



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



GENERAL

E/CN.12/970
18 de diciembre de 1973

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

LA INTERCONEXION INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS
EN AMERICA LATINA

73-10-2164

INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	1
A. RESEÑA DE OBRAS REALIZADAS EN AMERICA LATINA Y PROYECTOS EXISTENTES. LA EXPERIENCIA EN OTRAS REGIONES. ASPECTOS TECNICOS, ADMINISTRATIVOS Y JURIDICOS	3
1. Ventajas de las interconexiones	3
2. Tipos de transacciones de energía	8
a) Suministro en un solo sentido	9
b) Intercambio de energía	14
c) Centrales multinacionales	18
3. La experiencia de Europa	23
4. Las comunidades de energía en los Estados Unidos	28
5. Algunos aspectos técnicos de las interconexiones	29
6. Tarifas	32
7. Condiciones de los contratos	35
B. ANALISIS ECONOMICO DE LOS PROYECTOS DE INTERCONEXION	37
1. Generalidades	37
2. Beneficios a corto plazo	39
3. Beneficios a largo plazo	46
4. Análisis estáticos de corto y largo plazo: conclusiones básicas	51
5. Evaluación financiera	53
6. Evaluación económica	59

Introducción

Dados los altibajos del proceso de integración económica regional, en el debate político pertinente, suscitado sobre todo después de la Reunión de Presidentes en Punta del Este en abril de 1970, se han planteado dudas y críticas sobre el mismo. Sin embargo, cualesquiera sean las opiniones y actitudes adoptadas ante ese proceso y las modalidades preferidas para su realización, las obras de infraestructura física (transportes, comunicaciones, energía eléctrica, abastecimiento de agua, etc.) de carácter internacional, parecen atraer una opinión favorable generalizada. La opinión dominante es que el establecimiento de tales obras estimula y cataliza tanto el desarrollo como la integración del espacio económico y social.

La integración económica bien concebida promueve el aprovechamiento conjunto de recursos naturales cuando un solo país, por el tamaño de su mercado y por su capacidad financiera o técnica, no puede acometerlo aisladamente, o cuando su carácter internacional exige, por consideraciones jurídicas, la acción conjunta de dos o más países. Precisamente en materia de recursos energéticos pueden mencionarse varios ejemplos y muy especialmente los hidroeléctricos.

La CEPAL, al propiciar continuamente el oportuno y eficiente desarrollo de los servicios de energía eléctrica en América Latina, ha destacado las ventajas económicas y técnicas que reporta la integración de los sistemas por medio de interconexiones.

Varios países, en sus respectivos ámbitos nacionales, avanzaron decididamente en este sentido durante el decenio de 1960, pero poco se ha logrado en cuanto a interconectar sistemas de distintas naciones. Sin embargo, algunos proyectos de envergadura han superado últimamente rigurosos análisis de preinversión, entre ellos el de Salto Grande (Argentina-Uruguay) y el de Itaipú (Brasil-Paraguay).

Por otra parte, la central paraguaya Acaray ha empezado a entregar energía a la Argentina (provincia de Misiones) y pronto la entregará también al Brasil, en la zona fronteriza. El Banco Interamericano de Desarrollo viene realizando una destacada labor en este campo.

El presente estudio abarca dos campos de acción en los que la Secretaría de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) está trabajando hace varios años: la eficiencia en el manejo de la energía y la integración económica regional. La resolución 99 (VI) de la Comisión, que le recomendó proseguir las investigaciones sobre la situación energética y "la eficiencia con que se utilizan los recursos...", fue ampliada y confirmada por las resoluciones 239 (X) y 302 (XIV). Asimismo, la resolución 55 (V) que le recomendó investigar "las conveniencias y posibilidades que ofrecen los países de América Latina para un proceso de integración económica gradual y progresiva..." fue ampliada y reiterada en diversas oportunidades, y es bien conocida la labor de la Secretaría en este campo.

Este estudio consta de dos partes. En la primera se reseña la aún breve historia de las interconexiones internacionales en América Latina, y sus potencialidades. Se sintetizan también algunos aspectos destacados de la experiencia europea y de los Estados Unidos en materias técnicas, administrativas y jurídicas, subrayando su importancia como fuente de inspiración para los países latinoamericanos.

En la segunda parte, más teórica, y dirigida especialmente a las oficinas de planificación de las empresas eléctricas de servicio público, se examinan algunos problemas básicos de la evaluación financiera y de la evaluación económica de los proyectos de interconexión en general y sólo se analiza someramente la viabilidad económica y social, en el caso de los proyectos internacionales, reconociendo que éstos merecen una evaluación especial cuyos detalles superan los propósitos de este estudio. Se trata separadamente la evaluación financiera de la evaluación económica de los proyectos (aunque las empresas eléctricas en la región sean en su mayoría de iniciativa estatal) porque dependen en gran medida del crédito extranjero, que se guía por consideraciones prácticas de rentabilidad, y además porque muchas veces los analistas de proyectos descuidan el examen de la viabilidad del financiamiento.

A. RESEÑA DE OBRAS REALIZADAS EN AMERICA LATINA Y PROYECTOS EXISTENTES. LA EXPERIENCIA EN OTRAS REGIONES. ASPECTOS TECNICOS, ADMINISTRATIVOS Y JURIDICOS

1. Ventajas de las interconexiones

En casi todos los países latinoamericanos va en aumento la tendencia a interconectar sus sistemas eléctricos. La labor cumplida en Chile, Brasil, México, Uruguay, Venezuela, Costa Rica y El Salvador, hace que existan actualmente redes eléctricas de tamaño considerable dentro de sus respectivos territorios. Colombia ha progresado en la integración de sus redes, y estableció en 1967 una organización especial, denominada "Interconexión Eléctrica S.A.", para ocuparse de estas labores. Bolivia, Ecuador, Perú, Argentina y algunos países centroamericanos, aparte de los mencionados anteriormente, están construyendo líneas de transmisión que unen sistemas energéticos nacionales, o bien estudiando proyectos de esta índole. Así, puede considerarse que el terreno está abonado para investigar las posibilidades de extender las líneas de transmisión a través de las fronteras nacionales y aprovechar los beneficios de la vinculación de los sistemas eléctricos de dos o más países.

Las características de la industria de suministro de energía eléctrica hacen que sea conveniente, por diversas razones, la interconexión de sus sistemas.

En primer lugar, requiere gran densidad de capital y debe satisfacer en casi todos los países del mundo un constante y elevado crecimiento anual del consumo de esta forma de energía. La producción de electricidad en América Latina experimentó un incremento medio anual de 8.3 % en el período 1958-1970, lo que equivale a duplicar la capacidad instalada de abastecimiento en menos de nueve años. Así deberían doblarse antes de 1980 los 40 millones de kW que existían en 1970, con una inversión del orden de los 20 000 millones de dólares. La interconexión de sistemas da la oportunidad de hacer grandes

/economías en

economías en inversiones (así como también en gastos de mantenimiento y operación); obsérvese en relación a la cifra antes indicada que un ahorro de sólo 5 % significaría la considerable cantidad de 1 000 millones de dólares para esta región, en la que escasea el capital.

Otra característica de la industria de energía eléctrica que induce a la interconexión de los sistemas, es que su producción no puede almacenarse. El proveedor debe contar con equipos suficientes para hacer frente a la demanda en cualquier momento, y tener la capacidad de reserva para los trabajos periódicos de mantenimiento de los equipos y reparación de fallas imprevistas. En efecto, la integración de sistemas vecinos, y su funcionamiento coordinado, permite reducir la capacidad de reserva. La experiencia de Europa y los Estados Unidos muestra que, con el mismo grado de confiabilidad, la interconexión de dos redes independientes permite reducir la capacidad de reserva en casi 2 %, lo que significa el correspondiente ahorro de inversiones en centrales generadoras 1/.

Las demandas máximas de diferentes sistemas generalmente no se producen al mismo tiempo, a causa de la diversidad de los consumidores industriales, las horas de trabajo (características geográficas), el modo de vida de los habitantes, etc. Al funcionar integradamente dos o más sistemas energéticos, la demanda máxima conjunta (carga de punta) será menor que la suma de la que tendría cada uno de ellos por separado, razón por la cual pueden ser abastecidos con una menor capacidad generadora que cuando funcionan aisladamente. Se ha calculado que el ahorro de capacidad instalada por este concepto en los países europeos sería cercano a 3.2 % 1/, en tanto que en los Estados Unidos variarían entre 1.2 y 6 %, según la zona y el grado de coordinación 2/.

1/ Comisión Económica para Europa, Transfers of Electric Power Across European Frontiers and Future Prospects, ST/ECE/EP/51, 1970, pág. 25.

2/ Federal Power Commission, National Power Survey, 1964, parte I, pág. 183.

La interconexión de un sistema hidráulico con uno térmico brinda la posibilidad de utilizar la energía hidroeléctrica excedente, de bajo costo, generada durante la estación lluviosa, para reemplazar la energía térmica, cuyo costo es alto y tiende a elevarse desde 1971. Tal es la consideración principal para recomendar la interconexión de la red energética de Costa Rica con las de Panamá y Nicaragua 3/, ya que aquélla, predominantemente hidroeléctrica, por lo general tiene excedentes de agua en un período del año, y estas últimas generan gran parte de la energía necesaria en plantas termoeléctricas. Se estima que el rendimiento de la inversión en el proyecto de interconexión propuesto sería de un 30 % anual, aproximadamente.

Asimismo, la interconexión del sistema Río Negro-Montevideo, en el Uruguay, con el del Gran Buenos Aires en la Argentina, ofrece interesantes posibilidades económicas en su funcionamiento. En 1971 aquél tenía una capacidad hidroeléctrica instalada de 236 MW con embalses reguladores, además de una capacidad termoeléctrica de 239 MW. Está proyectada la central hidroeléctrica de Palmar, que tendrá una capacidad final de 420 MW. Por su parte, el sistema del Gran Buenos Aires tenía una capacidad termoeléctrica instalada de más de 2 600 MW antes de la puesta en servicio de la central hidráulica El Chocón (1973). Podía reemplazarse entonces la energía de punta de alto costo, producida en unidades generadoras movidas por turbinas a gas en Buenos Aires, por energía hidroeléctrica más barata del sistema uruguayo. Es probable que tal interconexión resulte conveniente, aún después de que el complejo hidroeléctrico Chocón-Cerros Colorados se conecte con el sistema del Gran Buenos Aires, a causa de las características complementarias de los regímenes hidrológicos correspondientes. En los meses de junio, julio y

3/ Ernesto Richa, Posibilidades de interconexión de los sistemas eléctricos de algunos países centroamericanos, IEEE Electrolatina, septiembre de 1970, y La interconexión eléctrica en el istmo centroamericano, CEPAL/MEX/69/20, 15 de agosto de 1969.

agosto las precipitaciones sobre la región occidental de la Argentina son máximas, coincidiendo con el período de menores lluvias en el Uruguay. Además, hay apreciable diversidad entre los diagramas de demanda de los dos sistemas, por lo que se requeriría menor capacidad efectiva para servir al sistema integrado, que separadamente 4/.

Las grandes unidades generadoras con turbinas a vapor tienen una mayor eficiencia y menor costo específico por kW de capacidad instalada que unidades más pequeñas. La inversión por kW se reduce en cerca de un 20 % al doblar el tamaño de la unidad en la escala de 100 a 600 MW. Las eficiencias usuales de las unidades modernas son: 30.5 % para 60 MW; 37.5 % para 200 MW, y 38.7 % para unidades de 500 MW. El aumento de eficiencia de 30.5 % a 37.5 % significa en la práctica un ahorro de combustible del orden del 19 %. Proporcionalmente, las unidades grandes requieren, por kW de capacidad instalada, obras civiles (edificios, fundaciones, etc.) de menor volumen y menos personal para su manejo. A causa del reducido tamaño en general de los mercados internos de energía, muchos de los países latinoamericanos no pueden instalar grandes unidades termoeléctricas y aprovechar las economías de escala inherentes; la integración de los mercados de dos o más países vecinos, con interconexiones de capacidad relativamente elevadas, abrirá la posibilidad de ejecutar tales instalaciones y generar energía a bajo costo. Lo mismo sucede con las centrales de energía nucleares, en las que las economías de escala son aún más marcadas. Este aspecto es otro estímulo para interconectar sistemas energéticos como los de Montevideo y el Gran Buenos Aires 5/.

4/ En diciembre de 1972, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) concedió un préstamo de 80 millones de dólares para iniciar la construcción de la central internacional de Salto Grande sobre el Río Uruguay, la que en su etapa final tendrá 1 600 MW de capacidad instalada.

5/ La central Atucha, de 290 MW, entrará a operar próximamente en este último sistema.

Hay casos en que lugares convenientes para la generación hidroeléctrica no se aprovechan a causa de la insuficiencia de la demanda dentro del país. Ejemplos de ésto son los proyectos de Río Lindo (150 MW) y Cajón (150 MW) en Honduras; la integración del sistema energético local con los de países limítrofes daría estímulo económico para hacerlo antes.

Usualmente, al construir nuevas centrales generadoras, las unidades no tienen plena carga en los primeros años. Sin embargo, si se las interconecta con las redes de países vecinos, se podrían concertar acuerdos de corto plazo para la venta de la energía excedente, previendo una reducción gradual de la exportación correspondiente, de acuerdo con el crecimiento de la demanda interna. De esta manera, cabe concebir que se coordina la instalación de nuevas unidades generadoras en los países de la región, dando lugar a inversiones mínimas en el transcurso del tiempo y a un aprovechamiento máximo de la capacidad instalada, con beneficios económicos mutuos. Un ejemplo es la venta de energía procedente de la central hidroeléctrica de Acaray, en el Paraguay, a la Argentina y al Brasil, sobre la base de convenios a largo plazo.

En algunos lugares la diferencia en el costo de los combustibles o en la eficiencia térmica de las centrales generadoras puede servir de estímulo para efectuar interconexiones. Por ejemplo, en 1970 el costo del fuel oil Bunker C era de 1.67 dólares el barril en el puerto de Acajutla, (El Salvador), en tanto que llegaba a 2.60 dólares en la central térmica de La Laguna (Guatemala). Además, parte de la energía de Guatemala procede de turbogeneradores diesel y de gas, que tienen un alto costo. Podría ser reemplazada por la energía relativamente más barata procedente de la central a vapor de Acajutla, en El Salvador, si se interconectan ambos países. Un estudio realizado por un grupo de expertos revela que, considerando los costos marginales de la generación de energía en Guatemala y en El Salvador - de 11.3 y 3.8 milésimos de dólar (mils) por kWh respectivamente - podría recuperarse la inversión en una línea de transmisión de 138 kV en menos de cuatro años 6/.

6/ Véase Ernesto Richa, Posibilidades de interconexión de los sistemas eléctricos, IEEE Electrolatina, septiembre de 1970, y La Interconexión eléctrica en el istmo centroamericano, CEPAL/MEX/69/20, 15 de agosto de 1969.

En suma, la operación interconectada de sistemas eléctricos permite el aprovechamiento racional y óptimo de los recursos energéticos de una región, al recurrir a la diversidad de demanda de los consumidores, a las diferencias de hidrología, a las características de las centrales generadoras y a las diferencias en el tiempo entre los programas de construcción de nuevas centrales generadoras dependientes de distintas autoridades, con los beneficios técnicos y económicos consiguientes para las correspondientes entidades.

2. Tipos de transacciones de energía

Las transferencias internacionales de energía pueden ser a largo plazo, a corto plazo, ocasionales o de emergencia. En general, los tipos de transacciones son los siguientes:

- i) Exportación, importación o intercambio compensado de carácter periódico entre dos o más países, en conformidad con contratos de largo plazo;
- ii) Transferencias fronterizas de carácter limitado;
- iii) Coordinación entre centrales hidroeléctricas que funcionan bajo diferentes regímenes hidráulicos; coordinación entre centrales termoeléctricas o nucleares con las de generación hidráulica o el aprovechamiento de diferentes diagramas de carga entre países para aprovechar racionalmente la capacidad disponible;
- iv) Distribución entre los participantes de la energía producida por centrales de propiedad conjunta de dos o más países;
- v) Suministros ocasionales por excedentes potenciales de producción en un país y la existencia de un mercado apropiado en otro; y
- vi) Suministros de emergencia derivados de un desperfecto en una central generadora o en una línea de transmisión de otro país.

A la lista anterior puede agregarse otro método indirecto de transferencia de energía, en el cual los minerales de un país que posee escasos recursos energéticos se envían a otro que dispone de /abundantes reservas

abundantes reservas para procesarlos con métodos electroquímicos y electrometalúrgicos. Un ejemplo de este tipo de convenios es el que existe entre la URSS y Hungría, según el cual ésta envía alúmina a la URSS, donde se convierte en aluminio utilizando energía eléctrica suministrada por las estaciones de Volgogrado. El costo de la energía constituye en la URSS entre el 15 y el 20 % del costo del aluminio, en comparación con el 43 % en Hungría. El ahorro es de tres a cuatro veces el costo del correspondiente transporte fluvial de los materiales 7/.

