin instalación de compresoras), y, en el caso del carbón, para el transporte por carretera si la utilización es de 8 000 horas por año y por ferrocarril si la utilización es de 4 000 horas en los límites no antes incluidos." (70)

/En un

En un estudio de igual naturaleza realizado en Estados Unidos para el transporte de 500 MW con factores de carga de 0.5 y 0.8, el resultado de la comparación fue que era más económico el transporte por gasoducto u oleoducto, cualquiera fuese la distancia. En cuanto al carbón, su transporte ferroviario también resultó más económico para cualquier distancia superior a 100 o 210 millas según fuese el caso considerado (71).

En la URSS finalmente, los estudios establecen que "el transporte de energía por líneas de 400 a 500 kV es más ventajoso que el de combustibles por vía férrea siempre que el poder calorífico de éste sea inferior a 3 500 - 4 000 kg.cal. (72)". Sin embargo, se reconoce que el conjunto de las tres funciones que pueden atribuirse a las líneas eléctricas, a saber el transporte de energía, la distribución en puntos intermedios y la interconexión propiamente tal (el objetivo de diversidad que antes señalábamos) pueden hacer más ventajosa su construcción que el transporte de cualquier combustible por vía férrea.

Se ha estimado necesario destacar estos ejemplos para subrayar el interés que debería existir por establecer cuál es la situación a este respecto en los países de América Latina donde el desarrollo de las vías de comunicación y en general el costo de transporte es más elevado que en Europa, pero donde seguramente también existe un límite muy definido sobre cuál es la distancia máxima conveniente de la transmisión eléctrica. En Chile, por ejemplo, se ha considerado la posibilidad de establecer centrales de bocamina en la zona de Arauco para transportar la energía eléctrica hasta Santiago a 500 kilómetros de distancia, en circunstancia que el sistema interconectado está fuertemente dotado de centrales hidroeléctricas y que el factor de carga no alcanza a 0.6, lo que no da ciertamente posibilidad de una alta utilización horaria de la línea de interconexión. La justificación sólo estaría en el aprovechamiento de desechos de bajo poder calorífico que de ningún modo soportarían el transporte. El estudio económico que plantea este problema está por hacerse. En todo caso, por las grandes distancias y la baja densidad de población, características de los espacios latinoamericanos, este problema es uno de los más urgentes que conviene examinar.

Si bien es cierta la afirmación de M. Ailleret de que "la energía
/eléctrica es

eléctrica es un producto un poco más pesado de transportar que el petróleo y el carbón normal" (73) - por lo menos en los países más desarrollados - no es menos cierto que el transporte masivo de la electricidad es una obligación impuesta por las circunstancias geográficas y el desarrollo económico.

En todo caso, hay dos recursos energéticos cuya utilización integral requerirá de fuertes interconexiones: la energía hidráulica y los carbonos de bajo poder calorífico. En el gran sistema interconectado europeo se ha dado especial importancia a la posibilidad de utilizar los recursos hidráulicos aún no equipados y que tardarán todavía algunos decenios antes de ser usados en el país donde se encuentran. En el caso particular de Yugoslavia, cuyo importantísimo potencial hidroeléctrico ha sido equipado en poco más del 5 por ciento. La Comisión Económica Europea (Naciones Unidas) ha realizado un estudio detallado de esta posible interconexión que se justifica dado los costos de construcción excepcionalmente bajos de estos desarrollos hidroeléctricos (74). Se ha formado, además, un organismo especializado, Yugelexport, en cooperación estrecha entre Yugoslavia, Italia, Austria y Alemania, destinado a materializar esta idea.

Otro grupo de interconexiones donde juega papel fundamental el transporte masivo de energía son las dos grandes agrupaciones rusas: el sistema consolidado de la Rusia europea y el sistema consolidado central siberiano. Ambas integraciones corresponden a la interconexión de grandes sistemas regionales. El correspondiente a la Rusia europea, por ejemplo, predominantemente térmico, incluye el sistema alrededor de Moscú fuertemente unido a las grandes centrales hidráulicas del sistema del Volga (Kuibishev y Stalingrado) y al sistema de los Urales (75).

Naturalmente de esta integración de sistemas que cubren una superficie cada vez más importante resulta como consecuencia lógica un aprovechamiento más cabal de los recursos hidroeléctricos, es decir, lo que señalábamos como una de las grandes ventajas del trabajo combinado térmico-hidráulico en el capítulo anterior, resulta acentuado por la coordinación en una escala tanto más amplia.

Sin duda las ventajas económicas derivadas de este objetivo de la interconexión de sistemas son extraordinariamente importantes, pero en el hecho

/son las

son las mismas que se obtienen de cualquier transporte masivo de electricidad.^{69/}

De un carácter muy diferente es el objetivo que se persigue con la interconexión para aprovechar la diversidad de los sistemas que se conectan entre sí. Con referencia a la situación de Europa, las ventajas de la diversidad se explican del siguiente modo: "las diferentes fuentes de energía utilizadas para producir electricidad son de naturaleza variada, que permiten o no almacenamientos parciales y las centrales eléctricas europeas tienen características muy diversas. Resulta de gran interés explotarlos interconectados sistemáticamente para poder combinar su producción en todo momento del modo más económico y, por otro lado, sacar provecho de la diversidad de los diagramas de carga de las redes de distribución funcionando en paralelo sobre un área muy vasta". (76)

En realidad, la interconexión del sistema europeo no representa intercambios masivos de energía. En 1958, el intercambio entre los ocho países de la UCPTÉ ^{70/} alcanzó sólo a 8 247 GWh, es decir, el 3,2 por ciento de la energía producida en el año. Si el volumen de que se trata es poco importante, en cambio la potencia en juego por períodos cortos es de suma importancia, además del apoyo circunstancial prestado a pequeños países fuertemente hidráulicos durante las épocas de sequía (76).

En el hecho todas las ventajas de la interconexión, aparte del transporte masivo de electricidad, por razones permanentes o estacionales, se derivan precisamente de la diversidad.

b) Ventajas de la interconexión de sistemas. Problemas en la operación de sistemas interconectados

Abstracción hecha de los importantes resultados que se derivan de los intercambios o desplazamientos masivos de energía mencionados en el párrafo anterior, la diversidad de los sistemas interconectados aporta una serie de ventajas. Parte de ellas son obvias y se traducen de inmediato en resultados económicos favorables, pero existen otras que están en estudio aún en los sistemas interconectados más importantes, posiblemente de muy pequeño

^{69/} Es el caso que actualmente se presenta en los sistemas importantes con la instalación de grandes centrales térmicas (1 000 000 kW) que, debido a su tamaño, deben alejarse de los centros consumidores para obtener las facilidades requeridas. Del mismo modo, las centrales nucleares, que ya señalamos debían ser de gran capacidad y que por razones de seguridad se construyen alejadas de los centros poblados, presentan el mismo problema: poder extraer grandes potencias para hacerlas llegar a los centros consumidores.

^{70/} Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité. Los países son: Bélgica, Alemania, Francia, Italia, Luxemburgo, Holanda, Austria y Suiza.

efecto por unidad de energía intercambiada, pero que dado el aumento progresivo de los volúmenes de energía comprometidos valdrá la pena materializar en el futuro (77).

La experiencia de las grandes interconexiones nacionales (Estados Unidos, Rusia, Francia y Suecia) y de la importante interconexión internacional europea permite señalar los beneficiosos resultados que pueden obtenerse.^{71/}

i) Diversidad en el diagrama de cargas.

Esta circunstancia fue mencionada en el párrafo anterior y se deriva en parte fundamental de las diferencias de longitud existentes en la zona interconectada cuando ésta tiene la extensión de los casos indicados más arriba. Naturalmente, también significa ventajas la distinta naturaleza de las actividades industriales correspondientes a las diferentes áreas. El resultado práctico será un más alto factor de carga conjunto o sea un aprovechamiento más completo de todas las instalaciones comprometidas en la interconexión, principalmente, centrales generadoras y líneas de transmisión de alto voltaje. La mayor utilización anual es la primera regla para bajar el costo del suministro eléctrico.

ii) Aumento de la eficiencia en la operación.

El ejemplo clásico a este respecto es el British Grid que fue precisamente creado como medio de interconexión para alcanzar este resultado. A través del British Grid se hacían operar todas las centrales privadas en el orden correspondiente al menor costo para atender el consumo de una zona determinada, tomando en cuenta la eficiencia de la instalación, el costo del combustible y la transmisión al lugar de consumo. En 1948, cuando se hizo efectiva la nacionalización de las 300 centrales interconectadas, las 143 seleccionadas como más económicas entregaban el 95 por ciento de la energía suministrada al servicio público (27).

Naturalmente en un sistema interconectado como el europeo, con centrales hidráulicas de todos los tipos y centrales térmicas, las posibilidades del uso eficiente se multiplican, si bien los costos de transporte a distancias mayores fuera del área nacional son un factor limitante de la economía posible. Por ejemplo, el 21 de octubre de 1959, a las 11 a.m., Austria exportaba 306 MW,

^{71/} Véase entre otros, el trabajo presentado por la UNIPEDE al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.

el 22 por ciento de su potencia utilizando principalmente la reserva muy valiosa de sus lagos y en la noche de ese mismo día en cambio importaba 161 MW lo que le permitía suspender todo consumo de energía embalsada (76).

En el mismo orden de cosas, todo excedente en las centrales de pasada y todo rebalse posible de los embalses permitirá economizar energía térmica en algún punto del sistema interconectado. Así se explica que en 1959, las centrales hidráulicas de Electricité de France hayan perdido en las horas diurnas de los días de trabajo sólo el 0.27 por ciento de la energía generable, pérdida debida a insuficiencia de la capacidad de transmisión o del consumo (52).

iii) Reducción en la capacidad de reserva.

