

Revista Energética

ENERLAC
Energy
Magazine

Año 19
número 1
enero-abril 1995

Year 19
number 1
Jan.-April 1995



Tema: Energía y Desarrollo Sustentable
Topic: Energy and Sustainable
Development



Nuevas Formas del Financiamiento del Sector Eléctrico en América Latina y El Caribe

Arnaldo Vileira de Carvalho,*

Paul H. Sudling**

y Francisco Figueroa de la Vega***

1. Tendencias Actuales en las Condiciones Marco para el Financiamiento del Sector Eléctrico

1.1 Cambios en la organización sectorial con incidencia en la estructura y el objetivo del financiamiento

En el curso de los últimos años, se han producido y siguen produciéndose cambios en la organización del sector energético que modifican fundamentalmente la función y las opciones de financiamiento en este sector: la corporatización de empresas públicas, la participación ampliada de empresas privadas en un marco más abierto de ordenamiento y estructuración del sector, y hasta la privatización de empresas.

Hasta los años ochenta, el esquema generalizado de organización sectorial, tanto en el subsector eléctrico como en el de petróleo, había sido el monopolio estatal donde las empresas formaban parte o dependían directamente del presupuesto estatal.

De esta manera, las empresas dependían, para la realización de sus planes de inversión, de cri-

terios presupuestarios del Estado. Además, el autofinanciamiento, base importante del financiamiento, dependía de criterios políticos por su fuerte intervención en la formación de precios internos. La renta muchas veces generada por empresas petroleras exportadoras ingresaba al presupuesto general del Estado o alimentaba programas de inversión en otros sectores o cubría hasta los costos de operación de otras entidades estatales.

Este esquema tenía fuerte incidencia para la estructura y las formas de financiamiento. Las empresas dirigidas a los mercados internos tenían crecientes dificultades para encontrar financiamiento suficiente. Por la falta de préstamos de la banca privada y luego de la banca multilateral, la estructura de financiamiento de estas empresas evolucionó hacia una estructura muy especial, con altos porcentajes de financiamiento provistos por el gobierno. La estructura de financiamiento de las empresas petroleras exportadoras

* Director Encargado de Planificación y Política Energética de OLADE.

** Consultor de GTZ en OLADE.

*** Consultor de Largo Plazo del Proyecto OLADE- CEPAL- GTZ.

del sector se debilitó con excepción de las más grandes que se mantuvieron con relativa independencia.

Un primer paso hacia el cambio ha sido la apertura parcial para la participación de entidades privadas en forma de esquemas de "construir-poseer-transferir" (build-own-transfer - BOT) o parecidos, y acuerdos de compra de energía eléctrica (power purchase agreements--PPA) en el sector eléctrico, mientras que se apli-

ban contratos de servicios, riesgo, asociación y concesión en el sector petróleo, etc., muchas veces precisamente para superar problemas de financiamiento. Esto no significaba necesariamente un cambio fundamental en el ordenamiento de los sectores.

Otro paso con más incidencia es la corporatización de empresas anteriormente entidades públicas, seguida por una privatización. La corporatización sin privatización significa la desintegración

de las empresas del universo del Estado hasta que la vinculación del Estado a la empresa se reduzca a una relación normal entre el propietario y su empresa. Si hay, al mismo tiempo que la corporatización, una reforma de precios que permita un autofinanciamiento razonable y una reducción de cargas estatales, la empresa puede volver a estructuras financieras normales con, por ejemplo, una proporción de la deuda de 55 a 65%. La garantía que puede brindar un Estado propietario en buenas condiciones financieras permitiría una reducción de la parte del capital propio a niveles más bajos como en el caso de Electricité de France (EdF), que ha estado trabajando con niveles de deuda de hasta 95%.

La privatización, combinada o no con la desintegración, de la empresa implica otra etapa significativa para el financiamiento (Figura 2). La privatización, para ser viable, supone una tarificación suficiente en el caso de un monopolio regulado. En el caso de mercados competitivos, el precio está autoregulado por las propias fuerzas del mercado (Figura 3). Ambos casos permiten un suficiente autofinanciamiento y la realización de estructuras financieras sanas. Por el lado de las fuentes de financiamiento, las empresas privadas tienen un acceso limitado a los fondos de la banca de desarrollo.

En el subsector eléctrico, se da el problema característico de una alta intensidad de capital y largos plazos de utilización, que requieren tareas específicas para

Funciones y fuentes de financiamiento de una empresa integrada

Figura 1

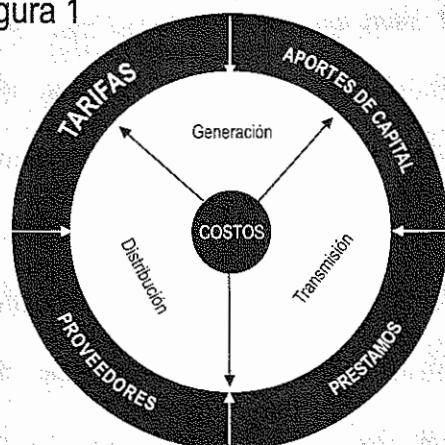
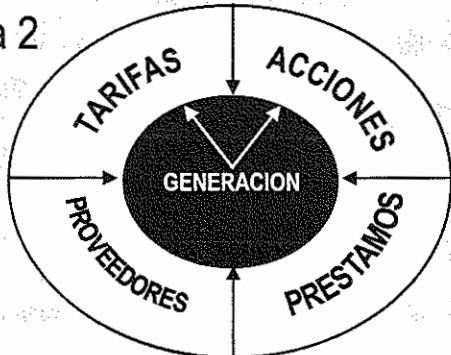