Las transacciones antes enumeradas corresponden a alguna de las siguientes categorías: suministro en un solo sentido, intercambio de energía y centrales multinacionales.

a) Suministro en un solo sentido

La más simple de estas transacciones es la venta directa de energía eléctrica de un país que tiene capacidad instalada excedente, a un país vecino. Con frecuencia las condiciones del contrato no difieren de las aplicadas normalmente a los consumidores internos del país exportador, salvo que las entidades contratantes deben obtener la aprobación de las autoridades de los gobiernos respectivos para efectuar la transacción y acordar la forma de pago y la moneda correspondiente. Así sucede en los once casos de suministro desde los Estados Unidos hacia México. (Véase el cuadro adjunto.) En los casos en que la empresa exportadora sea una cooperativa, como ocurre en los números 11 y 12 del cuadro, se inscribe a la contraparte mexicana como socio y el negocio se cierra en igual forma que con cualquier cliente nacional 8/.

7/ Jean-Claude Vayleux, Le régime juridique des mouvements européens d'énergie électrique, Paris, 1967, pág. 67.

8/ Banco Interamericano de Desarrollo, Instituto para la Integración de América Latina, Proyectos multinacionales de infraestructura física. Fórmulas jurídico-administrativas, 1970.

Sin embargo, los contratos de venta de la energía de Acaray por la Administración Nacional de Energía (ANDE) del Paraguay a Electricidad de Misiones S.A. (ENSA), de la Argentina, y a la Compañía Paranaense de Energía Eléctrica (COPEL), del Brasil, son más complejos 9/, ya que en ellos se prevé la posibilidad de un intercambio recíproco de energía.

Ambos contratos tienen una duración de diez años a contar de 1972. La Argentina absorberá 23 MW de potencia entre los años 1974 y 1977, a partir de 19 MW en 1972, para ir reduciéndose posteriormente hasta llegar a 4 MW en 1981; Brasil ocupará 23 MW durante los diez años. En ambos casos los factores de carga serían: diario 0.5, mensual 0.4 y anual 0.37. El suministro a la Argentina se hará en la subestación Carlos A. López, en territorio paraguayo, a unos 100 kilómetros de la central, y será de 132 kV y 50 ciclos. La del Brasil estará en la ribera del río Paraná, frente a la estación de Acaray, y será de 132 kV y 60 ciclos, por lo que requerirá la instalación de un convertidor de frecuencia.

Otras cláusulas definen las responsabilidades de cada parte en la operación y mantenimiento de la interconexión, la duración de las entregas, los aranceles, las condiciones de pago, la fuerza mayor, el arbitraje en caso de conflictos, etc., y prohíben la cancelación unilateral del contrato durante el período de diez años.

Se establecerá un Comité de Administración, compuesto en cada convenio por un representante de cada país, que supervisará su cumplimiento; se reunirá por lo menos una vez al mes para resolver diversos aspectos operacionales. La inasistencia injustificada a la reunión estará sujeta a sanciones. Se estima que el Paraguay percibirá por estas exportaciones de energía unos dos millones de dólares anuales, en los primeros años.

9/ Información basada en los documentos con que se inició el proyecto que culminó con los contratos.

En 1970 la empresa Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF) de la Argentina y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Chile convinieron e iniciaron la exportación de energía eléctrica desde Río Turbio, en la Argentina, hacia Puerto Natales, en Chile, por una línea de 33 kV y 28 kilómetros de largo 10/; esta experiencia probablemente abrirá perspectivas a nuevas interconexiones entre los sistemas energéticos de ambos países.

10/ Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), Boletín Nº 49, setiembre de 1971.

INTERCONEXIONES ESTADOS UNIDOS-MEXICO

Empresas estadounidenses	Lugares de los Estados Unidos	Empresas mexicanas	Lugares de México	Voltaje de interconexión (V)
1. Arizona Public Service Co.	Douglas, Arizona	Cía. de Servicios Públicos de Agua Prieta	Agua Prieta Sonora	2 300
2. " "	" Lukeville, Arizona	Comisión Federal de Electricidad	Sonoyta, Sonora	12 000/21 000
3. " "	" Naco, Arizona	Junta Federal de Mejores Materiales	Naco, Sonora	2 300
4. Central Power & Light Co.	Brownsville, Texas	Matamoros Electric Co.	Matamoros Tamaulipas	12 000/69 000
5. " "	" Del Rio, Texas	Luz y Fuerza de Acuna	Villa Acuna Coahuila	12 000
6. " "	" Eagle, Pass. Texas	Servicio Eléctrico de Piedras Negras	Piedras Negras, Coahuila	12 000
7. Citizen Utilities Co.	Luchiel, Arizona	Comisión Federal de Electricidad, Div. Norte		
8. " "	" Nogales, Arizona	Cía. de Servicios Públicos de Nogales	Nogales, Sonora	2 300/13 000
9. Líneas de la ciudad de El Paso	El Paso, Texas	Uso propio corriente continua ferrocarril eléctrico	Ciudad de Juárez, Chihuahua	600
10. El Paso Electric Co.	El Paso, Texas	Comisión Federal de Electricidad	Ciudad Juárez, Chihuahua	13 800/69 000
11. Rio Grande Electric Coop. Inc.	Heath Crossing, Texas	La Dominica, S.A. de C.V.	Heath Crossing Coahuila	14 400/24 900

INTERCONEXIONES ... (concl.)

Empresas estadounidenses	Lugares de los Estados Unidos	Empresas mexicanas	Lugares de Mexico	Voltaje de interconexión (V)
12. Trico Electric Coop. Inc.	Tucson y Marana, Arizona	Comisión Federal de Electricidad, División Noroeste	Sasabe, Sonora	2 300
13. West Texas Utilities Co.	Presidio, Texas	Comisión Federal de Electricidad, División Noroeste	Torreón Coah, Chihuahua	2 300
14. Central Power & Light Co.	Represa Falcón, Texas	Comisión Federal de Electricidad, Represa Falcón	Represa Falcón, Tamaulipas	138 000
15. Sector estadounidense Represa Falcón	Represa Falcón, Texas	Comisión Federal de Electricidad, Represa Falcón	Represa Falcón, Tamaulipas	138 000

b) Intercambio de energía

Las interconexiones de este tipo pueden ser de diferentes categorías. Las interconexiones de baja capacidad, destinadas sólo al uso en situaciones de emergencia, generalmente suponen inversiones reducidas e insuficientes para un servicio con elevado grado de seguridad. Los enlaces de alta capacidad, por otra parte, dan lugar a importantes transferencias de energía con las consiguientes economías en los costos de combustible, compartimiento de la capacidad de reserva y apoyo en situaciones de emergencia. Un tipo más avanzado de interconexión contempla la posibilidad de planificar conjuntamente las expansiones de la capacidad de los sistemas correspondientes. La planificación conjunta permite la instalación de unidades generadoras de mayor tamaño sin aumentar los requerimientos globales de reserva dando lugar a menores costos unitarios de inversión y de operación. Las disposiciones contractuales pueden disponer la venta del excedente de energía de un sistema al otro o la operación de las centrales de propiedad compartida. Se logra una cooperación aún mayor de sistemas eléctricos agrupando algunos sistemas interconectados para formar una "mancomunidad" (pool). Los acuerdos entre sistemas pueden variar de una mancomunidad a otra, siendo algunas bilaterales e informales, y estando integradas otras bajo un solo convenio formal. Este último tipo, al derivar en una mancomunidad de energía plenamente coordinada, rendiría los máximos beneficios.

La mancomunidad de energía plenamente coordinada funciona como un solo sistema, cuyas ventajas se distribuyen equitativamente entre los participantes que contribuyen a las economías que se obtienen. Los requisitos esenciales de las mancomunidades establecidas en los Estados Unidos son:

- Existencia de interconexiones de alta capacidad entre sistemas para facilitar transferencias de energía entre sistemas en procura de eficiencia económica y para mejorar la estabilidad en el servicio del conjunto integrado;

/- Creación

- Creación de una oficina que centralice el despacho de energía para todo el sistema integrado, destinada a coordinar la operación y registrar la distribución de las economías y costos de conformidad con el correspondiente convenio, y
- Establecimiento de comités conjuntos de trabajo para la administración, planificación y operación diaria del sistema integrado.

Han estimulado la tendencia en este sentido el progreso tecnológico de las computadoras, las líneas de transmisión a muy altas tensiones, las grandes turbinas de vapor y los reactores nucleares.

Actualmente, los convenios de intercambio de energía entre países latinoamericanos son muy pocos, recientes y de alcance limitado en la mayoría de los casos.

La experiencia de las primeras interconexiones hechas en 1965 entre algunas ciudades fronterizas de Uruguay y Brasil y entre Colombia (Cúcuta) y Venezuela (San Antonio) para casos de emergencia o pequeños intercambios de energía, fue tan alentadora, que en ambos casos se han convenido desde entonces nuevos acuerdos para aumentar el intercambio 11/.

El convenio primitivo entre la Administración General de las Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado (UTE) del Uruguay y de la Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, tenía por objeto superar las dificultades de funcionamiento de pequeñas centrales diesel-eléctricas en los pueblos fronterizos. Artigas, en el Uruguay, estaba conectado con Quarai, en el Brasil; Río Branco con Yaguarao; Chuy con Santa Victoria, y Rivera con Santa Ana do Livramento.

Los jefes locales de las dos empresas estaban facultados para dirigir el funcionamiento de las centrales de manera que el intercambio neto de energía en cada año fuese igual a cero.

11/ J.C. Vayleur, Le régime juridique des mouvements européens d'énergie électrique, op. cit., págs. 159 y siguientes.

En 1968 se produjeron algunas restricciones en el suministro de energía eléctrica en Uruguay, por lo que la UTE y Termoeléctrica de Alegrete S.A. (TERMOALE, una subsidiaria de ELETROBRAS) convinieron la importación de electricidad desde el Brasil para satisfacer toda la demanda de Rivera (3 000 kW) y Artigas (2 000 kW), considerando la posibilidad de un aumento anual de 10 % en ambos casos. Aunque en la actualidad la energía fluye en un solo sentido, del Brasil al Uruguay, el convenio prevé un trato recíproco en caso de que la UTE llegase a estar en situación de exportar energía a TERMOALE en el futuro. En 1969 el Brasil suministró un total de 16.08 GWh al Uruguay de conformidad con ese convenio: 7.67 GWh a Artigas, 7.34 a Rivera, 1.01 a Río Branco y 0.06 a Chuy.

En 1968 se recomendó la interconexión de Salto, en el Uruguay, con Concordia, en la Argentina, ya que aquella ciudad tenía crecientes dificultades para suministrar electricidad a sus habitantes. La línea funciona actualmente a 22.8 kV, y está proyectada para operar a 150 kV en el futuro. El convenio entre la UTE y la Cooperativa Eléctrica de Concordia, cuyo plazo de duración es de seis años, renovable cada dos años en lo sucesivo, reconoce además la posibilidad de que la UTE suministre energía a Concordia cuando Salto se conecte con Paysandú, del sistema Río Negro-Montevideo. En la actualidad la Cooperativa está obligada a satisfacer una demanda garantizada de 1 000 kW, con un consumo mínimo de parte de la UTE de 3 GWh anuales y una mayor demanda de hasta 2 000 kW sin garantía. En 1969 se suministraron 7.7 GWh a UTE en conformidad con este convenio. Para supervigilar el funcionamiento satisfactorio del intercambio se estableció un Comité de Operaciones.

La experiencia en el funcionamiento de la interconexión de Cúcuta (Colombia), con San Antonio de Tachira (Venezuela), para casos de emergencia fue tan alentadora que en 1969 el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y la C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) de Venezuela convinieron en la interconexión del sistema eléctrico Tibu-Zulia, de Centrales Eléctricas

del Norte de Santander S.A. (una subsidiaria de ICEL), con el sistema de Táchira, cerca de La Fría, en Venezuela, para coordinar sus programas de expansión durante el período 1970-1980 y establecer una Comisión Mixta Permanente para estudiar y proponer proyectos adecuados para la integración inmediata y futura de los sistemas energéticos de los dos países. En la actualidad la central generadora de Táchira tiene una capacidad instalada total de 51.5 MW (25 MW en grupos generadores a vapor y 26.5 MW en grupos con turbinas a gas); Tibu y Zulia tienen turbinas a gas de 18 y 15 MW respectivamente, y están interconectadas por una línea de 115 kV. La línea de enlace entre Zulia, en Colombia, y La Fría, en Venezuela, de 115 kV, tiene 30 kilómetros de largo (13.7 km en Colombia y 16.3 km en Venezuela). Además, una línea de 34.5 kV conecta las dos subestaciones de Cúcuta y San Antonio. Los intercambios de energía tienen lugar a medida que las empresas de suministro de electricidad lo requieren al precio vigente, de modo que la interconexión sirve para asegurar el suministro de electricidad en la zona. Un Comité de Interconexión supervisa los intercambios mediante una Oficina de Coordinación, y la energía transferida se mide en los puntos fronterizos.

De acuerdo con un programa de cooperación, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) y el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico - que ahora se llama Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) - convinieron en interconectar los sistemas eléctricos de los dos países e intercambiar energía. Como primer paso en ese sentido, se construyó en 1970 una línea de 33 kV entre Tulcán (Ecuador) e Ipiales (Colombia). El objetivo era suministrar energía que no fuese de punta desde la pequeña central hidroeléctrica ecuatoriana de La Playa (1 300 kW), a Ipiales, donde hay una pequeña central diesel. Se espera conectar muy pronto Ipiales con el sistema hidroeléctrico de Pasto y Río Mayo, en Colombia, mediante una línea de 115 kV, y la extensión de la línea de igual voltaje hasta Tulcán facilitará un mayor intercambio de energía entre los dos países. Se estableció una comisión conjunta para estudiar los diversos aspectos de la integración eléctrica en el futuro.

/Merecen consideración

Merecen consideración las posibles interconexiones de los sistemas eléctricos de Chile y Argentina, a través de su extensa frontera, aparte la mencionada anteriormente. Una comisión mixta argentino-chilena está estudiando la interconexión a 220 kV entre la subestación Cristo de Piedra del sistema de Cuyo, y el sistema de la Compañía Chilena de Electricidad.

El reducido número de acuerdos de este tipo convenidos hasta ahora en América Latina se debería, por una parte, a las apreciables distancias que en general median entre los principales sistemas eléctricos de los distintos países (los que existen en poblaciones fronterizas son frecuentemente de reducida magnitud) y, por otra, a la falta de mecanismos institucionales y vías de entendimiento recíproco.

Por el contrario, como se verá más adelante, se han hecho notables progresos en las conexiones y el intercambio internacional de energía en Europa, y en la formación de numerosas mancomunidades en los Estados Unidos, lo que demuestra la conveniencia y rentabilidad de esta evolución de la industria de suministro público de electricidad.

En los últimos años, la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), formada por representantes de empresas de electricidad de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela, ha desarrollado una importante labor en esta materia, fomentando la interconexión de sistemas. En América Central, la Secretaría de la CEPAL ha difundido la idea y ha colaborado con el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos en la ejecución del estudio de algunos proyectos de interconexión, cuyas ventajas técnicas y económicas ha subrayado.

c) Centrales multinacionales

Al realizar proyectos de este carácter con la colaboración de dos o más países (abstracción de fronteras políticas), podrían desarrollarse los recursos de energía más económicos en beneficio de la región. Al compartir los costos se reduce la carga de la inversión para cada país. Se aumenta la economía del proyecto al suministrar energía a un mercado ampliado de dos o más países participantes.

/El proyecto

El proyecto puede estar ubicado por completo dentro de un país o puede comprender ríos o fronteras internacionales. Dos factores que estimulan la ejecución de tales proyectos son la desigual distribución geográfica de los recursos energéticos primarios, como el carbón, el petróleo, el gas natural y el potencial hidroeléctrico, y los diferentes niveles de demanda de energía en los países vecinos. Es posible que un país esté dotado de grandes reservas de combustible de bajo costo o de un gran potencial hidroeléctrico y no tenga una demanda adecuada, mientras que un país vecino tenga escasos recursos energéticos y un mercado bien desarrollado, lo que constituye un aliciente para su aprovechamiento conjunto. En algunos casos la transmisión de energía eléctrica resulta más barata que el transporte de combustibles, como se señaló anteriormente respecto de El Salvador y Guatemala; así podría generarse la energía en el país que tiene el combustible más barato y transmitirla a los países vecinos. El desarrollo de determinados recursos hidroeléctricos en cuencas fluviales internacionales requiere la acción conjunta de los países interesados. La combinación de los mercados de energía de dos o más países puede preparar el camino para la instalación de grandes unidades termoeléctricas o nucleares con las correspondientes economías de escala.