Ya se ha señalado que el porcentaje de reserva es función decreciente del tamaño del sistema. La interconexión, al aumentar considerablemente la capacidad puesta en común, con centrales que por el hecho mismo de corresponder a un área mucho más extensa están menos expuestas a limitaciones simultáneas derivadas de circunstancias climáticas adversas, accidentes, etc. permite una reducción adicional del porcentaje de reserva requerido. Si se considera, además, que una parte de la reserva es necesaria para efectuar el mantenimiento sistemático de las instalaciones, un plan coordinado de los programas de revisión de equipo permitirá una reducción adicional de la capacidad instalada.

Para los países eminentemente hidráulicos, sometidos a las alternativas críticas de años secos, la interconexión permite disminuir en forma substancial la potencia térmica de apoyo requerida para asegurar el servicio. Es el caso de Suiza que carente de combustibles locales, en los años secos importa hasta el 40 por ciento de la energía de noche que necesita con objeto de economizar el agua de sus embalses estacionales.^{72/}

iv) Mejoramientos de orden técnico.

La interconexión impone condiciones de normalización a los sistemas interconectados que tienden a nivelarse por las más altas exigencias, pues de otro modo el sistema técnicamente más avanzado se vería perjudicado en su operación

^{72/} Suiza, de país exportador de electricidad antes de la guerra, es actualmente importador y es poco probable que de aquí al año 1970, fecha en que posiblemente agotará sus reservas hidráulicas, la situación cambie (78).

y en la calidad de su servicio. La interconexión exige igualdad de frecuencia y de voltaje en los puntos de interconexión de donde resulta la conveniencia de uniformar las normas respectivas para evitar la intercalación de convertidores de frecuencia o de transformadores que limitan la capacidad de intercambio de potencia.

En general, la interconexión mejorará las condiciones de regulación de voltaje y frecuencia y la estabilidad del servicio y permitirá una más rápida solución de los imprevistos de operación que puedan producirse.

v) Economía de la interconexión.

Algunos especialistas suelen señalar una tercera etapa de la interconexión, después de la "marcha en paralelo" y de la "interconexión" propiamente tal. Esta tercera etapa la designan con la expresión "economía de la interconexión" (79). Se coloca bajo este concepto la idea de que la explotación interconectada de los sistemas conduce a decisiones más racionales en los programas de inversión individuales que toman en cuenta la circunstancia de que, además del consumo propio, existe un segundo grupo consumidor, permanente o eventual, que mejora los beneficios de la realización propia. Este concepto puede llevar a desarrollar instalaciones hidráulicas con seguridades bajas o, lo que es más frecuente en el caso europeo, a concebir la construcción de "centrales en común", con recursos hidráulicos fronterizos o situados al interior de uno de los países asociados. La realización de obras en común, centrales generadoras o líneas de interconexión, permite, entre otras ventajas, construir centrales de mayor tamaño, o sea de menor costo unitario, o equipar de preferencia los lugares más favorables aunque éstos se encuentren fuera de los límites nacionales o del territorio de concesión propio.

vi) Desarrollo del espíritu de cooperación.

Aunque este beneficio es un intangible, no por ello deja de ser menos importante. Este espíritu que, cuando se desarrolla entre dos organizadores nacionales, permite una mucho mejor solución de los problemas de interés común es de importancia vital cuando se trata de la interconexión entre sistemas de distintos países. "El más importante de los problemas de la cooperación internacional es el del aumento de la comprensión entre los hombres de ciencia y los

técnicos de los diferentes países."(80) Con razón los europeos están orgullosos de los resultados alcanzados en este aspecto, pues han logrado hacer del servicio eléctrico interconectado el primero y más efectivo de los organismos económicos de una Europa unida. El intercambio de energía se hace libremente sin impuestos, ni aduanas, ni limitaciones cambiarias.

Para alcanzar las ventajas descritas es necesario resolver problemas técnicos, de organización, de comunicación y económicos importantes.

La interconexión crea dificultades técnicas derivadas del tamaño creciente de las instalaciones y potencias comprometidas (aumento de los cortocircuitos por ejemplo). La regulación automática de potencia y frecuencia, la protección altamente selectiva, son algunos de los problemas que ha sido preciso resolver.

La organización para administrar los sistemas interconectados debe poseer una completa información del estado de todas las instalaciones susceptibles de participar en la interconexión. En el caso de la U.C.P.T.E., por ejemplo, semanalmente se informa a todos los interesados "de la situación de los embalses estacionales y de la utilización de sus centrales, el nivel de la producción de las centrales térmicas (es decir, aproximadamente el gasto marginal en calorías por kWh), los riesgos de rebalses hidroeléctricos, las capacidades de transporte disponible sobre las principales líneas de interconexión, etc." (76). Todos los organismos europeos especializados participan en la coordinación necesaria.^{73/}

Naturalmente, además de suministrar la información necesaria a cada sistema, para su mejor operación dentro del conjunto, la organización debe coordinar los programas de mantenimiento y otras materias susceptibles de interesar a todos.

La operación de dos o más sistemas interconectados requiere un servicio de comunicaciones de la más alta calidad basado en parte en los sistemas públicos y en parte muy importante también en sistemas propios de radio y carrier.

^{73/} U.C.P.T.E. - UNIPEDE - FIPACE (Fédération Internationale des Producteurs autoconsommateurs industriels d'électricité) CULFE (Conférence Internationale de liaison entre Producteurs d'Energie Electrique).

Finalmente, el intercambio de energía implica problemas económicos que generalmente se resuelven por convenios bilaterales entre los sistemas vecinos. En general, el principio por el cual se operará el intercambio de energía será el llamado de "tasa de costo incremental diferencial". El costo incremental es el costo de producción de un kWh adicional. La teoría demuestra "que se obtiene la distribución óptima de la carga - es decir el suministro de energía se realiza con el menor costo - cuando en todo instante los costos incrementales de todas las fuentes de energía en servicio en la red interconectada, tomando en debida consideración las pérdidas de la red, son iguales; se supone que sólo estarán en servicio las centrales que sean necesarias para cubrir en forma óptima la demanda de la red" (87).

El "costo incremental"^{74/} en una central de pasada es cero y en una central térmica es equivalente al gasto marginal en calorías por kWh. Más difícil, por cierto, es determinar el "costo incremental" de una central de embalse, el que se fija por el "costo incremental" de las centrales térmicas en servicio en el momento de hacer uso de la energía embalsada. De ahí la política de usar los embalses en períodos u horas de mayor escasez de energía frente al consumo cuando se han utilizado las otras fuentes posibles, aun las de más alto "costo incremental", con lo cual la energía embalsada adquiere también estos altos valores.

Nos parece conveniente dilucidar una última cuestión. Oportunamente, al iniciar el estudio comparativo de las diversas alternativas que podrían presentarse en un sistema para abastecerlo de sus necesidades de energía, expresamos que consideraríamos más adelante el caso especial de la interconexión de sistemas. Es evidente que un sistema puede proveerse de la energía que requiere de otro vecino y que ello puede constituir una alternativa más económica que producirla con medios propios. Ejemplo de esta naturaleza es el caso de la Cia. Chilena de Electricidad, subsidiaria de la American and Foreign Power y que adquiere proporciones crecientes de la

^{74/} El "costo incremental" involucra la idea del aumento de costo en una central en servicio; el "costo marginal" involucra los costos de nuevas fuentes generadoras necesarias de poner en servicio.

electricidad que necesita de los sistemas de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), organismo de carácter estatal encargado del desarrollo del Plan Nacional de Electrificación. Una situación análoga existió en México hasta el año 1960 entre la Mexican Light and Power Co. y la Comisión Federal de Electricidad hasta la absorción de la primera por la segunda.

Los métodos de estudio de alternativas descritos en el capítulo 5 son aplicables sin inconvenientes al caso de la energía proveniente de una interconexión. Es probable que se pueda adelantar que en general y, en especial, para las condiciones existentes en América Latina, la solución de adquirir la electricidad de un sistema vecino resulta la más conveniente. En efecto, es casi seguro que la inversión necesaria para la interconexión será bastante más reducida, comparada con la requerida para instalar directamente un nuevo medio de generación. Por otro lado, es probable que el sistema que vende energía lo hace a un precio atractivo, ya que es electricidad de la cual dispone sin colocación inmediata en su propio sistema. Finalmente, para el sistema comprador la adquisición de energía es un acontecimiento futuro que será traducido a su "valor presente" por una fórmula reductora fuerte debido a la elevada "tasa de actualización" que se debe considerar en América Latina. Como consecuencia de estos hechos, el desembolso total resultará bastante menor que el de una térmica equivalente pero, al mismo tiempo, la inversión será también menor, circunstancia excepcional que no está consultada en el "coeficiente de valor", pero que es ciertamente la condición más favorable de todas.

La situación descrita por cierto corresponde al caso de un sistema vendedor y de un sistema comprador. Si hay intercambio estacional, el cálculo económico debe sufrir las modificaciones correspondientes a la doble situación.

c) Algunos sistemas interconectados en actual operación. Experiencia y posibilidades en América Latina

En Estados Unidos existen numerosos "pool de energía" (79). El más importante es el conocido como Central Power Pool, que agrupa empresas de 20 diferentes Estados en la zona suroccidental, con una potencia conjunta de más o menos 75 000 000 kW. La interconexión de todos los sistemas y empresas agrupados en ese "Pool" es más débil que la que existe en el sistema interconectado de la U.C.P.T.E. en Europa.