Figura 2



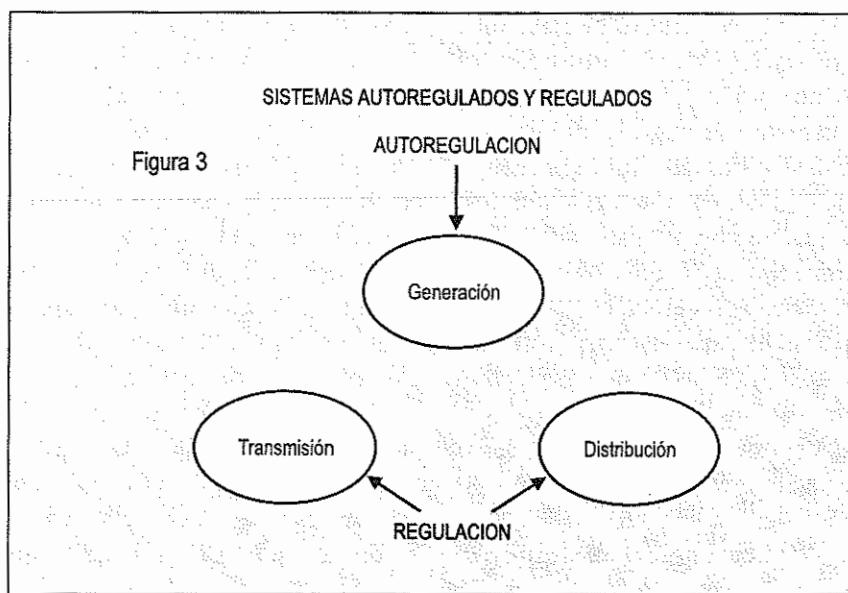


Figura 3

lograr financiamiento, sobre todo para las empresas privadas. El financiamiento de grandes proyectos con alta intensidad de capital y largos plazos de amortización (por ejemplo, de generación hidroeléctrica o de transmisión) es difícilmente operativo dentro del esquema del financiamiento de empresas porque socavaría la estructura aconsejable. Por esto y por otras razones, la forma de financiamiento por proyecto (project financing) y otras formas de financiamiento “fuera del balance” (off-balance-sheet financing) se vuelven necesarias.

Los cambios descritos no se produjeron en todos los países. Sin embargo, se encuentran varios ejemplos para cada etapa de cambios en el sector energético de América Latina y El Caribe (ALC).

Entre los mecanismos de transferencia de activos estatales en operación al sector privado, es decir, la privatización en el sentido estricto, se han considerado los siguientes: la venta de acciones en

el mercado; licitaciones para la transferencia de los activos de empresas existentes; apertura de licitaciones para nuevas concesiones; venta de acciones al público o a los empleados de las mismas empresas; y venta de acciones a inversionistas de otros países de la Región. A pesar de los importantes avances registrados recientemente en algunos países,¹ la participación de la iniciativa privada en el subsector eléctrico de ALC es aún reducida. Lo mismo vale para el sector petrolero donde hasta ahora se han privatizado solamente unos pocos campos.

Los cambios en la estructura sectorial y en la propiedad han resultado en un cambio de la función de financiamiento. En algunos países el problema ya no es conseguir el financiamiento en cantidad suficiente para las inversiones necesarias, sino seleccionar entre varias opciones de estructura financiera y de instrumentos a aplicar. Se escoge el diseño de la estructura de financiamiento con base en criterios de costo, riesgo,

control y plazos, tomando en cuenta el efecto sobre el control por eventuales intervenciones del gobierno.

1.2 *La nueva situación de las fuentes tradicionales de financiamiento del sector*

La fuente tradicional del financiamiento de inversión energética en ALC ha sido los préstamos bancarios.² La financiación del desarrollo de infraestructura en los países de la Región ha tenido las siguientes fuentes primarias:

- La banca multilateral con la garantía implícita del gobierno de cada país.
- La banca privada con garantía explícita de cada gobierno.
- Los gobiernos de países industrializados o de desarrollo relativo mayor con respecto a los de la Región.
- Crédito de proveedores.