Hasta ahora, el único ejemplo de explotación conjunta del recurso hídrico de una cuenca internacional en esta región es la represa Falcón, sobre el río Bravo (Grande), construida por la International Boundary and Mater Commission, de los Estados Unidos y México. Como el agua había de usarse además para el riego en ambos países con embalse aguas abajo, se compartió el costo de la presa en proporción a los respectivos derechos de agua. Asimismo, se compartió por partes iguales el costo de las dos centrales eléctricas, idénticas, que se encuentran a cada lado y al pie de la represa (3 x 10 MW cada una), así como la producción anual de energía. Esto no significa igual consumo de energía en todo momento. Las centrales generadoras funcionan en forma integrada para las necesidades de los sistemas de ambos países, con la limitación de que el promedio diario de energía generado en cada lado no exceda de 65 000 kWh. Líneas de 138 kV interconectan México y los Estados Unidos en la represa Falcón.

/Pueden emprenderse

Pueden emprenderse proyectos conjuntos en ríos internacionales estableciendó una comisión internacional, como en el caso anterior, o bien mediante la coordinación técnica de las respectivas autoridades para la construcción y administración de los proyectos situados en cada país, u otorgando la concesión para el aprovechamiento de un recurso a una sola empresa. Estas diferentes formas de organización han sido adoptadas con éxito para la ejecución de proyectos semejantes en Europa, como el del río Mosela, en el que participan Alemania, Francia y Luxemburgo; el proyecto del Monte Cenis, entre Francia e Italia, etc. 12/. El proyecto nuclear franco-belga es un ejemplo de proyecto conjunto administrado por una empresa aparte la Société d'Énergie Nucléaire Franco-belge des Ardennes (SENA) 13/.

Pese a las numerosas cuencias fluviales internacionales que existen en América Latina, sólo otro proyecto conjunto ha llegado a la etapa de ejecución; se trata del aprovechamiento de Salto Grande, en el río Uruguay, aunque en muchos casos se han llevado a cabo estudios de prefactibilidad.

En 1946 los gobiernos de Argentina y Uruguay firmaron una convención para el desarrollo conjunto del río Uruguay en la zona de Salto Grande, en interés del desarrollo económico, industrial y social de ambos países. Se estableció la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTN) para estudiar el proyecto, la que contrató los servicios de un grupo francés 14/. Su informe, presentado en 1962, recomendó la construcción de una represa en Ayui, para crear así un embalse que además de producir una gran cantidad de energía eléctrica, facilitaría el aprovechamiento de agua para el riego y para usos domésticos, y mejoraría la navegación fluvial sin perjudicar la piscicultura.

12/ Véase Comisión Económica para Europa, Transfers of Electric Power across European Frontiers and Future Prospects, op.cit., y también Jean Claude Vayleux, Le régime juridique des mouvements européens d'énergie électrique, op.cit.

13/ Véase CEE, Transfers of Electric Power across European Frontiers and Future Prospects, op.cit.

14/ Constituido por la Société Générale d'Exploitations Industrielles (SOGEL), la Société Française d'Études et de Réalisations d'Équipements Electriques (SOFRELEC) y la Société d'Études et d'Équipements d'Entreprises (SEEE). /Entonces se

Entonces se estimó que el proyecto era económica y financieramente viable; sin embargo, fue sólo en diciembre de 1972, después de haberse efectuado cambios en el diseño, que el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó un préstamo de 80 millones de dólares para ayudar a financiar las inversiones que emprenderán conjuntamente Argentina y Uruguay 15/.

La central Hidroeléctrica, elemento principal del proyecto, tendrá una capacidad total de 1 620 MW (12 grupos generadores de 135 MW cada uno).

La CTM llevará adelante las obras, que en su primera etapa costarán el equivalente a 432 millones de dólares. Esta suma se financiará así: 57.9 % con aportes de los dos gobiernos, 23.6 % con créditos de proveedores y 18.5 % con el préstamo del BID.

Asimismo, Argentina y Paraguay establecieron en 1958 una Comisión Técnica Mixta Paraguayo-Argentina del Apipé (río Paraná) con el fin de estudiar un proyecto de objetivos múltiples en el sitio mencionado. La Comisión recomendó construir una presa en el río cerca de Mbaracayá, con esclusas, vertederos de rebalse y una central de generación eléctrica con 30 unidades de 70 MW cada una. Se estimó el costo de las obras de embalse y de la central generadora (incluyendo los intereses durante la construcción) en el equivalente a 467 millones de dólares; además, el sistema de transmisión hacia Argentina costaría 272 millones de dólares, y hacia Paraguay, 18 millones de dólares. Aparentemente, no se han realizado mayores progresos en los últimos años para materializar este proyecto.

En 1966 los ministros de relaciones exteriores de Paraguay y Brasil, convinieron en general, que ambos países dividirían por partes iguales el potencial de energía del río Paraná entre el salto del Guairá y la desembocadura del río Iguazú, sobre cuyas aguas tienen condominio. Los países se reservaron el derecho preferencial a aprovechar la energía excedente que cualquiera de

15/ Véase Banco Interamericano de Desarrollo, Informe anual, 1972.

los participantes no utilizase, debiendo un grupo de expertos fijar oportunamente el costo justo de la energía. En noviembre de 1970 la Comisión Mixta Técnica Paraguayo-Brasileña, formada por representantes de ANDE (Paraguay) y ELETROBRAS (Brasil) contrató con un consorcio consultor 16/ la preparación de un inventario de los posibles proyectos de objetivos múltiples en ese sector del río, y un estudio de factibilidad técnica y económica del que resultara más conveniente, con miras a su ejecución futura 17/.

16/ CIER, Boletín Nº 48, agosto de 1971. El Consorcio seleccionado fue International Engineering Co. de San Francisco y ELC-electroconsult S.p.A. de Milán (IECC-ELC).

17/ Encontrándose este estudio en prensa se dio la noticia de la firma de un tratado paraguayo-brasileño el 26 de abril de 1973 para construir la central hidroeléctrica de Itaipú (sobre el río Paraná, 14 km al norte de Puerto Presidente Stroessner). Tendría 10 710 MW de capacidad instalada y generará 60 000 000 de MWh al año, en promedio. El costo estimado de la central se eleva al equivalente de 2 000 millones de dólares y el de las esclusas y canales necesarios (para que la navegación salve el desnivel de 120 metros originado por la presa) costaría el equivalente de otros 1 000 millones de dólares. La misma noticia menciona que el convenio fue ratificado por el Brasil y aprobado por el Senado del Paraguay, y quedó pendiente la resolución de la Cámara de Diputados de este país para su ratificación final. Se estima que la construcción de esta central, que será la más grande del mundo, demandará unos 10 años. Como elemento de referencia sobre su magnitud cabe señalar que en 1972 la generación eléctrica total de Brasil y Paraguay en conjunto fue del orden de los 57 000 000 MWh (es decir, algo menos de la que generará Itaipú en un año hidrológico medio), y que llegaría a unos 125 000 000 de MWh en conjunto, para 1980.

La Administración Nacional de Electricidad del Paraguay (ANDE) y la Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) constituirían como socios a partes iguales la sociedad ITAIPU, con un capital equivalente a 100 000 000 de dólares. El Gobierno del Brasil daría a la sociedad las garantías necesarias para la obtención de los créditos requeridos y aseguraría las conversiones monetarias para el servicio de la deuda.

La producción anual de energía se ha evaluado en 300 000 000 de dólares (0.005 dólares/kWh). En la estimación de los costos totales de producción de la central, la amortización de la deuda y los intereses correspondientes se elevarían a 150 millones de dólares anuales. Como el Gobierno del Brasil asegura la contratación de la totalidad de la energía producida al margen de la que se reserve el Paraguay (1 000 000 de MWh), este país recibiría, anualmente 34 200 000 dólares por concepto de utilidades y derechos, sin incluir el resarcimiento anual de gastos de administración y supervisión (1 500 000 dólares).

/También Bolivia

También Bolivia y el Perú establecieron una Comisión Mixta Boliviana-Peruana con el fin de estudiar el posible aprovechamiento conjunto de las aguas del lago Titicaca para generar energía, y otros posibles usos.

Hay varias regiones de América Latina en las que el aprovechamiento conjunto de proyectos de energía eléctrica beneficiaría a los países interesados, y que merecen medidas concertadas para su estudio y ejecución.

3. La experiencia de Europa

Las interconexiones internacionales y el intercambio de energía eléctrica han tenido en Europa un papel cada vez más significativo 18/, especialmente después de la segunda guerra mundial. Antes de ésta, fuera de intercambios internacionales de menor cuantía, las únicas interconexiones importantes eran las que había entre Alemania y los países alpinos, Austria y Suiza. Como la generación en Alemania era principalmente termeléctrica y en los otros dos países hidroeléctrica, las interconexiones permitían el funcionamiento complementario de las redes, evitando pérdidas de agua por rebalses. Todavía en 1969 más del 23 % de los intercambios de energía en Europa correspondía a las exportaciones de estos países alpinos a la República Federal de Alemania, Francia, Italia y otros países, aunque mostraban una tendencia a reducirse en volumen e importancia.

La segunda guerra mundial afectó severamente la situación del suministro de energía eléctrica en Europa. Los programas retrasados en la instalación de nuevas unidades generadoras provocaron un período de aguda insuficiencia en la capacidad generadora e inhabilidad de los países para satisfacer sus crecientes demandas de energía. Algunos buscaron alivio a esa situación interconectando sus sistemas con los países vecinos y celebrando convenios bilaterales para efectuar intercambios de energía. Debido a las ventajas económicas y técnicas logradas, el número y el volumen de tales intercambios

18/ Véase Comisión Económica para Europa, Transfers of Electric Power across European Frontiers and Future Prospects, op.cit.

crecieron constantemente. En 1969 había en operación más de 70 interconexiones internacionales en Europa, y se planifican y ejecutan más constantemente. El intercambio total entre las redes europeas superó ese año los 48 600 000 MWh 19/ cerca del 2.5 % del consumo interno total. Tal porcentaje no refleja verdaderamente la escala considerable de las ventajas que derivan de este tipo de interconexiones.

Durante el período 1966-1969, mientras el consumo de energía eléctrica creció a un ritmo anual medio de 7.6 % los intercambios internacionales de energía crecieron en 10.5 %.

En la actualidad hay en Europa continental dos grandes redes interconectadas, una que abarca los países de Europa occidental y otra que comprende los de Europa oriental. Estas dos grandes redes están a su vez conectadas entre sí por intermedio de Austria, ya que el sistema de este país también está conectado a los de Checoslovaquia y Hungría, y se estudian además nuevas interconexiones.

Los sistemas energéticos de los países de Europa occidental representados en la Union for Co-ordinating Production and Distribution of Electricity (UCPTE) 20/ están todos interconectados para su funcionamiento sincronizado, midiéndose los intercambios de energía en Laufenberg (Suiza). Este grupo además coopera y se vincula con otros grupos regionales, como la Unión Franco-Ibérica para la Coordinación de la Producción y Transmisión de Electricidad (UFIPT), que abarca Francia, España y Portugal; el grupo regional del sudeste de Europa para la coordinación de la producción y transmisión de electricidad llamado Sud Electricité (SUDEL) que incluye a Austria, Italia y Yugoslavia y Nordisk Elektrisitetsunion (NORDEL), un grupo consultivo que se ocupa principalmente de ampliar la cooperación

19/ Comisión Económica para Europa, The Electric Power Situation in Europe, 1969-1970.

20/ Son Austria, Bélgica, Francia, Italia, Luxemburgo, los Países Bajos, la República Federal de Alemania y Suiza.

internacional en la producción, distribución y el consumo de electricidad, compuesto por Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia.

La red oriental, llamada Sistema Energético Internacional (MIR), comprende redes de alto voltaje de Alemania Oriental, Bulgaria, Checoslovaquia, Hungría, Polonia, Rumania y la Unión Soviética, que son miembros del Consejo de Asistencia Económica Mutua (CAEM) 21/. Coordina el funcionamiento integrado de estas redes una oficina central de los sistemas energéticos unificados, ubicada en Praga.

En 1969 los intercambios de energía eléctrica alcanzaron al 4.2 % de la producción total entre los miembros de la UCPTÉ, al 4.2 % entre los países escandinavos, y al 4.9 % entre las redes de Europa Oriental.

Algunas organizaciones han estado desarrollando una eficaz labor para extender las interconexiones internacionales, la más importante de las cuales es la UCPTÉ. Patrocinada por la ex Organización Europea de Cooperación Económica, llamada hoy Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) 22/ y creada en 1951, la UCPTÉ ha estado estudiando los problemas y recomendando las medidas para facilitar la cooperación internacional en el abastecimiento de electricidad, proporcionando información sobre el potencial hidráulico de los ríos y sobre la exportación e importación de energía entre los países miembros.

La Comisión Económica para Europa (CEPE) de las Naciones Unidas, ha estado realizando estudios sobre los aspectos jurídicos y técnicos de las interconexiones internacionales durante varios años mediante

21/ Comisión Económica para Europa, The Electric Power Situation in Europe and its Prospects - triennial version 1966-1968, ST/ECE/EP/54, 9 de abril de 1970.

22/ Los miembros de la OCDE son: Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, España, los Estados Unidos de América, Francia, Grecia, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Luxemburgo, Noruega, los Países Bajos, Portugal, el Reino Unido, la República Federal de Alemania, Suecia, Suiza y Turquía.

subgrupos dirigidos por el Comité de Energía Eléctrica, y recomendando medidas para facilitar los procedimientos. La OCDE despliega una gran actividad a este respecto, además de procurar la coordinación de las políticas sobre energía y otros sectores económicos de los países interesados.

El consejo de Asistencia Económica Mutua (CAEM) tiene un comité permanente de energía eléctrica, establecido en 1962 y formado por expertos de los países miembros, que entre otras tareas realiza estudios sobre interconexiones y las fomenta.

Otras organizaciones, como la Conferencia Mundial de la Energía, la Conferencia Internacional de las Grandes Redes Eléctricas (CIGRE), la Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM), la Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (UNIPED), etc., han estado estimulando un clima de cooperación internacional en la industria europea de suministro de electricidad.

La experiencia en ese continente ha demostrado que, pese a las diferencias entre un país y otro en la legislación relativa a la industria de suministro de electricidad, en la mayoría de los casos los intercambios de energía se realizan satisfactoriamente mediante convenios bilaterales. Las necesidades operacionales se enfrentan luego de conversaciones entre el personal técnico de los sistemas energéticos interesados. Rara vez ha habido alguna disputa prolongada que requiriese procedimientos judiciales o arbitraje.

Para aprovechar los beneficios de las grandes centrales de energía nuclear, se programan proyectos conjuntos, como el proyecto Francohispano con una unidad de 480 MW (e) en Vandellos, cerca de Tarragona (España); la unidad francobelga de 750 MW (e) que se construirá en Ruy, en Tihangue, etc. 23/. La central hidroeléctrica de Vianden, en Luxemburgo, de 900 MW de capacidad y con un embalse

23/ Véase Comisión Económica para Europa, Transfer of Electric Power across European Frontiers and Future Prospects, cuadro 25.

que se llena por bombo, fue financiada principalmente por la República Federal de Alemania con el propósito de asegurar energía barata para cargas de punta.

Los contratos de exportación de energía prevén el pago en una moneda que se conviene o en otros productos, o bien la restitución de una cantidad equivalente de energía durante un período determinado. Por ejemplo, Yugoslavia recibe de Austria productos industriales a cambio de energía eléctrica. Asimismo, Rumania exporta energía a Checoslovaquia a cambio de bienes de capital. Hungría y Austria administran sus sistemas termoeléctrico e hidroeléctrico de tal manera, que las importaciones energéticas de Hungría en verano se igualan con las exportaciones durante el invierno en las horas de punta.

Tiene interés el intercambio tripartito de energía entre la República Democrática Alemana, Polonia y Checoslovaquia; la última exporta a Alemania oriental, que a su vez exporta a Polonia, y ésta a Checoslovaquia. Todo se hace de manera que los intercambios entre los tres países se cancelan mutuamente todos los trimestres 24/.

La línea de 250 kV de corriente directa que une Suecia y Dinamarca, se usa para los intercambios de excedentes de energía entre ambos países y para asegurar la entrega de energía a Alemania occidental en las horas de punta, por intermedio de una línea de corriente alterna.

Los países miembros de la UCPTÉ han convenido que los intercambios ocasionales y estacionales de energía eléctrica estén liberados de derechos aduaneros. Los convenios con una duración inferior a dos años también están sujetos a menos trámites administrativos. Estas medidas han estimulado el aumento de este tipo de transacciones en la región.

24/ Ibid., pág. 7.