/El sistema

El sistema europeo, por la complejidad derivada del número de países interconectados, de las diferencias de idioma, legislación, monedas de impuestos y aduanas, por la gran diversidad de equipos y el muy elevado número de instalaciones integradas presenta problemas particularmente interesantes. Seguramente es en la interconexión donde se ha resuelto el mayor número de dificultades técnicas y situaciones de operación.^{75/} El sistema europeo representa una potencia de 50 000 000 kW. Esta interconexión ha sido realizada sin considerar la propiedad de los sistemas interconectados nacionales en los cuales hay algunos enteramente nacionalizados como el francés y otros mixtos con empresas de propiedad pública y privada.

Aparte del sistema interconectado, agrupado en la U.C.P.T.E., los países miembros de este "Pool" mantienen contratos directos, respecto a una interconexión de carácter bilateral, con sus vecinos no pertenecientes al pool. Este será el caso, en el futuro, del convenio entre Francia e Inglaterra para tender un cable submarino de interconexión a través del Canal de la Mancha.

Un tipo de convenio bilateral es el que existe entre Austria (miembro importante del "Pool" por ser exportador de energía hidráulica de punta) y Checoslovaquia. Las estructuras de los sistemas eléctricos de esos dos países son diametralmente opuestas, situación que siempre constituye un factor interesante en la interconexión para el intercambio de energías excedentes. Austria genera un 30 por ciento térmico y Checoslovaquia un 90 por ciento; las aguas máximas de los ríos alpinos se producen entre abril y septiembre, mientras los ríos checoslovacos las tienen en primavera y otoño, es decir, en marzo y noviembre. De este modo, Austria se ha comprometido a entregar energía hidráulica ininterrumpidamente entre mayo y agosto y a su vez Checoslovaquia suministra energía térmica de octubre a mayo (83).

Esta ubicación privilegiada de Austria, de vecindad con países como Alemania y Checoslovaquia que poseen relativos pequeños potenciales hidroeléctricos, le permite afrontar con éxito el desarrollo de sus recursos hidráulicos en el Danubio; éstos producirán, una vez equipados totalmente, grandes

^{75/} La UNIPEDA presentó un trabajo al Seminario Latinoamericano de Energía en el que da a conocer algunas experiencias respecto al sistema integrado europeo (82).

proporciones de energía excedente que puede ser colocada fácilmente en los países fronterizos (84).

En Rusia, dado el tamaño considerable de los sistemas consolidados a los cuales se hizo antes referencia, los resultados de una interconexión sólida, con capacidad de transmisión asegurada por una importante red de líneas de muy alta tensión, son particularmente eficientes. La interconexión del sistema Central de Moscú y del de los Urales con el sistema hidroeléctrico del Volga (Sistema Consolidado de la Rusia europea) permitió concebir sobre este último río centrales de mucho mayor potencia instalada que la que habría sido posible justificar económicamente si el sistema del Volga hubiese trabajado solo. Los estudios comparativos permitieron demostrar las siguientes ventajas comparativas: a) el aumento de capacidad de las centrales hidroeléctricas, en relación a la misma potencia instalada en una planta termoeléctrica, representa una menor inversión de 350 000 000 de rublos;^{76/} b) las inversiones economizadas en extraer y transportar el combustible pueden estimarse en 840 000 000 de rublos, debido a una mejor utilización y aumento de la generación hidráulica en el Sistema Consolidado; c) la economía anual en el costo de producción por menor consumo de combustibles significa 200 000 000 de rublos. Resultados análogos pueden señalarse en el sistema consolidado central siberiano. La interconexión de dos sistemas relativamente reducidos, uno hidroeléctrico de Krasnojarsk y otro térmico de Kuzbass justifica un aumento de la potencia instalada en el primero de 700 MW y la correspondiente reducción de potencia termoeléctrica en el segundo con economías en la inversión en centrales superiores al costo de la interconexión y un menor costo anual de producción de 36 000 000 de rublos (75).

¿Cuáles son las posibilidades de la interconexión en América Latina? Desde luego, ya se ha señalado que por las grandes distancias entre los centros consumidores importantes, que son el núcleo de origen de los sistemas independientes, es difícil concebir una interconexión estrecha entre ellos. Si se piensa, además, en interconexiones internacionales el problema se complica aún más debido a los pronunciados accidentes geográficos que suelen definir las fronteras. Sin embargo, deberían considerarse tres

^{76/} El rublo se considera, según cambio oficial, a razón de 4 por dólar.

posibles fuentes de interconexión: los proyectos de desarrollo internacional, las centrales locales en las zonas limítrofes cuando la geografía lo permite y, finalmente, proyectos de integración propiamente tales.

La primera posibilidad es natural y lógica. Un desarrollo hidroeléctrico internacional interesa a dos o más países y compromete recursos naturales y financieros de ambos. En general, una obra de esta naturaleza se desarrollará para atender, desde una misma fuente generadora (una o varias centrales), consumos establecidos en los dos países.

Un ejemplo interesante de esta posibilidad sería Salto Grande sobre el Río Uruguay.^{77/} Al construirse quedaría conectado con el sistema Gran Buenos Aires-Litoral (440 km, 380 kV) pero también se uniría con el Sistema Río Negro-Montevideo. Aún cuando los intercambios de energía tal vez no serían muy considerables (si bien puede concebirse que la central uruguaya entregue cuotas de energía al lado argentino en gran proporción), la unión de ambos importantes sistemas podría tener todas las ventajas de la diversidad.

Un segundo caso de igual naturaleza podría ser el aprovechamiento internacional de las aguas del Lago Titicaca para el cual se han estudiado diversas alternativas que interesan a Perú, Bolivia y Chile, y que implicaría la interconexión de sistemas regionales importantes en los tres países mencionados.^{78/}

En cuanto a la interconexión de pequeños sistemas limítrofes en los puntos en que la topografía lo permita, es indudablemente de gran beneficio común, pues frente a los mercados consumidores locales la integración en bloques de mayor tamaño permite reducciones espectaculares en las inversiones y en el costo de producción. Esta circunstancia se produce con gran frecuencia y sería de desear que se promoviera el establecimiento de convenciones

^{77/} Salto Grande es un proyecto de propósitos múltiples, principalmente navegación y energía.

^{78/} Los dos proyectos principales son el llamado proyecto Angel Forti, preparado en 1953, que considera desviar 100 m³ hacia la quebrada de Tambo con 3 300 m de caída fraccionada en 5 centrales (85). El segundo proyecto es el llamado chileno (86) preparado en 1945 y dado a conocer en la 4a. Conferencia Mundial de la Energía en Londres (1950) y en la Sesión Parcial de Río de Janeiro (87). El agua se desvía por la quebrada de Lluta y cae 2 900 m en 3 escalones. Ambos proyectos consultan el riego.

internacionales sencillas que permitieran realizar este tipo de interconexiones. El adelanto que se hiciera en esta materia sería base segura para ulteriores interconexiones en mayor escala. Un caso conocido de una posible integración fronteriza es la de Golfito (Costa Rica) - Chiriquí (Panamá) que involucra el desarrollo, en uno de los dos países, de una central hidroeléctrica para ser aprovechada en las zonas vecinas de bajo consumo de ambos (88).

Centroamérica constituye también un grupo ideal para ensayar un programa de interconexión internacional. En este sentido conocemos la sugestión hecha para integrar el sistema central de Guatemala con el de Salvador y con el Sistema Costa Norte-Lago Yojoa-Tegucigalpa de Honduras. Los principales centros de consumo no estarían a una distancia superior a 180 km (88).

El problema de la interconexión tiene mayor importancia inmediata y mejores posibilidades en el caso de dos o más sistemas de un mismo país. Para hablar de interconexión propiamente tal debe tratarse de sistemas pertenecientes a entidades diferentes o si dependen de una misma empresa, sin embargo, por razones históricas o geográfico-económicas, los sistemas se han desarrollado en forma separada y las decisiones de inversión y operación correspondientes se toman principalmente en función del área servida por cada uno. Para estos efectos, por ejemplo, el Sistema Rfo Negro-Montevideo debe considerarse como un sistema único integrado y no como dos sistemas (hidráulico y térmico) interconectado, puesto que las decisiones de construir las obras hidroeléctricas de Rincón del Bonete y de Rincón de Baigorria y su operación son función del consumo de Montevideo.

El desarrollo de los países de gran extensión en su etapa inicial implica la consideración de sistemas regionales. Es el caso de Chile, por ejemplo, donde en el Plan Nacional formulado en 1942 se estimó conveniente considerar al país como dividido en siete regiones geográficas, entre las cuales las tres extremas (una en el norte y dos en el sur) sólo tienen instalaciones aisladas para atender los consumos locales, debido a las grandes distancias y bajísimas densidades de población. Las otras cuatro zonas geográficas, que constituyen el núcleo principal del país, se han concebido sobre la base de sistemas regionales condicionados a sus principales centros consumidores y a las diferentes características de sus

/recursos naturales.

recursos naturales. Igual plan se sigue en muchos otros países. En Argentina, el informe de los asesores del gobierno (20) consideró seis zonas de mercado ^{79/} que difieren considerablemente en cuanto a superficie, población, demanda eléctrica actual y futura y tipo de desarrollo económico. Todas estas regiones tienen sistemas propios de mayor o menor integración regional. Del mismo modo, el Plan Nacional de Electrificación de Venezuela considera once regiones diferentes.^{80/} En Brasil, por la inmensa extensión del territorio es necesario concebir sistemas regionales que posiblemente deben agruparse en las grandes hoyas hidrográficas.^{81/} En Colombia, la geografía crea zonas cuyo desarrollo económico tiene características muy propias y lleva a la concepción natural de sistemas regionales.