La banca multilateral, es decir, el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) o Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Corporación Andina de Fomento (CAF), como financiadora tradicional de los proyectos energéticos, está enfrentando dificultades cada vez mayores para cumplir con este propósito, por razones de orden financiero y de priorización de actividades sujetas a financiamiento. Por otro lado, estas instituciones, en especial el Banco Mundial y el BID, buscan sus fon-

dos en los mercados internacionales de capital y, por tener calificación de bajo riesgo, favorecen el nivel de tasas de interés al que prestan sus fondos. Se arguye que, si ciertos gobiernos o empresas mayores de los países en desarrollo cumplieran con los requerimientos del mercado de capitales, se produciría la llamada desintermediación de la banca, inclusive multilateral, y el acceso directo al mercado de valores y capitales. Por eso se tiende a la privatización, desmonopolización y coparticipación del sector privado.

La *banca privada* se retiró en la década de los ochenta, pero actualmente está auspiciando el reingreso de algunos países a los mercados internacionales.³ La banca privada está compuesta por bancos comerciales y de inversión, especialmente de países industrializados, y ha participado en el financiamiento de proyectos energéticos casi siempre con otros bancos en consorcio o también con la banca multilateral o asociados a la financiación de gobierno a gobierno. En algunos casos, como en la financiación de proyectos del área petrolera, se aseguraba la garantía del servicio de la deuda con los ingresos provenientes de la exportación de petróleo o sus derivados. Con el advenimiento de la crisis de la deuda en la década de los ochenta, gran parte de la banca privada se retiró del mercado de préstamos a países o empresas del Estado, por la incertidumbre en los pagos y las frecuentes moratorias en diversos países. Una vez que éstos entran en procesos de regularización de los pagos de deuda, incluyendo acuerdos previos con

el Fondo Monetario Internacional (FMI), el Banco Mundial y el Club de París, la banca privada auspicia el reingreso de algunos países en desarrollo a los mercados financieros internacionales, actuando como “underwriters” de emisiones de eurobonos y de acciones. Sin embargo, es clara la preferencia por otorgar financiamiento a las empresas privadas de los países en desarrollo y no a los gobiernos o a las empresas estatales.

Los *gobiernos de países* industrializados o de desarrollo relativamente mayor con respecto a los de la Región han creado mecanismos de apoyo a sus exportaciones de bienes y servicios que normalmente involucran crédito a la exportación, a través de los bancos centrales y de bancos de exportación e importación (exim-banks). Sin embargo, las restricciones fiscales han estado afectando a las instituciones de apoyo a sus exportaciones, restringiendo esta vía para la financiación de la infraestructura de los demás países.

El *crédito de proveedores*, fuente importante que proviene de los proveedores de servicios, maquinaria y equipo, siempre fue cuestionado porque es difícil segmentar los cargos financieros de los cargos de la oferta.

Todas las alternativas tradicionales han reducido su participación en los últimos años. Las principales razones fueron la influencia de los gobiernos de los países industrializados en las decisiones de los organismos de crédito propios y los de carácter multi-

lateral para restringir aumentos de capital o asignaciones presupuestarias para estos propósitos; y la gran tendencia a la desintermediación bancaria y a la búsqueda de financiamiento en los mercados de capitales, toda vez que se sostenía que la financiación bancaria estatal era una fuente de traspaso de subsidios de los países ricos a los países en desarrollo en detrimento de su propia competitividad. Esta situación obliga los países de la Región a desarrollar nuevas estrategias e iniciativas de orden económico y financiero a nivel interno y externo, además de adoptar tarifas reales, acompañados de una reducción de costos, mejoras en la eficiencia productiva, el transporte y la utilización de la energía, con lo que se realizarían ajustes en los flujos netos de fondos.

1.3 *La situación de los mercados financieros en ALC y el acceso a los mercados internacionales*

Se requiere una gran cantidad de capital extranjero en el sector energético en ALC. A pesar de su crecimiento vertiginoso en algunos países como Chile, Argentina, México y Colombia, los mercados de capital de la Región están lejos de poder satisfacer la demanda de capital del sector energético. Las empresas eléctricas privadas recurren desde ya a los mercados extranjeros de capital no sólo para financiar los proyectos sino también las empresas en general. Sobre todo las empresas eléctricas chilenas operan con Recibos Norteamericanos de Depósito (American Depository

Receipts - ADRs) que dan acceso al mercado estadounidense de acciones.

En el caso de Chile, los inversionistas institucionales, sobre todo los fondos de jubilación, tienen un papel decisivo en la formación de mercados de capitales, que en ese caso se produjo en paralelo con las privatizaciones. Los inversionistas institucionales, inclusive las empresas de seguro y fondos comunes de inversión, se desarrollan y contribuyen también en otros países como Argentina con el respaldo de la banca multilateral para atender a la necesidad de los recursos a largo plazo para las empresas y para fines de infraestructura.

Un problema central de los mercados de capitales es la falta de ahorro interno en los países de ALC. La otra cara de esta moneda es la existencia de "la banca latinoamericana", la gran cantidad de capital privado latinoamericano en el exterior, estimado entre US\$200 y US\$300 mil millones.⁴ Para canalizar estos capitales hacia proyectos de infraestructura en América Latina, es preciso desarrollar mercados locales de capitales de gran profundidad, preferiblemente de tipo bonos (ingresos fijos).