4. Las comunidades de energía en los Estados Unidos

Con el objeto de mejorar la seguridad del servicio al mismo tiempo que la economía en su operación, cerca de 97 % de toda la capacidad de generación de los Estados Unidos está interconectada actualmente, en mayor o menor grado, en cinco grandes redes: Interconnected System Group constituido por la Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnexion (PJM) y la Canada - US Eastern Interconnexion; el Northwest Interconnected System Group; Pacific Southwest Interconnected System Group; Texas Power Pool, y Río Grande - New Mexico Pool.

Se están enlazando los sistemas del noroeste con los del sudoeste por medio de líneas de 800 kV de corriente directa y de 500 kV de corriente alterna 25/. La comisión de Energía Hidroeléctrica de Ontario, Canadá, está interconectada con los sistemas del estado de Michigan y del estado de Nueva York, y la Columbia Británica lo está con el noroeste de los Estados Unidos, constituyendo interconexiones internacionales.

La mayoría de los grandes sistemas se coordinana bilateralmente por medio de convenios individuales entre vecinos. En virtud de los convenios generalmente se comparten las reservas y se alternan los aumentos de la capacidad de generación, para beneficio mutuo con las economías de escala derivadas de la instalación de unidades de mayor tamaño de lo que sería posible actuando aisladamente; con frecuencia se fija también el precio para las transacciones de energía, tanto de base como secundaria, para dividir los beneficios en forma equitativa entre las partes.

La mancomunidad (pool) PJM es una de las mayores de su tipo en los Estados Unidos, ya que asocia a 12 sistemas de empresas privadas que dan servicio público, con una capacidad instalada del orden de los 25 000 MW en 1970 26/. De conformidad con ese convenio, más de 60 grandes centrales generadoras funcionan sincrónicamente, como un

25/ Floyd E. Dominy, "Economic aspects of the Pacific Northwest-Southwest intertie", en IEEE Spectrum, febrero de 1969, págs. 65 a 71.

26/ R.G. Rincliffe, "Planning and operation of a large power pool", en IEEE Spectrum, enero de 1967, págs. 91 a 96.

solo sistema, y se construyen varios proyectos conjuntos. Las principales características del convenio PJM son las siguientes:

- Un comité de administración formado por un representante de cada empresa de electricidad participante, que requiere unanimidad para tomar acuerdos;
- Una oficina central operadora de la interconexión que coordina el funcionamiento de las unidades generadoras, distribuye las cargas y lleva la contabilidad;
- Exigencia de una reserva instalada para cada sistema y pago de multas por incumplimiento;
- Distribución en forma permanente de la energía programada, a base de costos marginales y mutua disponibilidad de las instalaciones.

Los grupos de países que traten de coordinar sus políticas económicas pueden estudiar la adopción de medidas similares para alcanzar el desarrollo necesario de sus servicios eléctricos con un costo mínimo.

5. Algunos aspectos técnicos de las interconexiones

Al planificar la interconexión de los sistemas energéticos de dos países, se van tomando decisiones desde la partida respecto de los puntos que se ligarán, el voltaje de las líneas de unión y la ubicación y tipo de los medidores de la energía importada o exportada. Normalmente, cada país se encarga de la construcción y el mantenimiento de la parte de las líneas que está ubicada en su territorio.

También debe considerarse la frecuencia empleada en los sistemas. En América Latina, Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay han escogido 50 ciclos, en tanto que en los demás países se está estandarizando la frecuencia de 60 ciclos. El intercambio de energía entre estos grupos requerirá la instalación de convertidores de frecuencia, lo que significa un costo adicional, así ha sucedido con el suministro de energía desde la central de Acaray, en Paraguay, a la región brasileña del Paraná.

/La protección

La protección de la línea de interconexión se coordina con la de los sistemas interesados. Si existe un ángulo de desfase entre los sistemas, o los métodos de conexión a tierra fueran incompatibles, será necesario aislarlos interponiendo un transformador 1:1 en la línea de interconexión.

Cuando las interconexiones entre dos sistemas se efectúan en varios puntos, surge el problema de las corrientes circulantes y deben planificarse mecanismos protectores apropiados.

Con mucha frecuencia los convenios de intercambio de energía entre dos sistemas interconectados estipulan que no debe haber flujo de energía reactiva (desvatiada) de uno a otro, debiendo estar el factor de potencia del suministro comprendido entre los límites 0.8 y 1.0.

En muchos casos, la energía reactiva se mide además de la energía activa (vatiada) y se cobra en conformidad con lo dispuesto en los convenios.

Con la expansión de las redes integradas ha resultado necesario establecer una oficina central, despachadora de carga, equipada con mecanismos de medición y control a distancia y de telecomunicación para coordinar y regular la operación de las centrales generadoras. El despachador de carga generalmente tiene todos los datos requeridos en los instrumentos de un gran tablero, como la producción de las diversas unidades generadoras, la energía transferida en las líneas interconectoras, la posición de los interruptores de control, etc. Estos datos le permiten disponer el funcionamiento de las unidades más económicas del sistema. Pueden integrarse los sistemas energéticos de dos o más países estableciendo un centro único de despacho de carga, o bien, los despachantes de carga de cada país pueden comunicarse entre sí periódicamente para regular la exportación o importación de energía. Los operadores pueden conversar libre y claramente por el sistema de telecomunicaciones, incluso durante emergencias.

Los intercambios internacionales de energía se realizan mediante acuerdos previos sobre la cantidad de energía que se transmitirá por la línea de interconexión. Las fluctuaciones de carga de los

/sistemas conectados

sistemas conectados producen oscilaciones de la energía transferida las que sólo son posibles de controlar mediante elementos automáticos. Los cambios ocurridos en la carga de un sistema van acompañados de desviaciones de la frecuencia normal. Los mecanismos automáticos activados por los cambios de frecuencia envían impulsos a los reguladores para controlar la producción de un generador. Estos controles de la frecuencia de la energía podrían establecerse para las transferencias de energía por medio de una interconexión entre dos sistemas separados.

La conexión de dos redes mediante una línea de enlace de alta capacidad puede aumentar considerablemente las corrientes de cortocircuito en cada una. Antes de construir la línea de interconexión, debe examinarse este aspecto detenidamente para ver la medida en que debe adaptarse el equipo de protección existente a las nuevas condiciones.

Otro problema que surge en las interconexiones es la estabilidad de los sistemas que funcionan paralelamente. Fallas de las líneas de transmisión causadas por rayos u otras causas, y problemas en las centrales generadoras, pueden provocar condiciones inestables que lleguen a abrir líneas de enlace y separar los sistemas. Ellas se han resuelto desarrollando sistemas de excitación de respuesta rápida, relevadores de muy alta velocidad e interruptores automáticos de acción rápida. Muchos otros mecanismos, así como el diseño de sistemas con computadoras, han mejorado la confiabilidad y el funcionamiento de complejos sistemas energéticos interconectados.

Las técnicas ordinarias de transmisión de corriente alterna no son apropiadas para la interconexión de dos sistemas separados por muy largas distancias o que necesitan usar cables submarinos. Aquéllas resultarían caras a causa de la necesidad de instalar reactores y condensadores (estáticos o sincrónicos). Las corrientes determinadas por la reactancia capacitiva de los cables submarinos serían tan grandes, que resultaría técnicamente imposible transmitir la energía necesaria. Se ha desarrollado la transmisión de corriente continua usando convertidores en ambos extremos de la línea para

/superar los

superar los problemas señalados. Además de las líneas de transmisión de corriente continua del Noroeste del Pacífico-California (\pm 400 kV, 1 375 km, 1 300 MW) y Noroeste del Pacífico-Nevada (\pm 400 kV, 1 320 km, 1 300 MW) en los Estados Unidos, la URSS proyecta interconectar el norte del Kazajstán con la red de energía de la región europea de la URSS (2 500 km, 6 000 MW) y el sistema de Siberia Central con el Ural, con líneas de \pm 750 kV.

El cable submarino que conecta los sistemas de Inglaterra y Francia 27/ y el que conecta los de Suecia y Dinamarca (Monti-Sken)28/ son importantes ejemplos de interconexiones de corriente directa entre diferentes países.

6. Tarifas

Para apreciar las políticas de tarifas adoptadas para los intercambios internacionales de energía eléctrica, es conveniente recordar en líneas generales los principales factores que influyen en la estructura de las tarifas de la industria eléctrica. El costo de producción de la energía está compuesto de dos partes: gastos fijos y gastos variables. Los fijos incluyen el costo de financiamiento de la instalación, el costo de reposición de la central al término de su vida útil, los salarios, impuestos y seguros. Representan en realidad, el costo de la capacidad requerida para hacer frente a la demanda. Los variables incluyen el costo de los combustibles, lubricantes y otros rubros de mantenimiento, que varían con los kilowatts-hora producidos por la central. Los precios de venta a los consumidores finales varían para diferentes categorías de consumidores - residenciales, comerciales, industriales, transporte, alumbrado público y bombeo para riego -, y toman en cuenta la incidencia en la demanda máxima, el factor de carga, el factor de potencia, la distancia desde la estación generadora, los costos de facturación y de cobranza.

27/ Instalado en 1961 entre Echingen (Francia) y Lydd (Inglaterra), con capacidad para transmitir 160 MW a \pm 100 kV, con una longitud de 52 km.

28/ Instalado en 1965 entre Göteborg y Vester Hassing, con una capacidad de transporte de 260 MW a \pm 250 kV, con una longitud de 167 km, de los cuales 76 km corresponden a cables submarinos, 5 km a cables subterráneos y 86 km a líneas elevadas.

En un sistema eléctrico alimentado por varias máquinas generadoras, el costo marginal de producción sería diferente a las distintas horas del día, y dependería de los costos de producción de la planta adicional que debería ponerse en servicio en el momento considerado para hacer frente a la carga. Normalmente se satisface la carga base del sistema con las unidades hidroeléctricas o con las centrales termoeléctricas más eficientes, relegándose la parte más alta del diagrama de demanda a las unidades termoeléctricas menos eficientes, a los embalses hidroeléctricos o a las centrales con embalses accionados por bombeo.

En cuanto al intercambio de energía entre dos sistemas energéticos, las importaciones se pagan algunas veces restituyendo una cantidad equivalente de energía durante un período determinado de tiempo. Sin embargo, al ponerse precio a la energía es preciso considerar a la opción que tiene el usuario de comprar la energía a su vecino o construir sus propias instalaciones. El comprador no estará interesado en la transacción a menos que el precio de la energía sea inferior al modo de generación más barato a que puede recurrir, que fija efectivamente el precio de venta máximo. El vendedor, por su parte, no venderá energía por debajo de su costo marginal de producción, que fija el precio mínimo. En estas transacciones, el precio de la electricidad se fijará, en general, entre ambos extremos.

El intercambio de energía resulta conveniente cuando el costo marginal de producción tiende a ser bajo, como, por ejemplo, cuando las aguas de la creciente de un río se usan en una central hidroeléctrica para generar energía, en lugar de perderlas sin turbinar, o cuando una unidad termoeléctrica tiene temporalmente capacidad excedente en relación a la demanda. En el caso de suministros a largo plazo, sin embargo, es probable que las tarifas se basen en costos medios globales y no en costos marginales, como se ilustra más abajo con tarifas típicas previstas en algunos convenios internacionales latinoamericanos:

/a) TERMOALE,

a) TERMOALE, del Brasil, vende energía a la UTE, del Uruguay, a 0.0253 dólares el kWh.

b) La Cooperativa Eléctrica de Concordia, en la Argentina, vende a la UTE, del Uruguay, a 0.0257 dólares el kWh.

Estos dos contratos se basan en generación térmica.

c) La ANDE, del Paraguay, ha convenido vender potencia firme de la central hidroeléctrica de Acaray a EMSA, de la Argentina, a 45.50 dólares el kW, lo que permite al comprador consumir 3 220 kWh al año, es decir, el equivalente de vender energía a 0.014 el kWh. A condición de que haya disponibilidad de agua en el embalse, el consumo de energía en exceso de esa cifra se cobrará a 0.00465 dólares el kWh. La cantidad de potencia que exceda de la cifra contratada puede suministrarse a 27 dólares por kW con derecho a consumir 3 220 kWh al año, lo que equivale a 0.0083 dólares el kWh.

d) Las tarifas que cobra la ANDE a la COPEL, del Brasil, son: potencia firme a 40.20 dólares el kW, con derecho a consumir 3 220 kWh al año, lo que equivale a unos 0.0125 dólares el kWh. A condición de que haya disponibilidad de agua en el embalse, el consumo de energía en exceso sobre 3 220 kWh al año se cobrará a 0.0038 dólares el kWh. Puede suministrarse potencia en exceso de los límites pactados, sin garantía, a 0.0934 dólares el kW día, con derecho a consumir 8.84 kWh al día.

Es habitual incorporar en algunos de los convenios internacionales a largo plazo una cláusula que especifica las condiciones en que el contrato puede estar sujeto a revisión, como las variaciones en el costo de los combustibles, en los índices del costo de vida, etc. Por ejemplo, en el contrato UTE-TERMOALE se estipuló que si los costos de producción de la energía variaban en más de un 5% por causas ajenas a la voluntad de las partes, se aplicaría una cláusula de revisión que permitiría adaptar los precios a estos nuevos costos. En el convenio entre la UTE y la Cooperativa Eléctrica de Concordia la tarifa está sujeta a revisión en el caso de que los costos varíen en más de un 10 %.

7. Condiciones de los contratos

En los contratos a largo plazo sobre intercambio de energía generalmente se definen los siguientes puntos:

- a) Objeto del contrato, nombrando a las partes interesadas;
- b) Algunos de los rubros técnicos: condiciones de voltaje del suministro; frecuencia, demanda garantizada de suministro y adquisición; restricciones de horas de demanda si las hay; factores de carga diarios, mensuales y anuales;
- c) Punto de suministro; responsabilidad por la construcción y mantenimiento de la línea de interconexión que corresponde a las partes;
- d) Administración del convenio, detalles de los comités administrativos, si se establecen, y sus funciones;
- e) Tarifas que pueden ser diferentes sobre la carga que el contrato garantiza, o sobre el consumo en exceso del pactado;
- f) Límites de corriente reactiva y cláusulas penales, si las hay, por incumplimiento de lo estipulado;
- g) Revisión de tarifas, pudiendo especificarse las circunstancias que justifican la revisión;
- h) Facturación y pago: en el contrato UTE-TERMOALE, la UTE debe efectuar el pago dentro de 90 días de la presentación de la factura; la mora está sujeta a un interés de 11 % anual, pero si el pago no se hace dentro de 180 días, TERMOALE puede cortar el suministro. El convenio de la UTE con la Cooperativa Eléctrica de Concordia no contiene cláusula penal, aunque el pago se demore más de 180 días, pero se cobra interés. En el contrato entre la ANDE y EMSA, el pago debe hacerse dentro de 45 días de la presentación de la factura; la mora devenga un interés de 1 % mensual, y si el pago no se hace dentro de 90 días, ANDE puede recurrir a una de las siguientes opciones: interrumpir el servicio, pedir la resolución del contrato, o hacer a EMSA responsable de todos los gastos en que se haya incurrido y de una indemnización por las pérdidas;

/i) Interrupción

- i) Interrupción del servicio: generalmente las interrupciones del servicio por fuerza mayor no están sujetas a pena. En los dos contratos entre el Uruguay y la Argentina y entre la ANDE y EMSA las interrupciones injustificadas del servicio no deben exceder de 24 horas en un año y en ningún caso pueden exceder de seis horas por vez. El primer contrato dispone que cuando la interrupción del servicio excede de seis horas por vez, el proveedor está sujeto a una multa de 150 dólares por día de trabajo o 100 dólares por sábado, domingo o día festivo, siendo la cantidad proporcional al período de interrupciones parciales;
- j) Iniciación del contrato y duración;
- k) Renovación del contrato;
- l) Arbitraje: Los contratos entre la UTE y TERMOALE y entre la UTE y la Argentina disponen que en caso de conflicto, éste será sometido al arbitraje de un tribunal compuesto por un delegado de cada empresa y por un tercer miembro designado por el Presidente de la Empresa Nacional de Electricidad de Chile (ENDESA). En el contrato entre la ANDE y EMSA, el tercer miembro será designado por el presidente de la CIER. Sin embargo, si el presidente es de nacionalidad paraguaya o argentina, el tercer miembro será designado por el Comité Central de la CIER.
- m) Definición de la responsabilidad de las partes en el caso de nuevos impuestos o de otros costos que deriven de las acciones de los respectivos gobiernos. La mayor parte de los conflictos entre partes en interconexiones internacionales son de naturaleza técnica o financiera, y generalmente se resuelven mediante discusiones y acuerdos mutuos.