La posibilidad de interconexiones importantes es un problema económico que tiene muy diversas respuestas. En el caso de Argentina, por ejemplo, el informe correspondiente afirma: "el establecimiento de interconexiones entre las zonas de mercado no ofrece ventajas proporcionales a su costo durante el período 1960-1969. Sin embargo, es posible que convenga establecer ciertas interconexiones después del período considerado en este estudio" (20). En cambio, en el caso de Venezuela, los redactores del Plan consideran la interconexión prácticamente como un hecho inmediato: "La evolución de las necesidades, región por región, así como el inventario de sus riquezas energéticas conocidas o probables, han conducido a prever la constitución, desde 1965, de un sistema que se desarrollaría desde Los Andes y Maracaibo, al oeste, hasta la zona oriental y la Guayana, y que uniría entre sí las regiones N° 1 a 7°" (25).

^{79/} Gran Buenos Aires-Litoral, Córdoba, Mendoza, Tucumán, Alto Valle del Río Negro, Resistencia-Corrientes.

^{80/} En el plan venezolano, que contó con el asesoramiento de E. de F., se ha seguido el sistema adoptado en Francia de dividir zonas de producción y regiones de consumo. El plan considera cuatro grandes zonas (occidental, central, oriental y Guayana) y 11 regiones y excluye todas las áreas de muy baja densidad de población (25).

^{81/} En el estudio del Ingeniero Jacy Pinto (54) se reconocen ocho grandes hoyas: Amazonas, Noreste, San Francisco, Este, Paraguay, Panamá, Norte y Río Grande.

En Brasil, la interconexión más interesante es posiblemente la que liga los dos sistemas de la Brazilian Traction, Light and Power Co. en Río de Janeiro y São Paulo. Desgraciadamente, la diferencia de frecuencia de ambos sistemas (50 y 60 ciclos) limita el intercambio de potencia a la capacidad de los convertidores. En el caso del Estado de Río de Janeiro, el suministro lo realiza la Compañía Brasileña de Energía Eléctrica^{82/} con frecuencia de 60 ciclos, lo que nuevamente limita las posibilidades de interconexión con la empresa inmediatamente vecina de la ciudad de Río de Janeiro. Este es un ejemplo de la conveniencia de uniformar las normas a la brevedad en la etapa de desarrollo eléctrico relativamente modesto en que se encuentran nuestros países.

En Perú, el Plan de Electrificación Nacional prevé la construcción de numerosas líneas de transmisión con tensiones desde 60 kV a 380 kV. Estas líneas son en su mayoría de transmisión más que de interconexión. Sin embargo, la línea de 220 kV que uniría el sistema de Cerro de Pasco con el sistema de Lima constituiría una interconexión propiamente tal (89).

Ya hemos señalado los ejemplos de interconexión en México y en Chile entre las empresas nacionalizadas y los sistemas pertenecientes a la American and Foreign Power Co. En ambos casos, la interconexión es mucho más una venta de energía en grandes bloques de un sistema generador a un sistema consumidor, que el aprovechamiento de las ventajas de la diversidad de una interconexión. En el caso de Chile, en particular, el sistema de la Compañía Chilena de Electricidad está interconectado no sólo con el Sistema de la ENDESA (empresa estatal), sino también con numerosos autoprodutores y con el sistema de otra empresa de servicio público, la CONAFE. En este grupo de sistemas juegan bien los factores de apoyo mutuo, diversidad, etc.

Los diferentes sistemas de la propia ENDESA que van desde la, 2a. a la 5a. región geográfica en una extensión de 1 600 km están actualmente interconectados en la forma que hemos designado como primera etapa • "marcha en paralelo". Los medios actuales de integración permiten

^{82/} Subsidiaria de la American and Foreign Power Co.

intercambios de energía de un gran valor económico. Una vez realizada la interconexión propiamente tal, por medio de líneas de transmisión ad hoc, esos intercambios podrán multiplicar su importancia.

La interconexión en Chile tiene una justificación muy acentuada por la diversidad de los regímenes hidrológicos que cambian en forma acentuada de norte a sur, desde un régimen netamente de deshielo en verano con fuertes estiajes de invierno a un régimen mixto de deshielos y lluvias para transformarse finalmente en ríos de caudal bastante uniformes durante el año, regularizados y regularizables por numerosos lagos naturales. Pese a estas claras posibilidades de la interconexión, debido al elevado costo de las líneas de transmisión de alto voltaje, por el momento se ha dado preferencia a la construcción de centrales eléctricas destinadas a servir su propia región. La actual "marcha en paralelo" ha sido el producto del contacto de las líneas de transmisión propias de cada sistema para alimentar el área servida. Hasta la fecha sólo dos líneas modestas han sido construidas con el objeto preciso de interconectar regiones geográficas y permitir un cierto vaivén de energía. Una de ellas, de 110 kV (105 km), para unir el pequeño sistema de la 2a. región con la 3a. y otra, de 154 kV (242 km), que conecta esta última con la cuarta región.

En el caso de Chile, el criterio de dar preferencia a la ejecución de centrales a lo largo del territorio en lugar de establecer muy pocos centros de generación con grandes líneas de transmisión, está basado en razones de orden económico y de seguridad. Las razones de orden económico corresponden al hecho de que las plantas grandes se encuentran en zonas alejadas de los centros consumidores importantes y que sólo la experiencia adquirida ahora permite abordar la ejecución de algunas de ellas. Las razones de seguridad son obvias en un país de geografía difícil como Chile. En todo caso, el tema de cuál alternativa debe preferirse es digno de examen, pues no basta en nuestra opinión la demostración estricta de los beneficios económicos (directos e indirectos). También interviene en este caso una justa apreciación de factores imponderables que pueden hacer /más recomendable

más recomendable una nueva central y no una línea de interconexión. La afirmación anterior es cuestión de grado y ciertamente para un desarrollo más completo del servicio eléctrico chileno esta primera etapa de "marcha en paralelo" deberá transformarse en una interconexión franca.

8. Desarrollo eléctrico en áreas actualmente sin servicio o con servicio incipiente

Al realizar el estudio de los criterios económicos para la elección de alternativas, hicimos expresa salvedad de las áreas nuevas y de los pequeños servicios aislados. Estos casos no pueden ni requieren ser examinados del mismo modo que los sistemas integrados que poseen un gran número de instalaciones.

En el presente capítulo deseamos tratar simultáneamente dos tipos de problemas. El primero se refiere a zonas aisladas, donde aún no existe el servicio eléctrico, o si existe, tiene un carácter precario y deficiente. Estas zonas pueden ser alimentadas por extensión de un sistema eléctrico existente y pasarían así a integrarlo o deben ser atendidas por centrales separadas que pueden o no integrarse, en un plazo previsible a un sistema en crecimiento. El segundo caso se refiere a regiones extensas, con características comunes, carentes de centros consumidores importantes y en las cuales junto con establecer vías de transporte se desea, al mismo tiempo realizar una oferta de energía eléctrica anticipada para provocar por estos dos medios el desarrollo de nuevas actividades económicas. Ambos tipos de problemas económicos tienen en común, en cuanto al servicio eléctrico se refiere, la carencia o deficiencia inicial de éste.

Desde el punto de vista estricto de las empresas de servicio público los dos problemas son de carácter menor. Ellos no representan sino un porcentaje pequeño del suministro actual y por lo tanto no tiene influencia inmediata en la economía de la empresa y en sus decisiones de inversión. Pero desde un punto de vista nacional la energía, y en especial la electricidad, tiene mucho mayor importancia por los beneficios indirectos que acarrearán. En el hecho el Estado deberá sustituir la acción del capital privado en el caso lógico de que éste no se interesa por resolver estos problemas de muy hipotético rendimiento directo en un plazo mediano. Es lo sucedido en Estados Unidos con el programa del T.V.A ejemplo hoy clásico /de este

de este tipo de decisiones en un país de economía típicamente privada.

Los tipos de problema planteados más arriba son los que se presentan con mayor frecuencia en nuestro continente. El número y la extensión geográfica de las regiones carentes de energía eléctrica es considerable, naturalmente mayor en los países de menor potencialidad económica. Los trabajos de la CEPAL entre otros han contribuido poderosamente a definir estas situaciones que permiten agrupar nuestros países según sus diferentes grados de desarrollo. Pero es conveniente tener presente que aún una clasificación por países es poco representativa de la situación real, puesto que grandes naciones como México y Brasil presentan diferencias de condiciones económicas en sus diversas regiones extremadamente fuertes.^{83/}

En una zona sin servicio eléctrico o con servicio eléctrico incipiente que va a ser alimentada por la extensión de un sistema más o menos desarrollado la determinación de su demanda potencial y del crecimiento de sus consumos no tiene gran influencia sobre las decisiones del sistema desde el momento que es legítimo suponer que esta área aún no servida representa una fracción pequeña del conjunto. Distinto es sí se desea justificar el valor económico de las inversiones que se realizarán para atender la nueva zona o si ésta es típicamente un área aislada que va a ser atendida por su propia fuente generadora.

En estos casos la evaluación de la demanda es un problema de aproximación que no puede realizarse sino a través de una comparación con otras áreas similares ya servidas, de iguales actividades económicas y de un nivel de renta individual parecido. Supuestas estas condiciones y aceptado que el precio de la energía podrá ser análogo al de las áreas de comparación, se podrá concluir que la demanda y su evaluación en el futuro próximo tendrán en la zona bajo estudio un comportamiento análogo al de aquéllas. A este respecto sería interesante disponer en varios países de estudios de esta índole que pudieran servir de fuente de información para otras naciones en las cuales el pequeño desarrollo general del servicio eléctrico no les permite disponer de estos elementos de comparación.