Las emisiones de *bonos* en el exterior fueron los instrumentos que provocaron el lanzamiento de ALC en el mercado internacional de capitales; en esto ha influido la iniciativa Brady.⁵ Las fuentes de financiamiento de largo plazo, al menos de diez años, tendrían que originarse en agentes bilaterales

como los eximbanks de los Estados Unidos y Japón u otros como Hermes en Alemania, o por garantías de estos a la banca privada.⁶ ALC constituye la Región de crecimiento más grande en el mercado de eurobonos. Cerca de 145 emisiones de eurobonos se han efectuado en el período 1989-1992, captando US\$13,3 mil millones en nueve tipos de monedas. Los cinco países de la Región que entraron en los mercados de bonos hasta 1991, Argentina, México, Brasil, Venezuela y Chile, captaron vía emisión de bonos en aquel año aproximadamente US\$7,2 mil millones, comparado con US\$2,76 mil millones en 1990. En 1992 y 1993, los cuatro primeros países lograron US\$12,4 mil millones.⁷

Una alternativa similar es la emisión de *bonos convertibles*, la que seguramente será utilizada por aquellas empresas que quieren facilitar el ingreso de inversionistas extranjeros o el regreso del capital nacional que fluyó hacia el exterior en el pasado. Este bono convertible es un instrumento casi patrimonial que puede convertirse total o parcialmente en un número específico de acciones comunes de la entidad emisora. Cuando se tratan a estos bonos convertibles como patrimonio, pueden favorecer la relación deuda/capital y la posición financiera de la empresa.

Los *Recibos Norteamericanos de Depósito* (ADRs) y los *Recibos Globales de Depósito* (Global Depositary Receipts - GDRs) son certificados negociables; los ADRs se operan y cotizan en los Estados Unidos de Norteamérica (EUA) mientras que los GDRs se manejan en mercados mundiales, normalmente europeos. Representan la propiedad de un número específico de acciones de una compañía cuyo capital mayoritario no sea estadounidense, para los ADRs, pero que pueden ser inscritas o listadas en los mercados de los Estados Unidos (según la Regla 144A y Regulación S de la Ley de Valores de 1933 de los Estados Unidos). La emisión de ADRs es autorizada por la Comisión de Valores y Bolsas de los Estados Unidos (Securities and Exchange Commission - SEC) y para ello participan varias figuras jurídicas: la compañía emisora de acciones no estadounidenses de manera mayoritaria; un banco custodio que mantiene bajo su poder las acciones que avalen la emisión de los ADRs, corresponsal del banco depositario estadounidense que los emita; la bolsa de valores de cada país que da seguimiento y registro de las cotizaciones de los ADRs en comparación con sus valores colaterales de cada país; un depósito de valores que lleva a cabo el registro de los inversionistas; casas de bolsa como colocadores en cada mercado; correderos de bolsa e inversionistas. México, Brasil, Chile, Venezuela y Argentina son participantes de estos programas, a través de 30 empresas hasta 1992. En 1994, 50 empresas transaron títulos de depósito, a pesar de las pérdidas que registraron las acciones en algunos países latinoamericanos.⁸ Las empresas telefónicas, de cemento, de petróleo y eléctricas son aquellas que tienen mayores posibilidades de acceder vía

ADRs y GDRs a los mercados mayores.

La competencia por recursos financieros en el mercado internacional es cada vez más acentuada. Se estimaba que para ALC el nicho de tiempo para salir al mercado de capitales se encuadró al inicio de los años noventa, de tres a cuatro años, antes que otros demandantes se moverían por los mismos fondos.⁹ Por otro lado, existen indicios de que los mercados emergentes, que se triplicaron a lo largo de los primeros años de la década, ya pierden atractivo internacional. En 1994, se estima que las inversiones y préstamos a los principales mercados emergentes ascenderán a US\$177,6 mil millones. Esta cifra significa una reducción en comparación con los US\$205,1 mil millones de 1993. Para el año 1995 se estima que podrá haber otra reducción a US\$150 mil millones. El motivo es básicamente el aumento de las tasas de interés de los Estados Unidos y crecientes preocupaciones sobre la estabilidad de las economías en desarrollo.¹⁰

La creciente participación de los países en desarrollo en el mercado energético mundial indica que ya poseen una influencia importante. El mundo en desarrollo tomó solamente seis meses para acumular un total de 413 proyectos independientes de generación eléctrica en ejecución que superan los 140.000 MW en 50 países (16 de los cuales en ALC), mientras que en los Estados Unidos se necesitó una década para acumular un total de proyec-

tos independientes de generación de 60.000 MW.¹¹

1.4 Financiamiento de las privatizaciones

Entre 1990 y 1992, los gobiernos de la región latinoamericana recaudaron más de US\$40 mil millones por la venta de casi mil de sus empresas. México ha sido el principal privatizador con US\$22 mil millones. Los mayores programas de privatización se realizaron en el sector de servicios, a menudo con la participación de empresas transnacionales.¹² Prevalecieron las privatizaciones de bancos, telecomunicaciones, transporte aéreo¹³ y, en casos singulares como el de Chile, empresas eléctricas. Desde 1992, las privatizaciones en el sector de energía tomaron más importancia con los programas de Argentina.¹⁴