B. ANALISIS ECONOMICO DE LOS PROYECTOS DE INTERCONEXION

1. Generalidades

Esta segunda parte del estudio está dirigida principalmente a los profesionales que en las empresas eléctricas de servicio público trabajan en labores de planificación. Su objetivo es ampliar la perspectiva con que se preparan y justiprecian proyectos de interconexión. Por eso muchas consideraciones y explicaciones relativas a criterios y procedimientos de evaluación parecerán superfluas al economista experimentado, en tanto que es posible que resulten de interés para los ingenieros no familiarizados con tales conceptos y despierte en ellos la inquietud de estudiar más detenidamente la bibliografía especializada 29/.

Como se mencionó en la introducción se trata separadamente la evaluación económica de la financiera de los proyectos para destacar esta última, que suele descuidarse por quienes analizan las empresas eléctricas del sector público, donde las exigencias de tipo financiero no son tan rígidas. Sin embargo, aún estas empresas, que operan generalmente como entidades descentralizadas, recurren con frecuencia a los organismos internacionales de crédito, los que se guían por tales consideraciones de rentabilidad. Además, por razones metodológicas en la exposición, resulta conveniente presentar primero, por su sencillez, la evaluación financiera y los conceptos de rentabilidad de la empresa privada.

Por otra parte, cabe subrayar que el análisis económico se circunscribe aquí sólo a las líneas generales de la interconexión de sistemas, sin abordar en forma especial las complejidades que surgen cuando la interconexión abarca a dos o más países (heterogeneidad de políticas económicas y sociales, de fijación de tipos de cambio, etc.).

29/ Recuérdese por ejemplo el Manual de proyectos de desarrollo económico (Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: 58.II.G.5), y las "Notas sobre integración, bienestar y evaluación de proyectos", Cuadernos del Instituto Latinoamericano de Planificación Económica y Social, Serie II Nº 2.

Este tipo de proyectos se está abordando en América Latina en numerosos casos, con resultados promisorios que justifican el perfeccionamiento de las metodologías de análisis. Ello, sin embargo, rebasa los propósitos de este estudio.

Exclusivamente para los fines de este trabajo, se considerará como corto plazo aquél que permite efectuar una interconexión pero que no basta para modificar la capacidad o la tecnología de los sistemas eléctricos que se pretende unir. Y se considerará como largo plazo aquél que permite modificar dichas variables en cada uno de esos sistemas.

Esta distinción entre corto y largo plazo ayuda a esclarecer las posibilidades de ahorro derivadas de las interconexiones en diferentes períodos de tiempo. Son esos ahorros los que justifican tales proyectos.

En el corto plazo, con una capacidad y una tecnología dadas, algunos de los costos de suministrar electricidad no se alterarán al variar la producción. Puesto que los costos fijos en el corto plazo serán los mismos con o sin interconexión, no influirán en la decisión de efectuarla. Como ejemplo de un costo fijo cabe mencionar el interés sobre el capital de las inversiones existentes.

Por otra parte, hay costos que varían con el nivel de producción del sistema. En las centrales térmicas, el más importante de ellos es el costo del combustible. En el corto plazo, al evaluar la interconexión sólo deben considerarse los costos que varían como consecuencia directa de la decisión de interconectar (costo variable).

A largo plazo, las diferencias entre el costo total (es decir el costo fijo más el costo variable) de la energía importada y la nacional proporcionan los medios para financiar la interconexión. Así, a corto plazo los beneficios financieros de los proyectos de interconexión se limitan básicamente a ahorros de combustible, mientras que a largo plazo incluyen ahorros no sólo en el costo del combustible, sino también en el costo de las centrales y del equipo.

2. Beneficios a corto plazo

En esta sección se examinan las fuentes de ahorro financiero en cuatro situaciones que promueven a menudo interconexiones dentro de las fronteras nacionales o a través de ellas. En el primer caso, la diferencia en el costo cif de los combustibles fósiles, o en su rendimiento térmico, o en ambas cosas, impulsa a interconectar dos sistemas térmicos para transferir energía desde uno de ellos hacia el otro. En el segundo caso, la diferencia en los costos de los combustibles estimula la interconexión de un sistema térmico y de uno hidroeléctrico, para efectuar una transferencia mutua de energía. En el tercer caso, las diferencias en la distribución cronológica de la carga esperada entre dos sistemas llevan a interconectarlos para una transferencia mutua de energía. En estos tres casos, las inversiones en interconexiones tienen por objeto reducir los costos. En el cuarto caso, uno de los sistemas opera a plena capacidad de generación, pero no alcanza a satisfacer las necesidades de energía del mercado (a las tarifas vigentes), de modo que importa energía a través de una interconexión con otro sistema cuya capacidad se ha estado aprovechando sólo parcialmente.

En el análisis siguiente de algunos casos, se ha supuesto que el objetivo de la administración de los sistemas es el de minimizar el costo financiero de satisfacer un determinado consumo de energía a las tarifas dadas. Asimismo, para fines de demostración se han supuesto sistemas eléctricos simplificados, con interconexión sólo entre dos sistemas y recursos hidráulicos sin usos potenciales optativos, aparte de la generación de energía eléctrica.

También se ha supuesto que la energía importada a través de la interconexión se adquiere al costo marginal que tiene para el exportador el suministro de esa cantidad de energía. Estos supuestos, evidentemente muy simplificados, permiten exponer los aspectos económicos elementales de la interconexión de sistemas eléctricos.

Primer caso

Interconexión de dos sistemas térmicos en que el incentivo para interconectar es la diferencia de sus costos variables por kWh, producida por diferencias en el costo cif del combustible o en los rendimientos térmicos.

El gráfico I muestra las curvas de costo variable del kWh en función de la carga para dos sistemas térmicos I y II. Además del suministro a los consumidores, la carga incluye las pérdidas en la red y los consumos propios de la central.

El sistema I tiene una carga de OJ kWh y una capacidad de OM kWh. Su costo variable por kWh en este momento está dado por la ordenada JN y el costo variable total por el área OJNR.

El sistema II tiene un carga de Oj kWh y una capacidad de Om kWh. Su costo variable por kWh está dado por la ordenada jn y el costo total por el área Ojnr.

Ambos sistemas tienen capacidad suficiente para servir sus propios consumos. $OJ < OM$ y $Oj < Om$.

La interconexión permite al sistema I vender JM kWh al precio MB al sistema II que reemplaza con ellos J'j kWh generados en su central al precio jn.

El sistema I baja su costo unitario de JN a MB para todos sus kWh y el ahorro que tiene por este concepto para servir a sus consumidores está representado por el área SDNR.

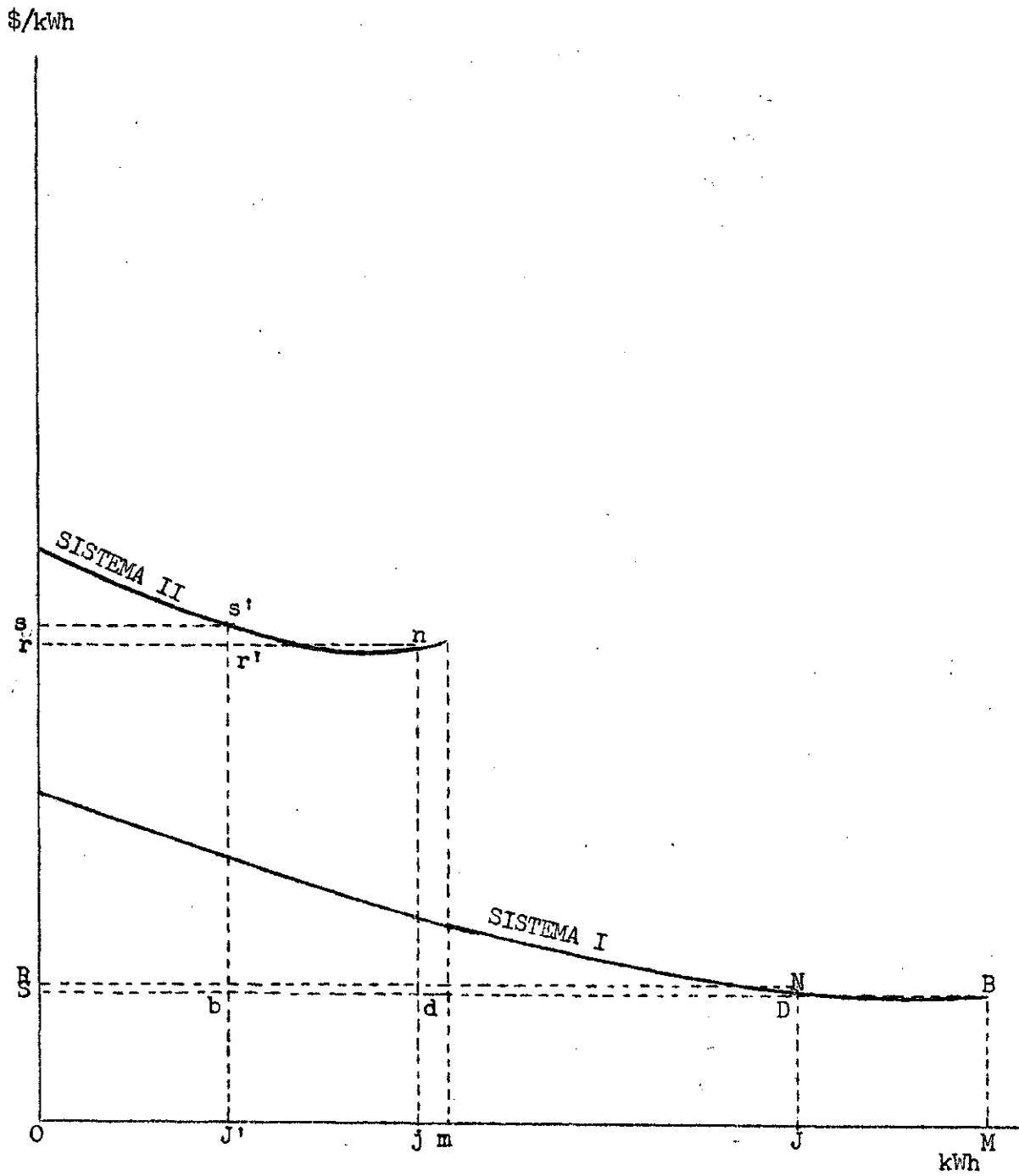
El sistema II baja el costo unitario de la energía que reemplaza de jn a jd (que es igual a MB en el supuesto de que el Sistema I venda la energía al costo incremental) y su ahorro por este concepto está representado por el área bdnr'. Pero por otro lado aumenta el costo de la energía que genera de jn a J's'. Esta diferencia representa el aumento de costo por operar la planta a menor carga.

El ahorro neto total está representado por la diferencia de las áreas bdnr' y rsr's'.

Los otros tres casos que pueden presentarse se analizan en forma semejante, como se ve someramente a continuación.

/Gráfico I

Gráfico I



/Segundo caso

Segundo caso

Interconexión de un sistema hidráulico S III con uno térmico S IV.

Cada uno de los sistemas sirve sus consumos con una central de capacidad superior a la de sus propias necesidades. Tienen en consecuencia posibilidad, en determinadas circunstancias, de vender energía excedente al otro. En el sistema hidráulico se presentan dos situaciones: una de aguas máximas en que parte del agua no se utiliza y otra de aguas mínimas que limitan la generación y obligan a poner en servicio una central térmica auxiliar con costos muy superiores.

La interconexión resulta beneficiosa para ambos sistemas con trasposos recíprocos de energía.

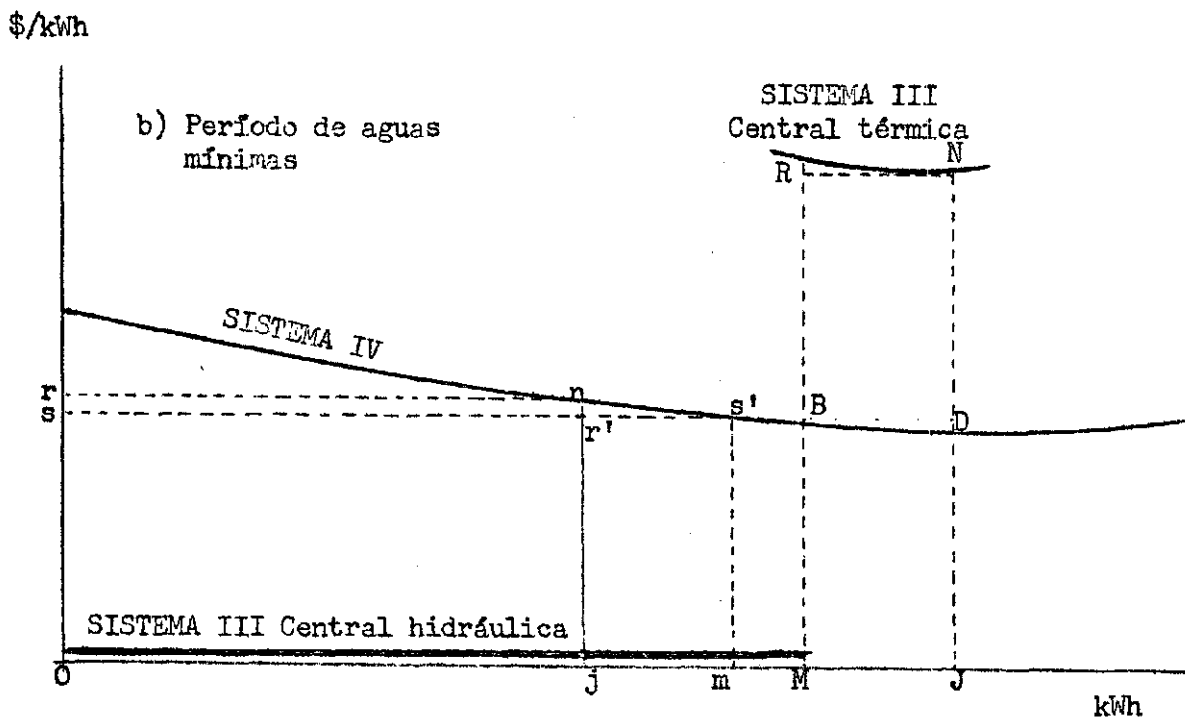
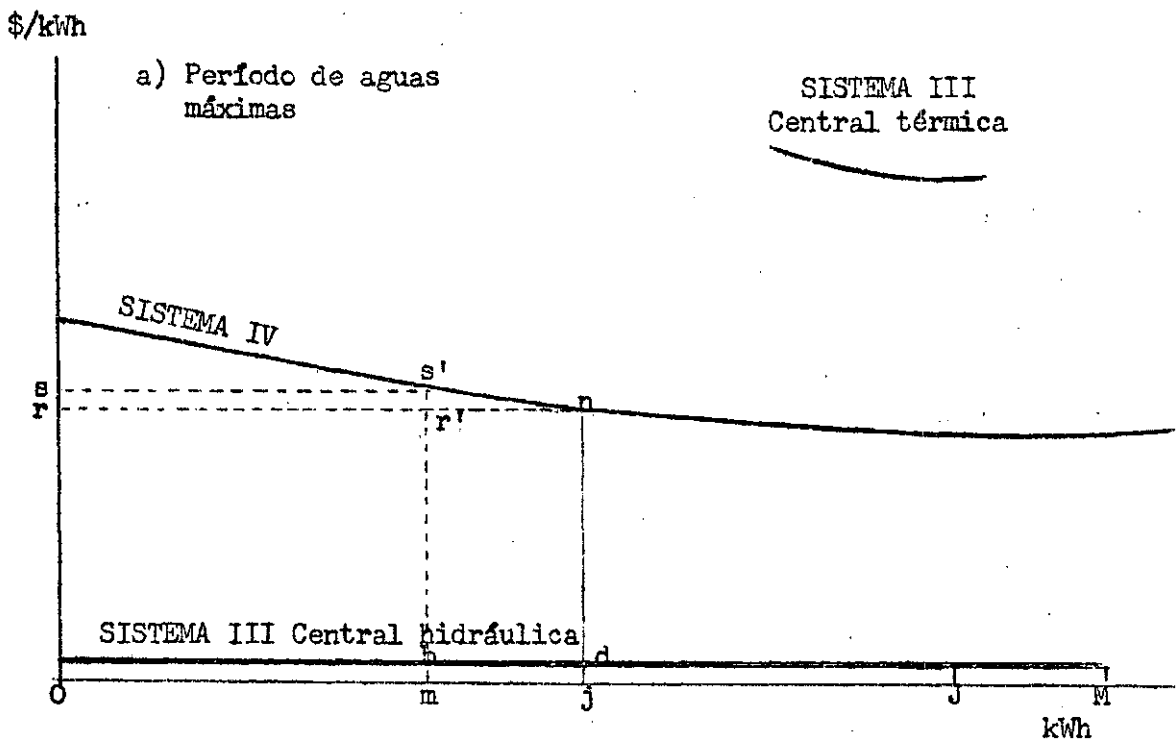
Durante la época de aguas máxima (véase el gráfico II a), el sistema III con su central hidráulica vende al sistema IV térmico sus excedentes de energía. El análisis se realiza en forma similar al explicado por los sistemas I y II, teniendo en consideración que para el sistema hidráulico el costo de la generación adicional (variable) es bajísimo (se supone que el agua utilizada no puede embalsarse), y queda representado por una línea muy próxima al eje de las abscisas.