El servicio eléctrico en las zonas pobres sólo puede justificarse por razones de orden social. En esos casos el suministro de la energía

^{83/} Véase, entre otros (90).

deberá limitarse a atender necesidades de alumbrado y de fuerza motriz ya que siempre será posible encontrar medios más económicos que la electricidad para la cocción de alimentos y la calefacción doméstica. Una investigación de la situación respecto a los medios actuales de alumbrado y a las posibles actividades que sería ventajoso proveer de fuerza motriz es también un modo para estimar el nivel de partida del consumo eléctrico.^{84/}

Es importante tener presente que en las zonas aisladas de desarrollo incipiente, la instalación de cualquier actividad productora que se conecte al servicio público eléctrico significa alteraciones sustanciales en el cálculo de la demanda futura. De ahí que las previsiones sobre el crecimiento sólo tienen sentido cuando se trata de áreas en las cuales la economía tiene una fisonomía que no parece sujeta a cambios. En toda otra situación, las fuentes generadoras que se instalen estarán sometidas a eventuales variaciones fundamentales o lo que es más probable, cualquier actividad nueva que se radique en esta área aislada deberá autoabastecerse inicialmente de electricidad. Una situación como ésta podrá ser el comienzo de un sistema interconectado al producirse la unión del servicio público con la industria autoabastecida. De ahí la conveniencia de establecer desde el principio normas técnicas uniformes a las cuales deberá acogerse tanto el servicio público como el privado para evitar dificultades posteriores derivadas de diferentes características en la producción de energía.

Lo dicho anteriormente no significa que recomendamos que la calidad del servicio que se dé en una zona de desarrollo eléctrico incipiente deba ser análoga a la de los sistemas eléctricos evolucionados. En estos últimos, el público considera el servicio como algo obligado que no puede faltar; en el hecho la significación económica de las interrupciones del suministro, de su racionamiento o mala calidad. Pero alcanzar igual grado de eficiencia en una zona de desarrollo incipiente está fuera de toda proporción. Es conveniente recordar este aspecto pues en las empresas nacionalizadas hay una cierta tendencia a considerar bajo el mismo patrón de medida todos los servicios que se prestan en función de una calidad

^{84/} Un ejemplo de investigación de mercado de la naturaleza descrita se encuentra en un trabajo presentado al Seminario Latinoamericana de Energía Eléctrica (91).

técnica uniforme sin dar la debida importancia a estas diferencias de grado. Sólo a partir de un cierto tamaño mínimo del consumo se puede justificar darle un standard de servicio elevado.

Las consideraciones anteriores involucran la idea de que si el desarrollo de la electricidad en las zonas aisladas no se hace por medio de una empresa importante que atienda otros sistemas, es conveniente proveer un servicio estatal de asistencia técnica que permita al concesionario local de esta área resolver los múltiples problemas que tendrá que afrontar. Desde luego, algún organismo oficial deberá normalizar las características de frecuencia y voltaje con las cuales se hará el servicio para evitar el error histórico que han experimentado todos los países en los cuales el suministro eléctrico comenzó con una gran variedad de instalaciones de acuerdo con la voluntad o posibilidad de cada empresario local. La transformación posterior de estas instalaciones a un standard común, a medida que ellas se han integrado en un mismo sistema eléctrico ha sido siempre costosa. Por otro lado es imposible que la empresa aislada en su etapa inicial pueda contar con el personal técnico apropiado para decidir por sí sola la elección de medios de generación más convenientes. También para este y otros problemas análogos incluso durante la explotación, la asistencia técnica de un servicio especializado le será de gran utilidad.

Dijimos más arriba que estas zonas de servicio o con un abastecimiento incipiente podían integrar un sistema existente o abastecerse de una fuente propia de energía. El primer caso ha sido muy corriente en el programa chileno de electrificación. La extensión de líneas de 13 2 kV o 23 kV ha permitido conectar pueblos y aún ciudades con servicios eléctricos muy deficientes o sin ellos a las redes principales de los sistemas. En este sentido sólo deseamos hacer referencia al buen resultado que se ha obtenido en Chile con la electrificación rural que además de permitir el abastecimiento de los campos ha contribuido a resolver el suministro a muchos pueblos y aldeas alejados de las redes principales.^{85/} Seguramente esta experiencia puede ser de interés para otros países latinoamericanos.

^{85/} Las redes de cooperativas rurales tienen una extensión aproximada de 3.500 km.

El caso típico es la zona aislada que debe proveer su propio abastecimiento eléctrico. La solución clásica atiende siempre a la idea de producir electricidad en los recursos disponibles localmente, sobre todo, como es el caso frecuente, si los medios de comunicación y transporte son deficientes. Sin embargo, el criterio con el cual se elegirán las instalaciones iniciales deberá tomar en cuenta la demanda inicial del sistema - digamos los dos primeros años - y la velocidad probable de crecimiento. Asimismo, considerará la posibilidad de interconexión en un futuro mediano con otros servicios aislados vecinos que pudiesen llegar a constituir el núcleo de un sistema en expansión. Si estas diferentes situaciones son promisorias, debería no adoptarse soluciones basadas en recursos locales demasiado rudimentarios que pudiesen quedar obsoletos en un plazo muy breve precisamente por las condiciones de expansión descritas. Nos referimos, por ejemplo, al empleo de locomóviles que quemen leña y muevan pequeños generadores u otros medios de generación de mayor capacidad pero que no sea posible poner en marcha paralela con otras instalaciones.

Hoy día la solución ideal para este tipo de abastecimientos parece ser el grupo Diesel de relativo bajo costo de instalación y que puede suministrarse en toda una gama de potencia que permiten atender el problema inicial de cualquier zona aislada. En esta decisión no hay riesgo inherente a dificultades futuras de ampliación o de integración con otras zonas aisladas vecinas. Si los casos de abastecimiento en zonas aisladas - pequeñas comunidades agrícolas o pesqueras, asentamientos mineros reducidos, etc. se repiten con frecuencia y con capacidades del mismo orden, hay conveniencia en normalizar marcas y tipos de grupos generadores cuando la solución está en manos de una empresa única. Ella permite un mejor servicio de mantenimiento y de repuestos y al mismo tiempo da mucho mayor flexibilidad en el crecimiento futuro pues de este modo será posible reagrupar unidades en una localidad traídas de otra a la cual se ha decidido proveer con máquinas mayores o que se ha integrado en un sistema regional. Este régimen ha sido adoptado en cierto grado en las zonas aisladas servidas por la ENDESA.

Si en la proximidad de la zona "aislada" existen posibilidades hidroeléctricas, es muy probable que el desarrollo de una de ellas resulte el modo más conveniente para asegurar el abastecimiento inicial. Esta

/solución tiene

solución tiene el inconveniente de que, para una central hidroeléctrica de tamaño pequeño, no resulta económico emprender obras de aducción seguras y, por tanto, el servicio está sometido a considerables riesgos eventuales que, en caso de producirse, pueden significar paralizaciones prolongadas del suministro. Sin embargo, el tamaño de las centrales hidroeléctricas en explotación normal hoy día está lejos de ser muy considerable.

En efecto, el promedio de potencia instalada en todas las centrales hidroeléctricas clasificadas en México, en 1955, era de 2.750 kW, y alcanzaba a 6 000 kW en centrales hidráulicas de servicio público (92). En Chile (1960), el promedio general se ha elevado a 9 800 kW como resultado de una integración bastante avanzada de las redes públicas, que ha permitido dismantelar un gran número de centrales muy pequeñas que prestaban un servicio deficiente.^{86/} No se crea tampoco que esta es sólo una característica de los países nuevos. En varios países importantes, el promedio de potencia instalada en centrales hidráulicas de más de 1 000 kVA, en 1952, era el siguiente (94):

Italia	14 400 kW	Noruega	14 100 kW
Francia	15 300 kW	Suecia	17.800 kW
Suiza	19 700 kW	Estados Unidos	23 900 kW
España	10 300 kW		

Tampoco debe pensarse que las pequeñas centrales no tienen un interés económico futuro. En un estudio preliminar sobre Francia, se estima que las centrales económicas de potencia inferior a 2 000 kW podrían significar un aporte de 12 000 millones de kWh, es decir, alrededor de un 15 por ciento de lo que se podría instalar en total (31). Se reconoce, en dicho estudio, que el "papel funcional de las pequeñas fuerzas hidráulicas en la estructura de una red, aparte del apoyo energético que representan, consiste en reducir el costo de desarrollo de las redes de transmisión y distribución en función de su posición general en el extremo de las líneas". Insistimos en este aspecto, pues ello significa que la buena concepción de una central hidroeléctrica de tamaño pequeño no constituye una inversión perdida al ser interconectada ulteriormente con un sistema de gran desarrollo. Por cierto, la situación de las plantas diesel eléctricas e termeléctricas es diferente,

^{86/} Véase (93) y otros documentos.

pues en éstas los gastos directos de operación son considerables, por lo que es dudosa la posibilidad de mantenerlas en servicio.

De lo expresado se desprende que cuando la zona aislada crece y se decide ya la instalación de centrales mayores, digamos sobre 1 000 kW para poner una cifra de referencia, pueden entrar en consideración todo tipo de instalaciones.^{87/} Si las obras hidráulicas se han de integrar en el futuro en un sistema más amplio, podría considerarse su sobredimensionamiento con miras a una utilización mediata. Lo que ya se ha señalado, sin embargo, sobre la "tasa de actualización", elevada en América Latina, no permite esas inversiones de capital adelantadas sino por un plazo muy prudente. Si no se tiene seguridad de aprovechar totalmente la central en un lapso conocido, sería preferible elegir una alternativa hidroeléctrica de menor tamaño aún cuando su estudio económico no parezca tan atractivo a largo plazo.

No conocemos el detalle del programa, recientemente decidido por el Gobierno del Perú, pero nos parece que debe corresponder en parte a las consideraciones expuestas. Este plan prevé la construcción de 16 centrales hidroeléctricas y 2 centrales térmicas, más la ejecución de algunas líneas de transmisión y redes de distribución para favorecer el suministro en 13 departamentos y a una población total de 400 000 personas.