Además de la inversión directa, la conversión de la deuda ha sido un instrumento importante para la privatización. La conversión de la deuda ha sido utilizada principalmente para la compra de empresas existentes a valores de descuento. Por lo tanto, la mayoría de los casos no representaba nuevas inversiones sino un cambio de propiedad de activos. Un porcentaje significativo de las conversiones de deuda-capital ha estado asociado a la privatización de empresas públicas.¹⁵

2. Financiamiento e Inversiones de Empresas Eléctricas

2.1 Inversiones y financiamiento del sector eléctrico y estructura de aportes en los setenta y ochenta

En los años setenta, las inversiones del sector eléctrico en ALC subieron de US\$6 mil millones (en dólares EE.UU. de 1989) hasta un máximo de US\$19 mil millones en 1982¹⁶ debido a fuertes inversiones en centrales hidroeléctricas y debido a la disponibilidad de fondos en el sistema mundial de financiamiento por la necesidad de reciclar los altos ingresos de países productores de petróleo con baja potencialidad de absorción. El acreedor y operador de este desarrollo ha sido la banca comercial. La forma ha sido la de empréstitos a empresas a tasas de mercado. La propiedad de las empresas en manos de los Estados reducía el riesgo para los bancos acreedores, hasta que algunos Estados declararon su moratoria en el año 1982.

Desde entonces, las inversiones cayeron a un nivel de US\$13 mil millones en 1988. Entró como acreedor principal la banca multilateral. Desapareció virtualmente la banca comercial como proveedor de capitales. Los casos de financiamiento por proyecto (project financing) se volvieron escasos. Los empréstitos de la banca multilateral a condiciones preferenciales, por debajo de las condiciones del mercado, a más largo plazo y con períodos de gracia extendidos, fueron entregados a los Estados y reciclados a las empresas. Con la cancelación de estos créditos, la banca multilateral, en primer lugar el Banco Mundial, entró en la discusión por la supervisión de la gestión de las mismas empresas incluyendo ciertos objetivos y condiciones en los

contratos de créditos. A esta intervención se sumaba la del FMI al nivel macroeconómico y de las diferentes agrupaciones de la banca privada y de gobiernos acreedores para reestructurar la deuda y la situación macroeconómica de los países deudores.

2.2 La situación de empresas eléctricas en 1990

Con estos antecedentes y con un esfuerzo limitado de reestructuración en los años ochenta, la situación financiera de las empresas eléctricas al inicio de los años noventa estuvo lejos de una situación calificable para un financiamiento prudente, que se resume en los siguientes indicadores¹⁷

- Relación capital propio/deudas: aproximadamente 40/60%¹⁸
- Financiamiento interno de proyectos: entre 25 y 50%.
- Cobertura de servicio de la deuda: entre 1,3 y 1,7.

En 1990 las distorsiones eran las siguientes:¹⁹

- Alta cuota de capital propio (promedio 49%) a causa de importantes aportes de capital efectuados por los gobiernos (propietarios) en muchos países mediante una inyección directa de fondos o la absorción de la deuda y su servicio. En circunstancias normales, esta relación se consideraría adecuada, aunque demasiado cara por el alto costo de capital propio. En ALC esta relación

no significa solidez. Al contrario, esta relación significa una alta intervención de rescate del Estado para aportar capitales que faltaban a causa de la no o limitada accesibilidad a los mercados de capitales y de préstamos de la banca multilateral, causada a su vez por falta de rentabilidad y seguridad.

- Deterioro del autofinanciamiento desde niveles casi aceptables al inicio de los años setenta (promedio de 13%) a niveles negativos (promedio de -93%) al fin de los años ochenta. Esto significa que el financiamiento interno por ingresos de operación ya se había consumido por el servicio de la deuda.
- La cobertura de la deuda cayó a fin de los años setenta por debajo de 1 y se quedó en los años ochenta entre 0,6 y 0,3.

2.3 Formas emergentes de financiamiento desde 1990

Al inicio de los años noventa, el sector eléctrico en ALC se encontraba frente a una enorme necesidad de inversiones, además del desafío de recuperar niveles aceptables de solidez a partir de estructuras financieras sanas.

Las soluciones planteadas salen del esquema de las técnicas puramente financieras y hasta del ámbito propio de la gestión de empresas. La necesidad de reestructurar y poner el sector eléctrico en una posición de enfrentar el desafío de saneamiento y de nuevas inversiones de gran enver-

gadura ha sido uno de las fuerzas motrices para la reforma fundamental, a la que el sector eléctrico en casi todos los países ha sido sujetado. Sobresalen de esto la reestructuración y reregulación del sector y la apertura para una participación del sector privado.

OLADE y el Banco Mundial sugirieron muchas opciones de nuevas formas de financiamiento para atraer el interés privado al sector eléctrico.²⁰

Desde 1990, los indicadores (capital propio/deuda; financiamiento interno de proyectos; cobertura de servicio de la deuda) han probablemente mejorado en el promedio para ALC.²¹ Las condiciones financieras se mejoraron sobre todo a base de aumentos de tarifas, reducción de la carga de deuda, reestructuraciones financieras en el curso de privatizaciones en unos países, y financiamiento fuera de balance para proyectos de las empresas eléctricas (BOO, leasing, etc.).