El sistema III vende la cantidad JM de energía al sistema IV, que reemplaza con ella una cantidad mj igual a la anterior ($m_j = J_M$) y tiene como ahorro por kWh la diferencia ($j_n - j_d$) y como ahorro total el área bdnr' menos el área rr's's, que representa un aumento de costo por operar a menor carga su central.

Durante la época de aguas mínimas (véase el gráfico II b) el sistema IV vende al sistema III una cantidad de energía jm igual al déficit MJ al precio unitario ms' muy inferior al precio JN que cuesta al sistema III generar la energía en su planta térmica auxiliar.

/Gráfico II

Gráfico II



La economía que significa al sistema III esta transacción está dada por la diferencia de las áreas MJNR y jm s'r' y queda representada en el gráfico por el área BDNR.

El sistema IV también obtiene una economía pequeña para servir a sus consumidores, por operar su planta a mayor carga, representada por el área sr'nr.

Tercer caso

Se consideran dos sistemas similares, salvo en la distribución cronológica de su demanda máxima y en el valor de ella. Ambos disponen de capacidad generadora hidráulica y térmica.

Consideramos el momento (véase gráfico III) en que la carga es OJ para el sistema V (máxima demanda) y Oj para el sistema VI (cercana a su mínima), siendo OM la generación hidráulica máxima del sistema V. Para servir a sus consumidores este sistema (si no existe interconexión) debe poner en servicio su planta térmica auxiliar de elevado costo y suplementar su consumo en MJ kWh.

Si se establece la interconexión, esta misma energía se la puede suministrar el sistema VI a un precio muy bajo (puesto que el sistema VI a esa hora tiene disponibilidad hidráulica de $jm > MJ$). El ahorro total del sistema V quedaría representado por el área DBNR.

El caso inverso sucede unas horas más tarde en que se produce la demanda máxima del sistema VI, y el sistema V está con carga baja. El análisis es igual al anterior.

En este caso en que las estructuras de los costos hidráulicos son muy semejantes, se las ha considerado iguales para los efectos del gráfico.

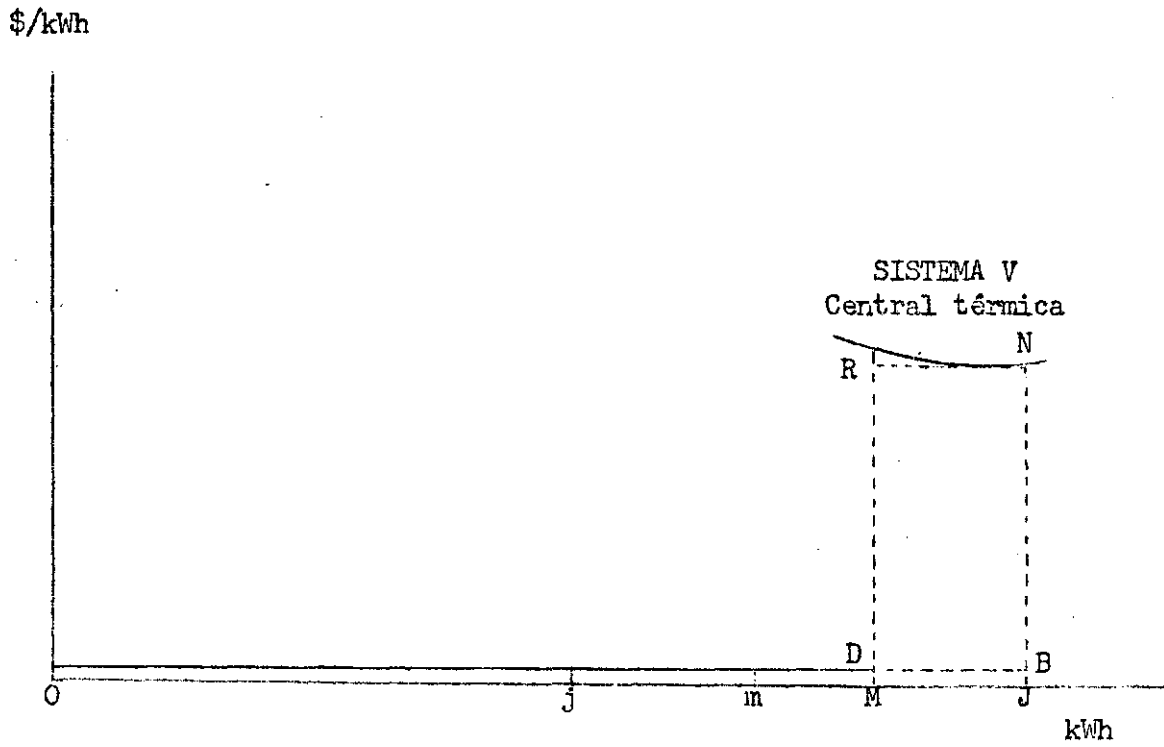
Las economías a corto plazo que signifique para cada sistema la operación conjunta justificarían su interconexión.

Cuarto caso

Este caso difiere del primero solamente en que la interconexión tendría por objeto satisfacer una parte de las demandas de energía del mercado a las cuales uno de los sistemas no podría hacer frente aisladamente, por falta de capacidad instalada. Se puede analizar en forma semejante al primero, y justificar el interés de ambos sistemas para establecer la interconexión.

/Gráfico III

Gráfico III



3. Beneficios a largo plazo

En el largo plazo, el precio de los insumos de combustibles, la capacidad de oferta, la tecnología del sistema y la estructura de las necesidades de energía de cada sistema son variables. Las diferencias en estas variables entre los sistemas fomentan las interconexiones al determinar los costos totales de suministro de energía. En los proyectos de interconexión destinados a reducir los costos, la fuerza de los incentivos financieros de corto plazo para efectuar la interconexión está directamente relacionada con la diferencia entre el costo de la energía importada y el costo marginal de suministrar esa energía desde instalaciones internas existentes. A largo plazo, la fuerza de ese incentivo se mide por la diferencia entre el costo de la energía importada y el costo medio de largo plazo (es decir, tanto los costos fijos como los variables) de la energía generada internamente. En los proyectos de interconexión encaminados a elevar la demanda, el incentivo para interconectar sistemas eléctricos está directamente relacionado con el incremento de las ventas de energía que de otro modo se perdería, y del costo directo de realizar esas ventas a través de la interconexión.

Los costos fijos de la energía eléctrica son importantes en el largo plazo por dos razones: primero, porque en las empresas de electricidad los costos de capital constituyen una porción apreciable de los costos totales; y, segundo, porque los incrementos en la escala del suministro de energía generalmente se asocian a pronunciadas reducciones de inversión por unidad de capacidad de suministro. La reducción de los costos unitarios de capital que derivaría de la interconexión se debería principalmente a dos causas: la mayor eficiencia térmica que se lograría al utilizar instalaciones de generación y transmisión más grandes, condición cuyo alcance va cambiando con el tiempo por el progreso técnico, y la reducción de las necesidades unitarias de capital para mantener una capacidad de reserva adecuada. (Este último ahorro

/de capital

de capital suele darse cuando se interconectan dos sistemas con diferentes características de demanda máxima.) Los ahorros de capital por los dos conceptos señalados se contrarrestan en diversos grados por los gastos de capital en la línea de interconexión y en los equipos necesarios por razones técnicas, como convertidores de frecuencia.

Para los fines de este trabajo no es necesario mostrar gráficamente que las diferencias en los costos de los combustibles y características de demanda máxima, así como el deseo de abastecer necesidades insatisfechas de energía (a las tarifas vigentes) también constituyen incentivos para interconectar sistemas eléctricos a largo plazo. Pero sí es necesario exponer con claridad en qué forma las economías de escala pueden fomentar la interconexión de sistemas eléctricos a largo plazo, y para ello se presentarán dos ejemplos. El primero muestra cómo la posibilidad de efectuar economías de escala puede disuadir a cada uno de los dos sistemas de construir la central de tamaño óptimo que habría elegido en caso de no haber interconexión. El segundo muestra cuáles serían las ventajas para ambos sistemas de obtener energía de una central de propiedad común, operada conjuntamente.

Quinto caso

El gráfico IV muestra el costo medio a largo plazo de producir electricidad en dos sistemas que tienen acceso en igualdad de condiciones a todos los insumos necesarios para generar, transmitir y distribuir electricidad 30/.

Sin interconexión, el sistema IX, dada la carga establecida como su meta, OA, seleccionaría la central aa, que proporcionaría energía a sus consumidores a un costo medio total de OB por kWh cuando funcionara con máxima eficiencia; por su parte, el sistema X seleccionaría la central bb para satisfacer la carga establecida como su meta, OC, con eficiencia máxima, a un costo medio unitario de OD por kWh.

30/ Cada punto en la curva del costo medio a largo plazo muestra el nivel de operación de menor costo para la central más eficiente diseñada para suministrar esa cantidad de energía.

Gráfico IV

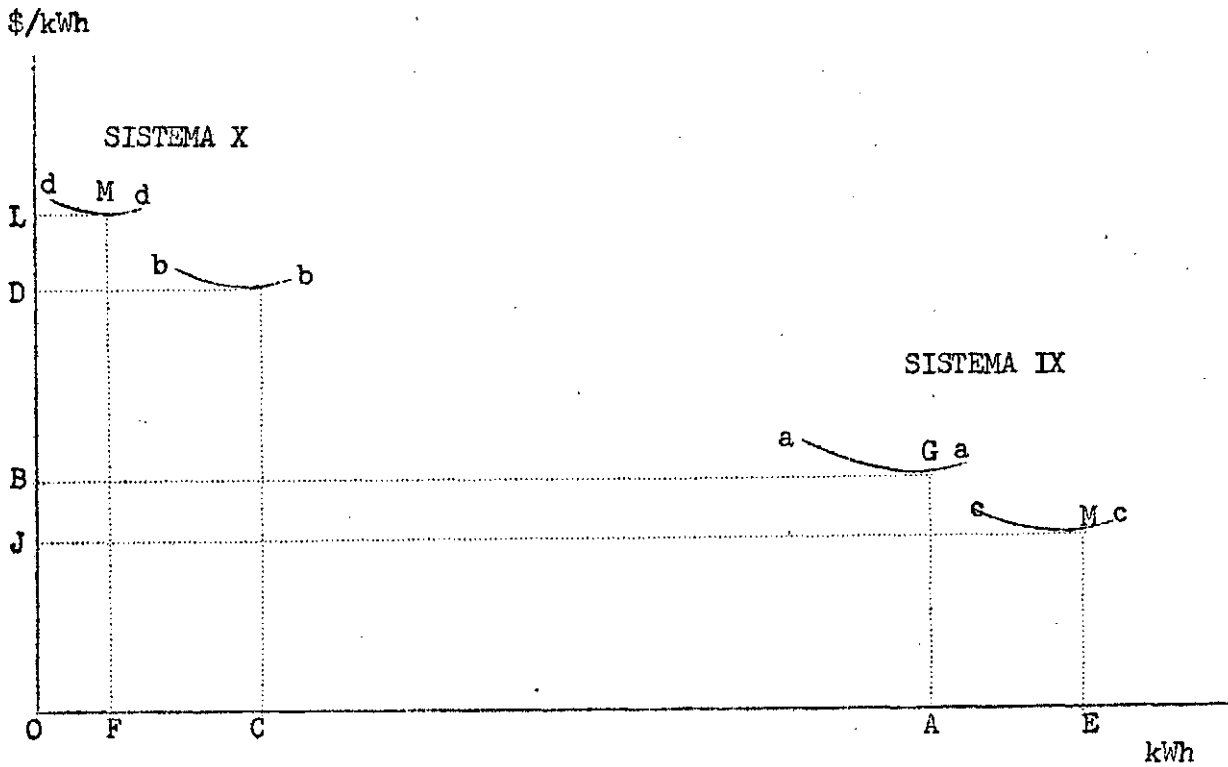
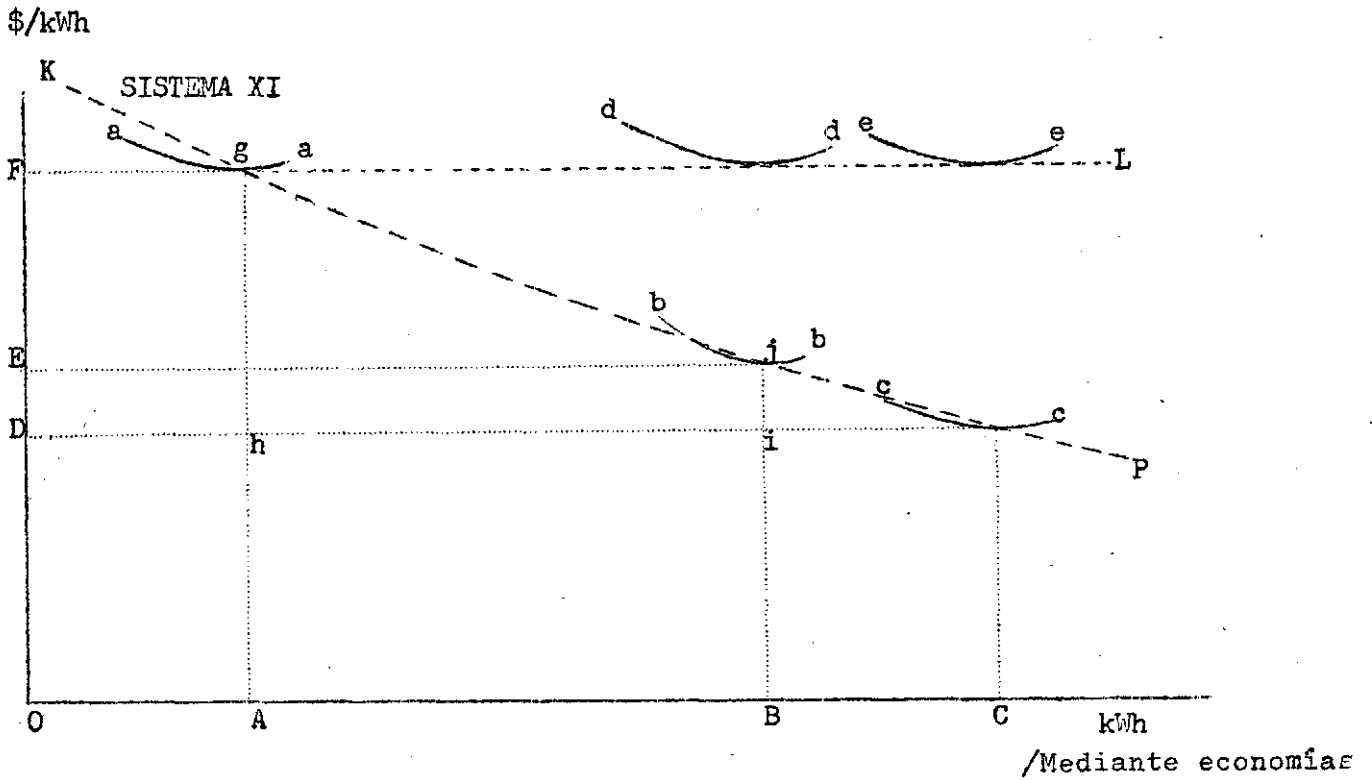


Gráfico V



Mediante economías de escala podrían lograrse reducciones continuadas en el costo medio a largo plazo de suministrar energía a los consumidores, aumentando el tamaño de la central a más de OA. Esto induciría a los sistemas IX y X a considerar una interconexión para transferir energía desde el productor con costos menores (el sistema IX) al productor con costos mayores (el sistema X). El sistema IX construiría una central más grande, cc, para satisfacer sus propias necesidades internas, y además suministraría AE kWh de energía a los consumidores del sistema X. El sistema X, por lo tanto, construiría una central más pequeña, dd, que la que hubiera construido de no existir interconexión (bb) y satisfaría sus necesidades proporcionado OF kWh internamente e importando FC kWh para sus consumidores internos.

Suponiendo que la energía exportada en estas condiciones tuviese un precio igual a su costo medio total, ambos sistemas lograrían reducir sus costos gracias a la interconexión. El sistema IX podría reducir el costo de suministrar OA kWh a su mercado interno, de OBGA a OJKA, aprovechando las economías de escala inherentes al reemplazo de la central aa, por la central cc. La reducción neta de los costos de suministro del sistema X sería la diferencia entre el decremento de DJ por kWh del costo de suministrar FC kWh de energía importada y el de suministrarlos generándolos en la central bb, por un lado, y el incremento de DL por kWh al suministrar OF kWh generados en la central más pequeña, dd, concebida para producir con eficiencia máxima el nivel ahora menor de suministro interno OF por el sistema X.