A comienzos del presente capítulo expresamos que se trataría también de las zonas con deficiente servicio eléctrico, en las cuales por razones de política general se decide realizar un suministro de energía eléctrica amplio, muy por sobre la demanda existente y previsible. Esta actitud no se basa en criterios económicos, como los analizados en el presente trabajo, sino en decisiones de política económica que presuponen la necesidad de contar con vías de comunicación y energía eléctrica como elementos previos al desarrollo. Se suelen citar algunos ejemplos que justifican esta política. En el continente latinoamericano, el caso de Sao Paulo ha sido considerado típico. "En el desarrollo de Sao Paulo pueden verse dos posibilidades que quizá tengan gran influencia sobre la futura planificación de la producción y transmisión de energía. La primera es que la demanda se desarrollará donde haya energía disponible. Se debe considerar, por lo tanto, que cualquier nueva fuente de

^{87/} En el caso de Chile, las centrales térmicas de menos de 5 000 kW no pueden competir con centrales diesel o hidráulicas.

energía que se desarrolle atraerá industrias, como ha sido el caso de Sao Paulo. Esta consideración tendrá mayor peso, por cierto, si existe una escasez general de electricidad en todo el país.

Un segundo punto que cabe considerar, y más sólido que el anterior, es que una vez establecido un centro industrial con su red de vías de transporte, su disponibilidad de mano de obra entrenada y sus industrias básicas, las ventajas para un crecimiento continuado del centro industrial son tan grandes que su tasa de aumento no disminuirá a pesar de un incremento real en el costo de la energía" (95).

Desde nuestro punto de vista, el problema no es tan sencillo como se ha descrito antes. La electricidad es indispensable para el desarrollo industrial. "Su presencia es necesaria en todo lugar donde es posible y deseable un desarrollo industrial por estar reunidos todos los otros factores de la industrialización" (96). Pero ¿hasta qué punto es éste un factor determinante por sí solo? No conocemos una buena respuesta. La electricidad es una parte reducida del costo de cualquier producto, salvo para algunas grandes industrias básicas tales como la siderúrgica, la electroquímica, el papel y celulosa y ciertos materiales de construcción. En esos casos, la disponibilidad de energía eléctrica a bajo costo es necesaria, pero tendrán mayor influencia aún los costes de las materias primas y la ubicación de la industria en relación a su mercado consumidor.

Del mayor interés para el desarrollo de una región es el establecimiento de industrias manufactureras de ocupación intensiva de mano de obra. Pero en ellas, el costo de la energía es un porcentaje reducido del total, de modo que una decisión de localización no estará mayormente afectada por el precio de la electricidad ni siquiera por su disponibilidad, pues probablemente siendo los demás factores favorables - materias primas, mano de obra, vivienda, transporte, mercado - la industria resolverá su propio problema de abastecimiento eléctrico independientemente del servicio público.

Sin embargo, en las regiones nuevas donde existan las materias primas apropiadas, un programa de desarrollo basado en el transporte y la energía podrá ser el elemento esencial para provocar la industrialización. Esta es la política que siguen en Africa algunos de los países coloniales. Por ejemplo,

/en el.

en el territorio británico de Uganda las necesidades de energía eran sumamente bajas cuatro centrales térmicas, con una potencia total de 15 000 kW, eran suficientes para atender la demanda del vasto territorio. Sin embargo, se decidió construir una gran central hidroeléctrica en las caídas de Owen sobre el Nilo Blanco, con una capacidad de producción inicial de 90 000 kW (1956) y final de 150 000 kW (1960). La energía se utilizaría en la fabricación de artículos de algodón, cemento y papel y en la explotación de algunos de los recursos minerales^{88/}(96).

El precitado programa del T.V.A. en Estados Unidos ha sido citado como el ejemplo típico de lo que puede obtenerse con un desarrollo intensivo del recurso energético. Sin embargo, en este programa simultáneamente se promovieron otros factores que también contribuyeron eficazmente a su éxito.

En América Latina uno de los experimentos en mayor escala es el del noreste del Brasil. En ese vasto territorio de más de 500 000 km², la distribución de su población es sumamente irregular y está concentrada principalmente en la región costera y en algunas grandes ciudades (Salvador y Recife). Se decidió construir en las cataratas de Paulo Alfonso sobre el río San Francisco una gran central hidroeléctrica, que se llevó a efecto en varias etapas, con un total final de 900 000 kW. Sería de gran interés para todos los países latinoamericanos conocer los resultados de este programa desde el punto de vista de la influencia que puede haber tenido la oferta anticipada de grandes cantidades de energía eléctrica barata en el progreso económico del área (97).

9. Conclusiones

No se pretende deducir del presente trabajo ni un conjunto de recomendaciones ni mucho menos una ponencia. Sólo se ha tratado de exponer en forma ordenada algunas ideas que podrían servir de criterios económicos para abordar la selección sistemática entre diversas alternativas de fuentes generadoras de electricidad y, en general, condicionar el desarrollo de sistemas eléctricos. Comprendemos que muchos de los temas tratados deberían ser analizados por personas con más conocimientos y experiencias que los nuestros. Es precisamente ese el objetivo que se busca, es decir, que el estudio sirva

88/ Carecemos de informaciones recientes sobre el resultado de este proyecto.

/de punto

de punto de partida para clarificar ideas y para fijar criterios propios a las condiciones de los diversos países de América Latina, en los cuales se pueden encontrar variadas situaciones.

En la lista de conclusiones que siguen a continuación, se han condensado en algunos puntos las ideas esenciales tratadas en el presente trabajo, siguiendo el mismo orden de la exposición.

1. La importancia fundamental que significa disponer de energía en cantidad y calidad adecuadas, el volumen de inversiones que se requiere para alcanzar esta meta y el papel preponderante que representa la electricidad dentro del sector energía crean una relación estrecha entre las ideas generales de desarrollo de un país, la política que se siga en el sector energía y los criterios económicos para la selección y desarrollo de centrales y sistemas eléctricos.
2. La interdependencia creciente de las diversas fuentes de energía hacen recomendable entregar a una autoridad única la responsabilidad de formular una política de energía que considere los recursos naturales propios del país y sus necesidades futuras. La política debe tener continuidad; no debe estar influida por distorsiones ocasionales de la economía y debe estar orientada a obtener el máximo de energía con el menor precio y la mayor seguridad.
3. En el análisis económico de alternativas para el desarrollo eléctrico influyen factores externos al proyecto que es preciso considerar. Si se trata de una empresa de propiedad privada su criterio básico de decisión será obtener el máximo de utilidades de su inversión. Pero, si se trata de una empresa de propiedad pública, deberá maximizar la suma de los beneficios directos, más aquellos beneficios sociales o indirectos más inmediatamente vecinos al proyecto.
4. Las decisiones de las empresas privadas son estrictamente comerciales; ellas determinan la ventaja de su inversión en relación al costo del dinero en el mercado en que pueden obtenerlo. Para las empresas de propiedad pública, se sugiere estudiar la inversión a un costo variable del dinero, que sería como mínimo el costo a que éste se obtiene del sector público y como máximo, un valor intermedio entre la rentabilidad legal y el costo del dinero en el mercado privado de capitales.

/5. Para

5. Para una tarificación más racional, aparte de revisar el criterio de una rentabilidad rígida sobre el capital, sería interesante iniciar en algunos países latinoamericanos, estudios sobre la "elasticidad de la demanda", factor esencial para un mejor aprovechamiento de la capacidad de generación de las instalaciones.
6. Es indispensable comenzar de inmediato estudios referentes para aumentar la información básica en cuanto a los recursos energéticos de los países latinoamericanos y respecto al mercado de la energía en sus diversas formas.
7. En el caso frecuente de tener que asignar recursos escasos a diversos proyectos energéticos alternativos, se recomienda dar preferencia a aquellos que aumenten la "productividad" sobre aquellos que signifiquen un mejoramiento social inmediato, atendiendo a la consideración que el aumento de producción es una manera sólida y permanente de elevar las condiciones sociales.
8. El uso de métodos de comparación elaborados será función de la validez de los datos disponibles. No deberán usarse métodos complejos de comparación si la información básica es insuficiente.
9. Frente a la escasez fundamental de personal técnico, debería darse preferencia a un proyecto detallado de la central que se decida construir en lugar de dedicar un tiempo excesivo al estudio de centrales e desarrollos alternativos.
10. Para los sistemas de un cierto tamaño mínimo es necesario programar las obras por ejecutar en períodos del orden de diez años, con el objeto de concentrar los estudios y la recolección de información básica en los puntos de mayor interés. Se evitará con éste la concepción precipitada de una central que podría perjudicar el desarrollo integral de un recurso hidráulico o la necesidad de resolver en forma urgente presionado por el consumo.
11. Un sistema eléctrico es satisfactorio cuando puede atender a la demanda máxima en un año seco y dar toda la energía requerida durante el año y durante el período "crítico" que caracteriza el sistema de acuerdo con su hidrología y sus consumos.
12. Se recomienda utilizar en las comparaciones a lo largo del tiempo el "valor presente". Se estima que las tasas de actualización elevadas tendrán una tendencia a disminuir en períodos largos. Se propone utilizar como precios para las inversiones, los consumos y las ventas futuras los actuales, salvo que se tengan razones fundadas para estimar que algún precio importante se encuentra distorsionado y debe variar, en cuyo caso convendrá estudiar la influencia que tiene en los resultados al variar su valor entre límites dados.