En marzo de 1994, OLADE estimaba que la proporción de generación eléctrica realizada por empresas privadas, en los diferentes esquemas señalados más arriba, llegó a alrededor de 12%, aunque dichas empresas ya están presentes en más de la mitad de los países de la Región,²² y calificó esta proporción como "una participación incipiente" siguiendo: "Cifras porcentuales del mismo orden de magnitud se encuentran a nivel de distribución y en el caso de la transmisión aún no es posible hacer estimaciones pero es esperable que la proporción de

capacidad en manos privadas sea aún más baja. Cabe señalar que la participación privada en la generación eléctrica de América Latina y el Caribe aumentará en el transcurso de 1994 y 1995."

Hasta el fin de 1994, este aumento no se ha dado en forma significativa, puesto que las privatizaciones de lo que resta de Argentina, las privatizaciones planificadas de Perú y las eventuales en Colombia y Ecuador no han avanzado en las fechas previstas. En 1995 y 1996 se espera un fuerte avance por la realización de las privatizaciones atrasadas y de las privatizaciones anunciadas en Brasil.

En los países avanzados en la privatización, quienes realizaron el modelo abierto del mercado de la generación, las nuevas capacidades en generación eléctrica entrando en servicio en los próximos cinco años siguen siendo financiadas con un aporte mayor de la banca multilateral (por ejemplo Banco Mundial, BID). Los aportes de consumidores, fondos internos, banca privada y capital propio de socios figuran en un segundo plano. Eso vale para Chile y también para Argentina,²³ donde unos grandes proyectos hidráulicos y nucleares en construcción implementados por el gobierno estarán conectados a la red hacia 1999. Posiblemente, estos proyectos serán privatizados antes de la puesta en servicio. Los proyectos de inversionistas privados son de generación térmica y tienen plazos cortos. Las inversiones en transmisión en estos dos países son generalmente privadas,

puesto que el sistema de peajes garantiza una cierta rentabilidad. Las inversiones en distribución tenderían a ser también privadas.

En los países con una incipiente apertura, como Colombia, o un grado limitada de apertura, como México, Costa Rica y otros, el esquema de financiamiento de nuevas inversiones es muchas veces construir-poseer-transferir (build-own-transfer - BOT) o construir-poseer-operar (build-own-operate - BOO) con acuerdos de compra de energía eléctrica (power purchase agreement - PPA), introduciendo productores independientes sobre todo con plantas térmicas.²⁴ Esto sucedió también en países sin un avance notable en la reforma del sector, como Guatemala.

En países como Ecuador y Brasil, la indefinición de una reforma encaminada ha dejado algunos proyectos paralizados.

Como conclusión, parece que el sector privado no está todavía preparado para tomar el riesgo de grandes inversiones como las de grandes obras hidráulicas. Esos proyectos siguen siendo objeto de una fuerte participación de la banca multilateral. La pregunta es: ¿qué papel deberá jugar el Estado?

Inversiones más pequeñas (plantas térmicas hasta 200 MW) parecen ser generalmente objeto de esquemas BOT o BOO, independientemente del marco regulatorio.

En varios países los esfuerzos de integrar el excedente de autoproducidos hasta el estímulo de inversiones de estos en autoproducción y cogeneración han sido importantes y acompañados de un cierto éxito. Eso sucedió en países con apertura total (Argentina), lo mismo en aquellos con grado de apertura restringido (Costa Rica) y

Tabla 1
Inversión eléctrica necesaria en ALC
(US\$ millones)

INVERSIONES ELECTRICAS	1990-2000	2000-2010
MERCOSUR	83.465	163.217
GRUPO ANDINO	47.500	50.010
CENTRO AMERICA	5.175	10.210
CARIBE	2.009	2.562
MEXICO	41.250	38.210
CHILE	6.460	15.175
TOTAL	185.858	279.924

en los países que han seguido la estructura clásica (Guatemala).

2.4 Necesidades de inversión en el subsector eléctrico y formas actuales de financiamiento

Pese a la introducción de nuevas reglas y la aplicación de nuevas formas de financiamiento, el sector eléctrico se encuentra todavía frente a una gran brecha financiera. En los años de 1991 a 2010, ALC debería invertir, según una estimación de OLADE, US\$466 mil millones.²⁵ Esto significa una inversión promedio anual de alrededor de US\$23 mil millones hasta el año 2010, de acuerdo con el siguiente desglose:

El monto requerido de inversión llega a un promedio anual de US\$19 mil millones hasta el año 2000, y para la siguiente década un promedio anual de US\$28 mil millones. Los requerimientos anuales de inversión del subsector entonces son más importantes que la totalidad de la inversión extranjera en petróleo, gas natural, electricidad, minería y telecomunicaciones captada por ALC, que ascendió en 1992 a US\$17,7 mil millones.²⁶

La banca multilateral se autorestringe a un aporte de no más que 20% del volumen de proyectos. Con el estancamiento de los aportes de los Estados, esto significa la necesidad de captar fondos de una magnitud sin precedentes del sector privado, proveedores, clientes, mercados de capitales nacionales e

internacionales y de la banca comercial.