Sexto caso.

En el caso anterior se supuso arbitrariamente un coeficiente dado entre las importaciones desde el sistema IX y las necesidades totales de energía del sistema X (es decir, OF/OC). Sin embargo, las economías que se lograrían en ese caso impulsarían al sistema X a descansar casi totalmente en las importaciones, situación que podría ser potencialmente peligrosa para el sistema que la considere.

Una central de propiedad común y operada conjuntamente permitiría reducir los costos de largo plazo de la energía en ambos sistemas, más de lo que sería posible de otro modo, debido a la renuencia de la administración del sistema importador a perder el control de su suministro de energía. Para ilustrar esto cabe citar un caso extremo. En el gráfico V, la central más eficiente para el sistema XI sería la central aa, dados sus supuestos de largo plazo relativos a la planificación, y para el sistema XII, la central bb, que serviría a un mercado interno mucho mayor que el sistema XI, la curva cc representa el costo medio de producir energía en la central más eficiente concebida para satisfacer las necesidades combinadas de los sistemas XI y XII. Cada sistema podría minimizar sus costos obteniendo energía de esta central común. Otras soluciones con una central más pequeña que cc podrían también aprovechar economías de escala, pero no al máximo posible.

En estas circunstancias, las autoridades del sistema XI tal vez rechazarían una interconexión con el sistema XII en la cual no tuvieran control alguno sobre la disponibilidad de energía importable desde la central más grande que este último poseería y operaría. Sin embargo, si pudiera llegarse a una solución aceptable para ambos sistemas respecto a la propiedad y control conjuntos de la central cc, las ventajas financieras para ambos sistemas en términos de reducciones de costos se maximizarían. La reducción de los costos de suministro de largo plazo para el sistema XI en el momento al que se refiere el gráfico VI sería DFgh, y para el sistema XII, DEji. La viabilidad financiera de esta solución dependería del grado en que los menores costos de capital y de combustibles de cada sistema frente a los que prevalecerían sin la interconexión, compensaran con el tiempo lo invertido en la interconexión.

Los dos casos anteriores se centran en la importancia de las economías de escala como impulsoras de las interconexiones a largo plazo. Una manera vívida de demostrar la importancia de las economías de escala de largo plazo es describir el efecto que eliminarlas tendría en el incentivo para interconectar sistemas. En el gráfico VI, las curvas del costo medio de corto plazo KP y FL difieren entre sí por la eliminación de las economías de escala. En este último caso los incrementos en el tamaño de las centrales al servicio de mercados más grandes no reducen el costo medio de la energía que ellas producen: los costos de energía siguen siendo OF por kWh a medida que el tamaño de la central aumenta a lo largo de FL, lo que elimina el incentivo financiero de largo plazo para interconectar.

4. Análisis estáticos de corto y largo plazo:
conclusiones básicas

Pese al carácter estático de los análisis anteriores, ellos apuntan a los factores financieros básicos que determinan la fuerza del incentivo para interconectar sistemas eléctricos. A corto plazo, dada la escala de inversión necesaria para la interconexión, el incentivo financiero para el importador aumenta en la medida en que el costo marginal de la energía importada sea menor que el costo marginal de generarla internamente. Dada esta diferencia, y considerando el precio de importación igual al costo de exportación, el incentivo aumenta en la medida en que la cantidad de energía importada crezca hasta abarcar el total de las necesidades del mercado importador. A corto plazo, la inclinación del exportador a interconectar los sistemas aumenta en la medida en que el precio de la energía exportada sea mayor que el costo marginal de generarla. También a corto plazo, con el costo de exportación igual al precio de importación, el incentivo del exportador para interconectarse aumenta en la medida en que la generación de energía para la exportación permite abastecer al mercado interno a un costo más bajo, gracias a las economías derivadas de un mejor rendimiento por un aprovechamiento mayor de la capacidad de su central. Ese incentivo aumenta en líneas generales a medida que se exportan mayores cantidades de energía, hasta el punto en que

/se elimine

se elimine la capacidad generadora ociosa 31/. El importador y el exportador de energía se sentirán menos inclinados a efectuar la interconexión a medida que aumente el nivel de la inversión que cada uno de ellos deberá hacer en el proyecto; la magnitud de esta inversión a corto plazo, dados todos los precios y costos, está determinada por la distancia entre los sistemas, pues esta condiciona el costo de la línea de interconexión, así como las diferencias técnicas entre ambos sistemas eléctricos, en la medida en que éstas a su vez condicionan la magnitud de inversiones complementarias en renglones tales como convertidores de frecuencia, etc.

El incentivo para interconectar los sistemas a largo plazo emana no sólo de las diferencias previstas en los costos unitarios variables (combustibles), sino también de las diferencias esperadas en los costos unitarios fijos (principalmente de capital). Dada esta diferencia en los costos de suministro de largo plazo, y siendo el precio de importación igual al costo de exportación el incentivo del importador para interconectar se mantiene hasta el punto en que la energía generada internamente resulta más económica que la importada. A largo plazo, el incentivo para que el exportador participe en la interconexión aumenta en la medida en que el costo de la energía para su mercado interno se reduce mediante las economías de escala logradas al operar un sistema más grande, que sirve tanto al mercado interno como, a través de la interconexión, al mercado externo. Dadas estas economías, y siendo el precio de exportación igual al costo, el incentivo para que el exportador se interconecte aumenta con el volumen de la energía exportable. A largo plazo, el disuasivo financiero ante la interconexión aumenta para cada sistema a medida que se eleva la inversión necesaria para efectuarla; y

31/ En rigor, el máximo rendimiento de muchas centrales termo-eléctricas, corresponde a una capacidad de producción algo inferior a la nominal instalada. Para los efectos de este análisis general se supone que el rendimiento a plena capacidad de trabajo difiere poco del máximo correspondiente.

esta necesidad de inversión refleja principalmente la distancia y las diferencias técnicas entre los sistemas, las economías de escala y el efecto de los cambios institucionales y del progreso tecnológico en los costos de suministro de las industrias de equipos eléctricos. Por su parte, los costos de largo plazo de los combustibles fósiles reflejan generalmente el grado en que su creciente escasez económica se compensa con cambios institucionales y avances tecnológicos.

5. Evaluación financiera

La sección anterior tuvo por objeto señalar los incentivos financieros para la interconexión de dos sistemas eléctricos en un momento dado. El análisis estático utilizado no es más que un punto de partida para la evaluación financiera y económica de los proyectos de interconexión. En el análisis precedente fue útil distinguir entre plazo corto y largo, y examinar en función de ellos las distintas situaciones que promueven la interconexión; pero en realidad la vida física de los proyectos de interconexión abarca tanto el corto como el largo plazo. Además, muchas interconexiones buscan a la vez reducir los costos y acrecentar el consumo, hecho que se reflejará en la estructura de los beneficios y costos financieros.

Como este trabajo trata de la evaluación económica y financiera de los proyectos de interconexión, no considerará otros elementos importantes para la planificación de interconexiones, como los aspectos técnicos, administrativos, de organización, jurídicos y comerciales de los proyectos de interconexión, además de las consideraciones vinculadas a la planificación de su ejecución física.

Para el examen financiero de los proyectos de interconexión se necesita un marco analítico que permita comparar la corriente de beneficios y costos durante la vida física de cada proyecto desde el momento en que se incurre en un costo inicial significativo. Para cada uno de los dos sistemas que se interconectan, la viabilidad financiera deberá determinarse comparando la estructura de costos de

la energía en el tiempo, tanto sin interconexión como con interconexión. Esta es una orientación radicalmente distinta a la que se usó en los análisis estáticos en los cuales se compararon costos en momentos dados. La necesidad de comparar los costos de dos sistemas que cambian con el tiempo es clara, pero no siempre se reconoce en los análisis financieros y económicos de los proyectos de interconexión. La reducción de costos o el aumento de los movimientos netos en efectivo procedentes de nuevas ventas debidas exclusivamente a la interconexión constituyen el medio financiero para recuperar la inversión monetaria de cada sistema en ella. Dada la modalidad prevista de beneficios y costos financieros para cada sistema en el transcurso del tiempo, a raíz de la interconexión, se precisa un mecanismo que permita compararlos en el presente sobre una base común.

El instrumentó financiero que se utiliza con este fin es el tipo de interés, que puede usarse de dos maneras diferentes. Una de ellas se basa en el valor actual: primero se especifican las diferentes corrientes de costos y beneficios financieros; segundo, el tipo de interés sobre el capital con que se financió el proyecto se utiliza para actualizar cada una de estas corrientes anuales de costos y beneficios, y tercero, se suman los valores actualizados resultantes. Si esta suma algebraica es mayor que cero, indica que el rendimiento del proyecto excede al costo financiero del capital empleado en él (pero no en qué grado). Si la suma de los valores actuales es cero, el rendimiento inherente del proyecto es igual al costo del capital invertido en él. Si la suma es negativa, el proyecto no financiará todos sus costos.

Los costos y beneficios que se actualizan son sólo los que influyen en los ingresos y gastos en efectivo de la firma. Los pagos de intereses se consideran un costo financiero que debe actualizarse.

La otra manera de utilizar el tipo de interés se basa en el método del rendimiento interno (o inherente): se calcula la rentabilidad interna del proyecto de interconexión y se compara

/ésta con

ésta con el tipo de interés financiero. Este método aísla el segundo de los tres posibles resultados del método basado en el valor actual. Esto se hace determinando cuál es el tipo de interés que reduce a cero la suma algebraica de los movimientos actualizados de costos y beneficios financieros. Para determinar la viabilidad financiera del proyecto 32/, la rentabilidad interna puede compararse entonces con los costos de capital de la firma. En este caso sólo se actualizan los costos y beneficios que determinan los ingresos y gastos en efectivo de la firma, pero los desembolsos en efectivo por concepto de intereses no deben incluirse en la actualización, porque esto significaría una doble cuenta al comparar la rentabilidad interna del proyecto con el costo financiero del capital utilizado en él 33/.

32/ Para este fin, muchos especialistas usan como tipo de interés el costo del capital obtenido para financiar el proyecto. Otros usan el costo medio ponderado del capital para la firma, dada su estructura de capital existente, en tanto que otros aplican el costo medio ponderado del capital que en su opinión emergería con una meta en cuanto a la estructura de capital definida como óptima.

33/ Las compañías eléctricas privadas utilizan una variedad de instrumentos financieros para ordenar las opciones de inversión además de los métodos basados en el valor actual y en el rendimiento inherente que se han descrito aquí, Algunas no consideran rigurosamente el valor-tiempo del dinero (por ejemplo, el coeficiente de repago), lo que en la industria de la energía resulta especialmente inadecuado. Otras usan variantes de los métodos basados en los movimientos en efectivo actualizados y en el rendimiento inherente. Una variante considera la estimación subjetiva del especialista sobre la probabilidad de que cada categoría de ingresos y gastos en efectivo originada por el proyecto emerja realmente; usando estas probabilidades, se obtiene un coeficiente de costo-beneficio y una rentabilidad, o una gama de ellos, ponderados en función de las probabilidades.

/Estos dos

Estos dos métodos permiten situar el proyecto de interconexión en una escala de prioridades conforme a su capacidad financiera para competir con otras opciones de inversión abiertas a la firma interesada. En este sentido, si se usa el método del valor actual, el ordenamiento se hace teniendo en cuenta los términos de la relación entre el valor actual de los beneficios financieros y de los costos, ambos actualizados en todos los proyectos utilizando el mismo tipo de interés (es decir, el costo financiero del capital)^{34/}. Este método se centra en la rentabilidad para la firma, de todos los recursos empleados en cada proyecto. El método del rendimiento interno ordena los proyectos en función de la rentabilidad esperada del capital invertido en ellos. Como para las compañías privadas de electricidad el capital suele ser el recurso más escaso, este método de ordenación tiene más utilidad para ellas que el anterior.

Desde el punto de vista financiero, para que dos empresas privadas de electricidad decidan entre interconectarse o no, deberán comparar previamente el proyecto de interconexión con todos los demás proyectos optativos viables desde el punto de vista financiero, ya que tal vez podrían obtener una rentabilidad más alta del capital escaso y mantener metas de abastecimiento satisfactorias, haciendo otro tipo de inversiones para reducir los costos o elevar el consumo: por ejemplo, inversiones para mejorar los sistemas de distribución o regular automáticamente los sistemas.

Sin embargo, para comparar proyectos es preciso considerar también otros factores de carácter no estrictamente financiero. La interconexión podría tener algunos efectos adversos en el empleo y el comercio regionales, lo que podría hacer que ciertos grupos de presión se opusieran a ella. La industria, por ejemplo, podría oponerse a una interconexión aduciendo que pondría en peligro su abastecimiento de electricidad, y esta oposición seguramente se

^{34/} Sin embargo, debe tenerse presente que el tipo de interés que se elija para actualizar es una de las variables que determinan la ordenación de los proyectos conforme a su viabilidad financiera.

intensificaría si el proyecto de interconexión no fuese acompañado de una reducción de tarifas eléctricas. Las compañías de construcción locales y los distribuidores de equipos eléctricos tal vez se opondrían a la interconexión que disminuya sus utilidades. Los operadores de centrales térmicas y diesel de alto costo, que se verían desplazadas por una interconexión, probablemente unirían sus fuerzas contra ella. Los representantes de los sindicatos y de las empresas del sector petrolero, del carbón, de la distribución y del transporte reaccionarían en función del efecto financiero que la interconexión tenga para ellos, de modo que toda firma que piense efectuar una interconexión deberá preocuparse de detectar de antemano esa posible reacción al considerar la conveniencia global de interconectar. La sustitución de combustibles que derivaría de una interconexión de carácter internacional haría surgir grupos de presión en las esferas de gobierno, y en especial en los organismos encargados de la planificación del uso del agua, de la política energética, de las relaciones exteriores, del comercio y de las finanzas.

En oposición a las empresas públicas de electricidad, las empresas privadas comerciales generalmente sólo emprenden proyectos de interconexión que pueden competir, desde el punto de vista financiero, con sus demás oportunidades de inversión, sin considerar muy a fondo los posibles costos y beneficios sociales.

Los efectos sociales adversos, tales como la influencia de las centrales en la contaminación del aire y del agua, el afeamiento del medio ambiente por las instalaciones de transmisión aéreas, y otros, son costos que recaen en la sociedad y que usualmente no se consideran cuando una empresa privada de electricidad debe decidir una inversión, si no existe una legislación al respecto. Por otra parte, las empresas privadas de electricidad tampoco toman en cuenta los beneficios sociales que pueden derivar de su inversión, porque ellos recaerían directamente en el público y no en la empresa. Así, los efectos socioeconómicos beneficiosos de la inversión (por ejemplo, adiciones a la producción total, mejoramiento de la calidad de los productos y del bienestar del consumidor) sólo

/tienen significación

tienen significación para las empresas privadas de electricidad cuando afectan a la rentabilidad de la inversión. Por lo tanto, es posible que proyectos de interconexión aconsejables desde el punto de vista económico, sean desechados por empresas comerciales privadas, sobre la base de consideraciones estrictamente financiera, y a la inversa puede suceder que una interconexión viable desde el punto de vista financiero, sea poco aconsejable desde el punto de vista económico.

Para que la negociación sobre una posible interconexión entre dos empresas privadas tenga éxito, debe llegarse a un acuerdo sobre el precio, cantidad y oportunidad de las transferencias de energía, y a una división mutuamente aceptable de los posibles costos y beneficios financieros del proyecto. No basta que la división de los costos y beneficios financieros permitan a ambas empresas una rentabilidad del capital superior a sus respectivos costos de capital: ninguna de las dos partes invertirá en el proyecto de interconexión si puede invertir esos fondos más lucrativamente en otro proyecto. En otras palabras, para efectuar la interconexión, la división de los costos y beneficios financieros del proyecto debe significar para cada una de las partes un rendimiento no inferior al del proyecto de menor rentabilidad, entre los optativos financieramente viables, en el cual las partes podrían invertir los correspondientes recursos.

Los costos en que se incurra en un plazo más inmediato y los beneficios que se obtengan en un plazo más lejano perjudican más a la firma con opciones viables más lucrativas, pero evidentemente son menos deseables para ambas empresas que los beneficios más inmediatos y los costos más lejanos. Cuando ambas partes son empresas privadas y negociar sin intervención de sus respectivos gobiernos, las proposiciones de trueque tienen sólo carácter financiero. Esto deja menos lugar a la negociación que cuando

una o ambas partes son autoridades públicas en materia de energía, o cuando una autoridad pública y una firma privada se unen en beneficio mutuo para constituir una de las partes de la interconexión. En estos casos, las proposiciones de intercambio pueden incluir costos y beneficios tanto financieros como económicos. En América Latina, donde el costo del capital suele ser alto, se prefieren los proyectos cuya relación entre beneficios y costos sea más favorable a corto plazo que a largo plazo, a diferencia de lo que sucede en regiones y países más ricos.