13. Convendría implantar sistemas de valoración relativa de los recursos hidroeléctricos similares al "coeficiente de valor" para mejorar con el tiempo las posibilidades de programación en los países de América Latina.
14. Los métodos de comparación que se elijan, como queda dicho en el N° 8, deberán estar condicionados a la importancia del problema y al mérito de los datos básicos de que se dispone. En todo caso, cuando las centrales y sistemas eléctricos crecen en importancia, la comparación de alternativas no debe hacerse para el instante inicial o para un momento determinado, sino en un lapso prudente, en el cual se pueda estimar con relativa precisión las condiciones de operación de las obras en consideración.
15. Para fijar un programa deberá procederse por tanteo; cuando el programa es muy complejo debido al número de centrales envueltas, podrá acudirse a la programación lineal u otro método de elección más sistemático que simplifique la investigación de las combinaciones más favorables. El empleo de los métodos modernos de computación será indispensable. Para el caso de los sistemas grandes de América Latina se hace urgente proponer métodos de programación que sin ser tan complejos como los utilizados en Europa, permitan justificar mejor las decisiones.
16. La oposición térmico-hidráulica no tiene sentido. La verdadera concepción está en la complementación de ambos tipos de centrales. La combinación térmico-hidráulica valoriza considerablemente los recursos hidroenergéticos y permite su desarrollo integral con seguridades hidrológicas más bajas. Para los países carentes de combustibles indígenas, los desarrollos hidroeléctricos permiten una economía considerable de divisas que tiene alto valor si se piensa en la necesidad que de ellas tienen los países en desarrollo para la adquisición de bienes de capital.
17. En general, en un sistema se utilizarán las plantas en el orden creciente de su costo marginal de producción. Las plantas de pasada ocuparán siempre la base del diagrama de carga. Las plantas de embalse deberán modular la carga y su costo de operación se determinará por el de la planta térmica del sistema que ellas reemplazan.
18. En las condiciones actuales de la técnica, las centrales electro-nucleares sólo resultan relativamente económicas para reactores de gran tamaño operando con alto factor de planta anual. Las circunstancias que permitirían justificar comercialmente la instalación de una planta electro-nuclear parecen no existir aún en América Latina.

19. La interconexión permite aprovechar las diferencias de energía estacional entre los sistemas interconectados, pero también se justifica para el transporte masivo de energía en un sentido dado. En las condiciones de transporte relativamente difíciles de América Latina, es interesante dilucidar hasta qué punto es económico el transporte de energía en forma de electricidad.
20. Los sistemas interconectados deben operarse de modo tal que los costos incrementales de todas las fuentes de energía en servicio sean iguales en todo instante.
21. La decisión de adquirir la energía necesaria por interconexión con un sistema vecino en lugar de establecer una nueva fuente generadora propia se resolverá por métodos similares a los que permiten elegir entre diversas alternativas de centrales.
22. Se considera que desde el punto de vista de la interconexión entre distintos países en América Latina, los proyectos hidroeléctricos internacionales ofrecen la posibilidad más interesante. En el plano nacional se estima conveniente alcanzar luego el estado de "marcha en paralelo". En cuanto a la interconexión de sistemas propiamente tal, se estima que sólo un grado más avanzado de desarrollo de éstos permite obtener plenamente las ventajas que la justifican.
23. Para el estudio de la demanda en las zonas aisladas se recomienda proceder por comparación con otras áreas análogas y se sugiere que algunos países latinoamericanos den a conocer sus experiencias que puedan servir de guía para otras naciones.
24. Se debe prestar asistencia técnica a las zonas aisladas para que estos desarrollos se realicen conforme a normas técnicas comunes que permitan una eventual integración futura. Se evitará la tendencia real de pretender dar a zonas aisladas actualmente sin electricidad un servicio inicial de alta calidad que no tiene justificación económica.
25. Respecto a la oferta anticipada de energía eléctrica como un medio de estimular el desarrollo, se considera que este medio es determinante cuando están dadas las demás condiciones que justifican la industrialización. Se estima de gran interés conocer los resultados obtenidos en Brasil en la zona del río San Francisco.

/En los

En los 25 puntos anteriores se han resumido algunas de las conclusiones que creemos pueden deducirse de este trabajo, así como ciertos aspectos sobre los cuales sería interesante obtener informaciones válidas para el estudio y perfeccionamiento de los criterios económicos aplicables en el desarrollo eléctrico de nuestro continente. En el texto mismo se plantean muchos otros problemas que podrían ser materia de discusión.

El autor desea dejar testimonio de que, si bien muchas de las opiniones personales expuestas en el presente estudio corresponden a su experiencia en la empresa donde trabaja, ellas no necesariamente reflejan los puntos de vista de la ENDESA. Desea asimismo expresar sus agradecimientos a los ingenieros señores Renato Salazar, Carlos Croxatto y Santiago Astraín que leyeron los originales del estudio y contribuyeron con valiosas sugerencias.

BIBLIOGRAFIA

1. Joseph L. Fisher Energy in an expanding economy.
Revista : Public Utilities, junio de 1960
2. OECE L'Europe face à ses besoins croissants
en énergie.
Paris, mayo de 1956
3. Naciones Unidas La Energía en América Latina (1956).
4. CORFO Programa general de desarrollo económico
para el próximo decenio.
Santiago, agosto de 1959.
5. United Nations World Energy Supplies (1955-1958).
Statistical Papers Series J-N°3.
6. Corporación Venezolana
de Fomento El consumo y abastecimiento de energía
en Venezuela 1945 - 1957; 1968.
Caracas, 1959.
7. O. Lapie y otros Portée et effets des mesures prises dans
le domaine de la politique énergétique
dans les six pays de la Communauté.
Revue française de l'Énergie N° 114.
8. Ing. Augusto Cabrera Movilización del potencial nacional de
carbón para solucionar la crisis de
combustibles.
Revista: Electrotecnia. Lima, enero -
junio de 1959.
9. Victor Sánchez A. Utilización y comercio del carbón.
Revista: Electrotecnia. Lima, enero -
junio de 1959.
10. Louis Armand Quelques aspects du problème européen
de l'énergie.
OECE, Paris, 1955.
11. Jean Majorelle Regards sur l'évolution des problèmes
énergétiques.
Revue française de l'Énergie N° 118.
12. John V. Krutilla and Otto Eckstein Multiple Purpose River Development.
Baltimore, 1958.
13. Naciones Unidas (Preparado
por Julio Melnick) Manual de Proyectos de Desarrollo Econó-
mico.
México, 1958.

14. Frank L. Weaver
Economic Analysis of Proposed Hydroelectric Projects.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.
México, 1961.
15. David F. Carvers
and James R. Nelson
Electric Power Regulation in Latin America
Baltimore, 1959.
16. Dr. H. Frewer
Die Theoretischen Zusammenhänge Zwischen dem Energiebedarf und seiner Deckung.
Praktische Energiekunde,
Año 4, N°2.
Karlsruhe, 1956.
17. Ives Durrieu
La prévision économique en matière d'électricité pour la France.
Paris, 1959.
18. H. Frewer y
H. Schendekehl
Untersuchungen über die Nachfragestruktur von Tarifabnehmern.
Praktische Energiekunde, Año 4, N°3.
Karlsruhe, 1957.
19. Electricité de France
L'expérience dite de Trois Villes.
Paris, enero 1960.
20. Tippets-Abbott-
McCarthy-Stratton
Kenedy and Donkin
Estudios de Problemas Eléctricos Argentinos.
Nueva York, 1960.
21. L. Nonat y otros
Rapport économique et commercial (sobre el problema del carbón en Chile).
Paris, 1960.
22. R. Sáez
Diversos informes no impresos sobre los efectos del racionamiento eléctrico.
Santiago de Chile, 1957.
23. Leopold Schneetterer
Rapport sur les méthodes employées dans la statistique de l'énergie.
5° Conferencia Mundial de la Energía.
Viena, 1956.
24. Naciones Unidas
Desarrollo económico de los países insuficientemente desarrollados. Desarrollo de la energía.
México, febrero de 1959.
25. Corporación Venezolana de Fomento y Electricité de France
Plan Nacional de Electrificación.
Caracas, 1960.

26. Instituto Costarricense de Electricidad Investigación de recursos hidroeléctricos de Costa Rica.
San José, 1959.
27. Central Office of Information Britain - An official Handbook.
Londres, 1958.
28. D.J. Bolton Capital Investment and Government Control.
Electrical Review, noviembre de 1960.
29. Instituto Costarricense de Electricidad Naturaleza de la electrificación en Costa Rica.
San José, 1959.
30. Corporación de Fomento de la Producción Plan de electrificación del país.
Santiago, 1942.
31. H. Rousselier L'Inventaire total des ressources hydrauliques comme base des plans généraux de développement.
Conférence Mondiale de la Énergie.
Rio de Janeiro, 1954.
32. Léo A. Penna Evaluation of potential hydroelectric project as an addition to an existing power system.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.
México, 1961.
33. OEEC L'Industrie de l'Electricité en Europe (1957-1975).
Paris, abril de 1958.
34. OEEC L'Industrie de l'Electricité en Europe.
Paris, enero de 1956.
35. Sven Lalander y Matts Bärnlund Energy statistics and load forecasting in Sweden.
5a. Conferencia Mundial de la Energía.
Viena, 1956.
36. Carlos A. Giavi Production of electrical energy in Uruguay. Development of the hydraulic-thermal system Río Negro-Montevideo.
Conférence Mondiale de la Énergie.
Sectional de Canadá. 1958.
Montreal, 1958.
37. Noburu Mitani,
Takashi Fujii y
Motoharn Ischi Economic tendency in electric power development in Japan.
Conférence Mondiale de la Énergie.
Sectional de Canadá, 1958.
Montreal, 1958.