2.4.1. Financiamiento corporativo

Con la corporación y la aparición de empresas eléctricas privadas, las estructuras de financiamiento de las empresas ha cambiado. Las fuentes tradicionales de financiamiento al sector eléctrico fueron: la banca multilateral (Banco Mundial, BID, CAF), banca privada (para los países que han solucionado su problema de deuda), gobiernos y préstamos bilaterales, créditos de proveedores, extensión de créditos o aportes de capital de gobiernos, y la generación interna de fondos vía tarifas. Las empresas privadas no tienen las mismas opciones, ya que faltan los aportes del gobierno, el acceso a préstamos de la banca de cooperación bilateral y sobre todo de la banca multilateral. En cambio, una empresa privada madura, en términos operativos, financieros y de servicio, busca otras opciones.

Algunas empresas eléctricas ya captan sus fondos directamente del público.²⁷ La banca comercial y multilateral toma el rol de facilitador, garantizando (underwriting) la operación, para la emisión de deuda, bonos y acciones que se transan en el mercado internacional de capitales. Los instrumentos de salida, después de solucionar sus problemas de deuda externa, lo constituyen los bonos corporativos y acciones, mecanismos ADRs y GDRs de transacciones indirectas de acciones de corporaciones o empresas latinoamericanas. La

acogida para estos instrumentos en el mercado de capitales extranjeros está probada. La banca privada internacional desarrolló una actividad específica para apoyar a las empresas eléctricas.

Mientras que el problema con los mercados internacionales de capital consiste en el acceso, dentro de la Región, el problema consiste en la captación del ahorro interno y en la formación de mercados de capitales, para lo cual existen dos sistemas generalizados: los fondos de pensiones y el sistema bancario nacional. En el caso de Chile, las privatizaciones de las empresas del sector eléctrico con la intervención de fondos de pensiones (apoyados por la capitalización de pensiones de trabajadores en el mismo sector) han sido los momentos decisivos para la formación de mercados de capitales. En otros países, estos mercados de capital aún no tienen profundidad. El mercado interno de capitales está entonces bajo la condición de emergente.

La banca multilateral a través de sus organismos especializados (IFC del Banco Mundial, IIC del BID, participación de la CAF en empresas transnacionales andinas, etc.) participa bajo ciertas condiciones en el capital propio de nuevas empresas o entrega empréstitos a proyectos privados (siempre como contraparte menor en empresas con mayoría local o regional).²⁸ Además, la banca multilateral apoya con avales y garantías la emisión de papeles, elemento importante para el desarrollo de capitales de empresas.²⁹

Los riesgos políticos encuentran seguros en la Agencia de Garantía de las Inversiones Multilaterales (Multilateral Investment Guarantee Agency - MIGA) del Banco Mundial, la Overseas Private Investment Corporation (OPIC) de los Estados Unidos, etc. La mayoría de los países en desarrollo tienen acuerdos respectivos con estas agencias que definen el reglamento y el tipo de riesgo que el país huésped quiere asegurar con MIGA.³⁰ Con el apoyo de OPIC, se han establecido "growth funds", que existen hasta ahora para Rusia, Asia y África con el objetivo de participar en el capital de proyectos y de expansión de empresas.

Otras fuentes para el financiamiento corporativo pueden constituir fondos privados, fondos de inversión regionales y hasta sectoriales. Estos fondos integran acciones (ADRs) o bonos de empresas eléctricas en su portafolio. Por fin, las empresas eléctricas de otras regiones buscan participaciones en empresas eléctricas de la Región (ALC).

2.4.2 Financiamiento por proyectos (project financing)

En lugar del financiamiento clásico en el marco de la empresa, la forma de financiamiento por proyectos (project financing) trata al proyecto como una empresa individual. Tal proyecto tiene su propia estructura financiera, con capital propio (de riesgo) y capital prestado, etc., y en virtud de eso le están abiertas todas las formas del financiamiento corporativo (véase

2.4.1). En la medida en que la empresa eléctrica asume control del proyecto, el proyecto se consolida en el balance de la misma.

Esta forma ya prevalece en el sector eléctrico para el financiamiento de grandes proyectos desde los años setenta y actualmente ha desplazado con mucho la forma tradicional de financiamiento corporativo, que parece poco factible, por cuanto las empresas y los promotores de estos proyectos no tienen la capacidad financiera como corporaciones o individuos para garantizar el repago de los préstamos.

En el esquema "project financing"³¹ existe un patrocinador (sponsor) que asume el riesgo comercial, normalmente una empresa eléctrica que planifica operar una central de generación o una línea de transmisión. En el caso de un joint venture, se reúnen dos o más sponsors de un proyecto, de preferencia empresas locales, con empresas de otros países o transnacionales.

Para asegurar la viabilidad económica, se busca y firma un acuerdo de venta de energía eléctrica (PPA), así como un contrato de compra de electricidad a largo plazo, con empresas distribuidoras de electricidad o grandes consumidores, sea un esquema BOT o BOO asegurado con un contrato de compra.