6. Evaluación económica

El análisis financiero de un proyecto de interconexión se centra en su viabilidad relativa frente a otros proyectos, desde el punto de vista de la rentabilidad comercial. Se aceptan los precios de mercado como criterio para medir los costos y beneficios financieros que influyen en los movimientos de ingresos y gastos en efectivo de la firma inversionista.

En cambio, el propósito de la evaluación económica de una inversión pública en un proyecto de interconexión es determinar si ella tendría una rentabilidad social real superior a la de otros proyectos en los cuales podrían invertirse esos fondos. Así, mientras el análisis financiero de un proyecto de interconexión compara su viabilidad con la de otras inversiones optativas de la empresa, generalmente también en energía, el análisis económico tiene en consideración los beneficios reales netos de la interconexión, frente a los que podrían obtenerse de otros proyectos en campos tan diversos como la educación, el transporte, la vivienda o la salud pública. Al contemplar posibles interconexiones, las empresas públicas de electricidad actúan con demasiada frecuencia como si fuesen entidades privadas comerciales interesadas primordialmente en la viabilidad financiera de sus decisiones. Es decir, suelen no distinguir entre la evaluación financiera y la evaluación económica de los proyectos de interconexión, lo que a menudo las lleva a adoptar decisiones poco acertadas desde el punto de vista económico.

El marco cuantitativo para evaluar la viabilidad económica de los proyectos de interconexión es similar al que se usó para el análisis financiero. En el análisis económico los proyectos también pueden ordenarse en función del coeficiente entre los beneficios descontados y los costos descontados, en función de su rentabilidad interna, o de ambas maneras. La diferencia básica entre la evaluación financiera y la evaluación económica de las interconexiones (y de otros proyectos) en el sector público, no se halla en el procedimiento de evaluación, sino en el tipo y la valoración de los beneficios y costos que se consideran.

La evaluación económica de los proyectos de interconexión plantea problemas que no surgen en su análisis financiero. Primero, en el análisis financiero de una interconexión, la firma inversionista sólo necesita considerar los beneficios y costos monetarios que recaen en ella misma; en el análisis económico, en cambio, el movimiento de beneficios y costos reales en el tiempo debe evaluarse desde el punto de vista de otros grupos de intereses, como el público en general, el público consumidor de energía, la industria eléctrica, los consumidores urbanos y rurales de energía eléctrica, los consumidores domésticos e industriales de electricidad. Segundo, en el análisis económico, los beneficios y costos no son sólo aquellos que tienen precio de mercado. Tercero, aun cuando se disponga de precios de mercado, estos pueden no constituir una medida económica adecuada de los verdaderos costos y beneficios involucrados en el proyecto de interconexión.

Desde el punto de vista de los consumidores finales de los bienes y servicios que se producen utilizando energía eléctrica, el principal beneficio potencial de los proyectos de interconexión sería el ahorro que esto les significaría con el tiempo por reducciones en el precio de la energía. Además, ellos podrían percibir beneficios adicionales si el paso a la tecnología eléctrica eleva la calidad de los productos o acrecienta el volumen de la producción real total, beneficio este último que por lo general

/recae en

recae en toda la nación. Desde el punto de vista de los productores y distribuidores de electricidad, los beneficios de los proyectos de interconexión se limitan usualmente a reducciones en los costos de suministro.

Para los consumidores intermedios de energía (es decir, los establecimientos industriales), los beneficios de los proyectos de interconexión se traducen en la captación de esas reducciones de costos con el tiempo. En cada caso los beneficios emanados de las reducciones de costos se miden comparando los perfiles de costo temporales del grupo consumidor en cuestión, con y sin interconexión.

Es importante dejar en claro las condiciones que deben cumplirse antes de que los beneficios derivados del desarrollo económico puedan atribuirse a proyectos de interconexión. Ante todo, sería preciso demostrar que el desarrollo económico que siguió a la interconexión no se hubiera producido sin ella; luego, que los recursos aprovechados en ella, de otro modo hubiesen permanecido ociosos y, por último, que el crecimiento económico atribuido a la interconexión no ha reemplazado simplemente a otras formas de crecimiento 35/.

En muchos proyectos de interconexión estas condiciones serían difíciles de cumplir.

Como se indicó antes, es preciso aclarar de partida cuál es el grupo de intereses desde cuyo punto de vista se está haciendo la evaluación económica, y señalar claramente en qué circunstancias ese grupo percibe un beneficio, y su utilidad en relación con determinados objetivos y políticas de crecimiento socioeconómico. Si la evaluación se efectúa para los consumidores de energía en conjunto (o para todo el país), no mostrará los efectos económicos del proyecto en cada uno de los grupos de consumidores (industriales, domésticos, rurales y urbanos, etc.). Si el propósito principal de una interconexión financiada por el sector público es reducir el costo de la energía de punta para la industria, y por otra parte las tarifas desalientan

35/ Hans A. Adler, "Economic evaluation of transport projects", en G. Fromm (compilador), Transport Investment and Economic Development, The Brookings Institution, Washington, D.C., 1965 pág. 189.

a los consumidores no industriales, el proyecto probablemente entrañará una transferencia de ingreso desde los consumidores no industriales a los industriales. Ahora bien, si el propósito principal del proyecto de interconexión es el de proporcionar energía más barata a una zona alejada y económicamente deprimida, el proyecto significará probablemente una transferencia de ingresos a esta región desde otras. Es posible que en un área la interconexión reduzca la producción y el empleo en la minería del carbón, mientras que en otra se aprovechen los efectos estimulantes de los menores costos de la energía eléctrica.

Cabe reconocer también que la reducción del costo de suministrar energía a los consumidores que logra una compañía productora o distribuidora de energía mediante una interconexión, sólo se traduce en un beneficio para los consumidores intermedios o finales de energía si se reduce correspondientemente el precio que pagan por la energía o se alivia su carga tributaria. Sin estas condiciones, esos grupos de consumidores quedan al margen de los beneficios del proyecto de interconexión.

En cuanto a los costos, la evaluación económica de los proyectos de interconexión se centra en la afluencia de recursos reales al proyecto, y no en la afluencia a él de recursos financieros; esta diferente orientación determina lo que se considera costo real y la forma de expresarlo cuantitativamente. También se considera la pertinencia de los impuestos, los derechos aduaneros y otros cargos de transferencia en este tipo de evaluación.

Para determinar si un insumo de una interconexión es un insumo económico hay que saber si usa o no un recurso escaso. Si lo usa, es un insumo económico; en caso contrario no lo es. Por ejemplo, si el agua que se utiliza para generar hidroelectricidad no tiene ningún uso alternativo, no es un recurso escaso, y por lo tanto, no constituye un insumo económico y debe excluirse como costo real

/en el

en el análisis económico del proyecto de interconexión 36/. Si en el proyecto se emplean tierras privadas o públicas que de otro modo no se utilizarían, no hay costo económico, aunque se pague un alquiler monetario, de modo que este pago debe excluirse del cálculo de los costos económicos del proyecto, pues es costo financiero y no económico. Pero si la tierra obtenida para el proyecto tiene usos optativos, su utilización entraña un costo real desde el punto de vista económico, aunque tal vez sea difícil determinar el precio que habrá de asignarse al uso de esa tierra escasa en el análisis económico.

Los combustibles fósiles y la mano de obra son insumos económicos y también plantean el difícil problema de asignar a su uso un precio económicamente adecuado. Los pagos monetarios por intereses del capital utilizado en el proyecto son costos financieros, no económicos. Desde el punto de vista económico el costo del capital es el tipo de interés que mide la escasez real de capital (es decir, su costo de oportunidad) en la evaluación de un proyecto de interconexión. En consecuencia, los pagos monetarios de intereses deberían excluirse de los costos económicos reales de la interconexión.

Para asignar precios económicamente válidos a los recursos escasos utilizados en un proyecto de interconexión será preciso considerar la aplicación de precios de cuenta (o precios sombra) y el tratamiento de los renglones de transferencia (gravámenes, derechos aduaneros, etc.) y de los subsidios.

Habrá que utilizar precios de cuenta cuando el precio de mercado de un factor no mide su real escasez. Por ejemplo, si una ley de salario mínimo eleva el precio de la mano de obra no calificada sobre el nivel que de otro modo existiría, entonces el precio de mercado de esa mano de obra no medirá su escasez real. Si el tipo de cambio

36/ Si el agua tiene usos optativos excluyentes, su consumo es un costo económico real del proyecto. El análisis de este punto, sin embargo, rebasa los límites de esta discusión general.

de las monedas extranjeras se establece artificialmente, no puede usarse para medir el costo real del equipo que se importa para el proyecto ni de las importaciones de combustibles ni de la energía a través de la interconexión. En este caso habría que aplicar un tipo de cambio que midiera con más exactitud tales importaciones. Si el precio del carbón o del fuel oil está fijado por un cartel o por normas gubernamentales, su precio de mercado puede no constituir una medida adecuada de su escasez real. En general, para hacer el análisis económico de una interconexión es preciso revisar el precio de mercado de cada recurso escaso que se use, con el fin de determinar si es válido como medida de su escasez real.

Una transferencia interna es un cargo monetario que no entraña alteración en el uso correspondiente de un recurso escaso: por ejemplo, un impuesto sobre el combustible. Las variaciones del impuesto no afectan el volumen de recursos escasos empleados en la producción del combustible. En la evaluación económica de los proyectos de interconexión deben excluirse tales transferencias. Así, deben desestimarse los derechos aduaneros sobre los equipos importados para los proyectos de interconexión.

Los proyectos de interconexión destinados a elevar el consumo pueden reducir los costos de producción atribuibles al uso de energía por consumidores que de otro modo no dispondrían de ella. Para medir este beneficio se requiere asignar un precio a la energía que se vende a estos consumidores. Si el precio de mercado de esa energía contiene elementos de gravamen o de subsidio, estos deben eliminarse al calcular los beneficios. Cabe repetir que en la evaluación económica el precio de cada producto debe reflejar su escasez real; las transferencias y los subsidios no influyen en este sentido.

Los pagos monetarios de intereses son elementos de la evaluación financiera, pero no tienen significación en la evaluación económica de las interconexiones. Lo que se necesita para hacer la evaluación económica es el costo real del capital, y un tipo

/de interés

de interés que mida la escasez real de capital en comparación con otros recursos de la economía. Este tipo de interés permitiría determinar el costo de oportunidad real de usar capital escaso en un proyecto de interconexión, y no en algún otro proyecto optativo de los que se ofrecen al gobierno.

En estas circunstancias, el tipo de interés real se aplica comúnmente de una o ambas de las siguientes maneras: primero, se usa para actualizar cada una de las corrientes futuras de costos y beneficios (enfoque basado en el valor descontado). Si el valor descontado de los beneficios excede al de los costos, el proyecto sufragará el costo real del capital y de los demás recursos que utiliza; sin embargo, no queda en claro la magnitud de la diferencia positiva entre el rendimiento inherente del proyecto y el costo de oportunidad real del capital. Si ambos son iguales, la rentabilidad inherente real del proyecto será igual al costo real del capital (su costo de oportunidad real). Si el valor descontado de los beneficios es menos que los costos, el proyecto no cubrirá totalmente el costo del capital y de los demás insumos utilizados, desde un punto de vista económico, por lo tanto, los fondos públicos podrían destinarse con más eficiencia a otros proyectos públicos. Aplicando este método, el proyecto de interconexión puede compararse con todos los demás proyectos públicos optativos, mediante un orden de prelación basado en el coeficiente entre el valor descontado de sus beneficios reales y el de sus costos reales.

El otro método es el de encontrar el tipo de interés que haga igual la suma de los beneficios económicos actualizados con la correspondiente a los costos. Este tipo de interés, que es la rentabilidad interna o inherente del proyecto, puede compararse entonces con la rentabilidad esperada de todos los demás proyectos que se ofrecen al gobierno, considerando el costo real del capital para éste.

En la estrategia para seleccionar proyectos públicos, el método de rentabilidad inherente real considera ante todo la escasez de capital, en tanto que el método del coeficiente real de beneficio-costos se centra en la escasez de recursos en general. El orden de prelación de los proyectos generalmente difiere según el método empleado, y en este caso, también difiere según el tipo de interés real que se use para calcular el coeficiente de costo-beneficio. La elección de método debería hacerse teniendo en cuenta la modalidad de la escasez de recursos, y los objetivos y políticas de crecimiento socioeconómico del país. Sin embargo, es más frecuente que la comparación de proyectos deba hacerse usando no sólo los cálculos de beneficio-costos para la nación en su conjunto, sino también teniendo en cuenta otros factores, como el efecto esperado de los proyectos en la distribución del ingreso, el comercio interno, las divisas, el empleo, la contaminación del medio ambiente, la seguridad nacional y otros, que pueden no haberse tratado explícitamente en el análisis cuantitativo de beneficio-costos.

En las empresas públicas de electricidad de América Latina, hacia las cuales diversas instituciones financieras extranjeras y nacionales encauzan fondos a tipos de interés monetario considerablemente inferiores al costo de oportunidad o costo real del capital en sus respectivas economías, es inadecuado usar tales tipos de interés para actualizar las corrientes esperadas en beneficios y costos sociales o para la comparación de la rentabilidad social interna de los proyectos de interconexión con otros. Si el capital se entrega a los gobiernos nacionales en condiciones especialmente favorables y sin ataduras respecto a los proyectos, el criterio básico para seleccionarlos no se altera: se adoptan aquellos cuya rentabilidad social sobrepasa el costo real del capital en la economía, ordenados según ese parámetro, hasta agotar los fondos de capital (incluidos los que se ofrecen a tasas subvencionadas y sin restricciones en cuanto a los proyectos).

/Así, el

Así, el número de proyectos ejecutables se amplía gracias a la disponibilidad de fondos extranjeros subvencionados, pero sin que se altere el orden de prelación para seleccionarlos. Por otra parte, hay fondos subvencionados que se ponen a disposición de los gobiernos sujetos a ciertas condiciones, por ejemplo, cuando un organismo estipula que sólo otorgará préstamos para efectuar una interconexión determinada. En este caso, si la rentabilidad social del proyecto de interconexión es mayor que el costo real del capital en la economía, debería realizarse con los fondos condicionados, liberando así fondos para financiar otros proyectos viables que de otro modo se hubiesen rechazado por falta de capital (la decisión sería la misma que se hubiese adoptado si los fondos no hubiesen estado condicionados). Pero si la rentabilidad social de un proyecto de interconexión, viable desde el punto de vista financiero, es mayor que el costo monetario de los fondos condicionados, pero inferior al costo de oportunidad del capital en la economía, dicho proyecto causará una mala distribución de recursos en la economía y debería rechazarse, salvo que consideraciones sociales de mucho peso aconsejen otra cosa, por ejemplo, mayor seguridad nacional.

El marco en que se llevan a cabo las negociaciones de las empresas públicas de electricidad sobre los costos y beneficios de posibles interconexiones es similar al de las negociaciones de las empresas privadas. Para que estas negociaciones tengan éxito se debe llegar a un conjunto de precios mutuamente satisfactorio para las diversas cantidades de energía que se importará y exportará periódicamente, en virtud de la interconexión, y lograr una división mutuamente aceptable de la inversión total que ésta exige. Aquí la diferencia básica entre la orientación de las empresas privadas y de las empresas públicas reside en que las primeras se preocupan de la división de los costos y beneficios financieros, y las segundas de la división de los costos y beneficios reales, es decir, económicos. Desde el punto de vista económico, la negociación no

/será satisfactoria

será satisfactoria si obliga a alguna de las partes a aceptar una división de los costos y beneficios económicos por la cual la rentabilidad real del capital que cada una de ellas ha invertido en el proyecto sea inferior a la que cada parte obtendría con otro que elegiría como alternativa, si no efectuara la interconexión. Aunque la sustitución de los beneficios de plazo más lejano por beneficios de plazo más inmediato, y de los costos de plazo más inmediato por costos de plazo más lejano, aumenta la inclinación de ambas partes a efectuar la interconexión, este efecto es más pronunciado en la empresa pública, cuyo gobierno enfrenta una escasez de capital más severa.

La consideración de ambos aspectos económicos y financieros de una interconexión eleva la posibilidad de lograr un acuerdo mutuamente satisfactorio para realizarla. Por ejemplo, si la interconexión ha de significar beneficios económicos considerables para uno de los gobiernos gracias al crecimiento económico que ha de provocar, ese gobierno puede estar dispuesto a hacerse cargo de una proporción mayor de la inversión monetaria (financiera) que exige el proyecto. En cambio, una empresa privada de electricidad se mostraría reacia a adoptar esta posición, ya que tendría que efectuar un gasto sin que el crecimiento económico resultante redundara en beneficio financiero propio.