38. M. Bouvard
Les tarifs et les méthodes de choix des équipements hydroélectriques.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica,
México, 1961.
39. A. Bennett, Luis Court,
R. Arteaga, R. Bennowitz
Influencia de la magnitud y características de una central hidroeléctrica en el costo de las obras.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.
México, 1961.
40. OECE
Situation de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'OECE.
Paris, 1954.
41. Arnold B. Taylor
General criteria for the selection of hydroelectric generating plant size at multiple-purpose projects.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.
México, 1961.
42. J.F. Pett
Combining hydro and thermal capacity results in maximum economic benefits.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.
México, 1961.
43. Efraim Friedmann y
Raúl Schkolnik
Costo horario del suministro eléctrico en un sistema interconectado.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.
México, 1961.
44. Marcel Boiteux
L'énergie électrique. Données, problèmes et perspectives.
Revue Française de l'Energie, N°123
45. F. Bessière
La programmation à long terme des investissements d'Electricité de France.
Revista: Elektrizitätsverwertung.
Zürich, diciembre de 1960.
46. A.N. Voznesenski y
A.A. Bestchinski
A comparative cost estimate and prospects for harnessing the water power resources in the eastern regions of the USSR.
World Power Conference, Canadian Sectional Meeting.
Montreal, 1958.

47. A. Schwefelberg,
T. Popovici y
A. Cogalniceanu
Méthode pour la détermination de la proportion optima dans l'utilisation des différentes ressources énergétiques pour la production de l'énergie électrique. Sesión parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía, 1960.
48. Milos Brelj
The evaluation of energy from the various power plants in the interconnected system. Sesión parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía, 1960.
49. Tomasz Biernacki
Application of sequential analysis to economic evaluation of installed capacity of hydroelectric plants.
World Power Conference, Canadian Sectional Meeting.
Montreal, 1958
50. Electricité de France
Travaux d'investissement, 1959.
Paris, 1960.
51. A.W. Knight
Economic trends of power in Tasmania.
World Power Conference. Canadian Sectional meeting. Montreal, 1958.
52. Electricité de France
Statistique de la production et de la Consommation. (Année 1959).
Paris, 1960.
53. C.G. Mills y
H. Teekaan
Thermal Hydraulic Generation integration in Southern Manitoba and Northwestern Ontario.
Montreal, 1958.
54. Jacy F. Pinto
A survey of electrical power generation trends in Brazil.
World Power Conference. Canadian Sectional Meeting.
Montreal, 1958.
55. Prof. Giovanni Padoan,
Mario Maniardi,
Alessandro Rota,
Ettore Verducci
Perspectives d'une insertion de la production nucléothermoélectrique dans la production d'énergie électrique traditionnelle en Italie.
Conferencia Mundial de la Energía.
Sesión Parcial de Madrid, 1960.
56. R. Brudenell y
J. Gilbreath
Economical use of hydropower, steam power and system interconnections.
Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica.
México, 1961.

57. Petri y
Lars Lingstrand
Steampower as a supplement to water power
in Sweden.
Conferencia Mundial de la Energía.
Reunión Parcial de Río de Janeiro, 1954.
58. Claudio Marcello
Tendances et perspectives de la production
d'énergie hydroélectrique dans l'Europe
Occidentale.
World Power Conference, Canadian
Sectional Meeting.
Montreal, 1958.
59. G.Strandberg y
J.Chapman
Thermal power as a complement to hydroelectric
power in regions of large hydraulic potential.
World Power Conference. Reunión Parcial de
Río de Janeiro, 1954.
60. Dr. O.Vas
Economic aspects of hydro power development
on the electricity supply in Austria. World
Power Conference, Canadian Sectional Meeting.
Montreal, 1958.
61. T.Ingledow
Integration of gas turbines in hydroelectric
systems.
World Power Conference, Canadian Sectional
Meeting.
Montreal, 1958.
62. Jean Andriot
L'Energie atomique
Revue française de l'Energie N° 119.
63. D.Suarez C. y
F.Saleta
Enlace funcional entre la producción tra-
dicional y la nuclear.
Conferencia Mundial de la Energía.
Sesión Parcial de Madrid, 1960.
64. D.Clarck, P.Cash
y F.Faux
The integration of nuclear power into a
large electricity generating system.
Conferencia Mundial de la Energía.
Sesión Parcial de Madrid, 1960.
65. J.Henderson y
C.L.Allan
Economic integration of coal-fired nuclear
and hydraulic generation of electricity
with special reference to Scotland.
World Power Conference, Canadian Sectional
Meeting.
Montreal, 1958.
66. E.Friedmann y
R.Salazar
Perspectivas de la energía nuclear en Chile.
Conferencia Mundial de la Energía.
Sesión Parcial en Madrid, 1960.

67. Howard L. Melvin
Power pool operation,
5a. Conferencia Mundial de la Energía.
Viena, 1956.
68. Vladimir Slebinger
Possibilités d'intégration des forces hydro-
dynamiques des Dinarides et des Alpes
Orientales.
5a. Conferencia Mundial de la Energía.
Viena, 1956.
69. Kungl. Vattenfallssty-
relsen
Power Supply in Sweden
Energie Heute.
Viena, 1956.
70. Gastone Falomo
Economic comparison between fuel transpor-
tation and electric transmission in Italy
with reference to the location of steam
electric power station.
World Power Conference, Canadian Sectional
Meeting.
Montreal, 1958.
71. J.K. Dillard y
Miles Maxwell
Economics of extra high voltage transmission.
World Power Conference, Canadian Sectional
Meeting.
Montreal, 1958.
72. F.D. Ivanichtchenko
y K.A. Smirnov
Création du réseau électrique d'intercon-
nexion unique de l'U.R.S.S., son rôle dans
l'économie nationale et ses indices éco-
nomiques.
World Power Conference, Canadian Sectional
Meeting.
Montreal, 1958.
73. Pierre Ailleret
Problèmes énergétiques à long terme et ra-
pidité d'évolution des techniques.
Soc. des Ingénieurs Civils de France.
Paris, 1957.
74. Milos Breljih
Le potentiel hydraulique yougoslave réserve
énergétique de l'Europe.
Belgrado, 1958.
75. I.O. Saatchjan y
G.N. Lyalik
The role of water power in the formation
of large power systems and consolidated
systems in the Soviet Union.
World Power Conference, Canadian Sectional
Meeting.
Montreal, 1958.

76. G. Bardon
Les échanges d'énergie électrique dans l'Europe Occidentale.
Revue française de l'Energie, N° 118.
77. G. Bardon
L'amélioration continue des centrales et réseaux nationaux, source de progrès dans les échanges internationaux d'énergie électrique.
Osterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft. Año 9, N° 6.
78. W. Goldsmith
Internationale energiewirtschaftliche Zusammenarbeit in schweizerisches Sicht.
Osterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft.
Viena, Año 9, N° 6.
79. W. Fleischer
Les conditions techniques et économiques déterminant l'évolution de la marche parallèle vers la marche interconnectée et l'économie de l'interconnexism.
World Power Conference, Canadian Sectional Meeting.
Montreal, 1958.
80. Bruno Mengele
Les problèmes techniques de la coopération internationale dans les secteurs de l'économie énergétique.
5a. Conferencia Mundial de la Energía.
Viena, 1956.
81. L. Wolf
Voraussetzungen und Möglichkeiten der wirtschaftlichen Lastverteilung in zwischenstaatlichen Verbundbetrieb in Europa.
Osterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft.
Viena, Año 9, N° 6.
82. UNIPEDE
Economical and Technical Aspects of the Interconnection of Electric Power Systems, Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica, México, 1961.
83. Josef Kelar
Energiewirtschaftliche Zusammenarbeit zwischen der Tschechoslowakischen Republik und der Republik Osterreich.
Osterreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft.
Viena, Año 9, N° 6.

84. R. Stahl
Der nationale Gewinninternationales
Zusammenarbeit.
Osterreichische Zeitschrift für Elek-
trizitätswirtschaft.
Viena, Año 9, N° 6.
85. E. Torres Belon
El Lago Titicaca. Proyecto Angel Forti.
Lima, 1955.
86. R. Sáez
Estudio del aprovechamiento para riego y
generación de las aguas del Lago Titicaca.
(Informe privado no impreso, junio de 1945.)
87. R. Harnecker
R. Salazar
D. Santa María
Principios técnicos y económicos del apro-
vechamiento internacional de las aguas del
Lago Titicaca.
Conferencia Mundial de la Energía.
Reunión Parcial de Río de Janeiro, 1954.
88. Instituto Costarricense
de Electricidad
Aprovechamiento combinado de proyectos de
carácter internacional.
San José, noviembre de 1959.
89. G. Wunenburger
Estado actual de la producción de energía
eléctrica en el Perú.
Revista Electrotécnica N°s 27-28.
Lima, 1959.
90. T. W. Schultz
El test económico en América Latina.
(Conferencia en la Universidad de Cornell.)
Santiago, 1960.
91. K. Finch
A commercial approach to rural electrifi-
cation. Seminario Latinoamericano de
Energía Eléctrica.
México, 1961.
92. Comisión Federal de
Electricidad
Empresas y plantas en la República Mexicana.
México, 1955.
93. ENDESA
Producción y consumo de energía eléctrica
en Chile.
Santiago, 1958.
94. Armando Camponeschi
y Umberto Beltrami
Les perspectives du développement de la pro-
duction d'énergie hydroélectrique en Italie.
World Power Conference, Canadian Sectional
Meeting.
Montreal, 1958.

95. A.W.Huseby
Some economic considerations of long distance electric power transmission in Brazil.
World Power Conference, Canadian Sectional Meeting.
Montreal, 1958.
96. OECE
L'énergie dans les Territoires d'Outre-Mer.
Paris, 1953.
97. O. Marcondes Ferraz
L'usine hydroélectrique de Paulo Alfonso sur le Sao Francisco de la "Companhia Hidro Eléctrica de Sao Francisco".
Conferencia Mundial de la Energia. Sesión Parcial de Rio de Janeiro. 1954.