Un grupo de asesores (advisors) aconseja al sponsor en cuestiones legales, tributarias y financieras. El asesor financiero (advisor), de una agencia de un

banco comercial (internacional) o de la banca multilateral (por ejemplo IFC), construye la estructura financiera del proyecto y, muchas veces, asume el papel del "arranger", es decir la organización de los aportes financieros.

Las potenciales fuentes del financiamiento son varias: tradicionalmente, las agencias de crédito de exportación (como la EximBank de los Estados Unidos) aportan un crédito de exportación como piedra angular de la estructura. Contribuyentes importantes tanto de capital propio (pero con participación minoritaria) como de préstamos pueden ser los "arrangers" mismos, la banca multilateral y bilateral de desarrollo (IFC, pero también por ejemplo la KfW³² de Alemania), la banca comercial. En segunda línea aparecen como aportantes con préstamos los proveedores de bienes de capital, grandes clientes, etc. Las partes de la estructura financiera con menos cobertura están firmadas por grupos (sindicatos) de la banca privada. Los bancos comparten menores partes de estos empréstitos, que no tienen garantías por la falta de liquidez de activos, etc., para minimizar sus riesgos (limited o non-resource financing).

Los riesgos políticos son muchas veces cubiertos por MIGA o por OPIC; los riesgos comerciales de proveedores podrían ser asegurados por seguros de exportación en forma de aval o garantía (por el EximBank, por HERMES de Alemania, etc.)

En última instancia, los capitales para grandes proyectos

vienen de los mercados de capitales como bonos o de grupos de la banca comercial como préstamos. En la forma de “underwriting”, los principales proveedores de capital facilitan este aporte.

Hay una multitud de formas, estructuras, proveedores y fuentes para el project financing. En sectores como la minería y la petroquímica aparecen cada vez más estructuras innovadoras.

2.4.3 Agencias especializadas nacionales: el caso de la FEN en Colombia

En vista de la situación al inicio de los años ochenta (problema de la deuda, necesidad de inversión, evolución del mercado financiero local) se constituyó en 1982 la Financiera Energética Nacional (FEN) de Colombia, cuyo objetivo es financiar proyectos o programas de inversión en el sector eléctrico.³³

En los años ochenta la FEN consiguió recursos considerables en moneda extranjera para las inversiones del sector eléctrico. Desde 1990, la principal función de la FEN es la financiación del servicio de la deuda del sector, otorgando créditos directos con recursos del ahorro privado interno de Colombia.

En el nuevo marco de permitir al sector privado prestar el servicio público de energía desde 1992, el rol de la FEN es el de garantizar a generadores privados los contratos que subscrivan con entidades encargadas de la compra y/o comercialización de energía.

Para lograr el desarrollo de proyectos de interés público, el Gobierno Colombiano a través de la FEN otorga a los generadores privados las garantías por un plazo máximo de 15 años y hasta por el valor del contrato (caso planta Barranquilla de CORELCA y un consorcio colombiano-español). Existen otros mecanismos por los cuales la FEN puede invertir en empresas, promover su creación, dar asesoría etc.

2.4.4 Nuevos mecanismos la banca multilateral: GEF, MIF, cooperación con el sector privado

El Servicio Financiero Mundial para el Medio Ambiente (Global Environment Facility - GEF) proporciona, entre otros, aportes no reembolsables para proyectos de inversión que tengan costos incrementales para reducir el daño ambiental global. Entre las cuatro áreas focales, la de reducción de gases de invernadero podría ser aplicable para proyectos de generación eléctrica.

El Fondo Multilateral de Inversión (Multilateral Investment Fund - MIF) fue creado por 21 países miembros del BID. Este fondo tiene dos metas. La primera, “reducir los costos sociales de la transición a la economía de mercado abierto”, no aplica directamente al sector. La segunda, “impulsar la actividad del sector privado, agilizar las instituciones del sector público y ayudar a las empresas a entrar en el mercado mundial”, sí puede abrir un espacio para el cofinanciamiento de ciertas inversiones en el sector.

Una alternativa sería la operación conjunta de la banca multilateral y del sector privado. Conforme a lo antes mencionado, la banca multilateral históricamente ha realizado préstamos para los gobiernos de sus países miembros o garantizados por sus gobiernos. Ello ha impedido el préstamo directo al desarrollo de proyectos privados de energía, llevando a la actuación de la banca multilateral para el sector privado, como es el caso de la IFC. Sin embargo, el Banco Mundial y el BID han desarrollado un método para financiar proyectos privados de energía, proveyendo recursos a través de un fondo gubernamental local. Este esquema está siendo probado por la primera vez en Kingston, Jamaica, en el proyecto Rockfort de capacidad de 60 MW, con motores diesel, con la empresa Jamaica Private Power Company, a través del National Investment Bank of Jamaica. El esquema fue basado en el proyecto Hub River de 1.300 MW en Pakistán, donde los fondos serían transferidos del Banco Mundial al Private Sector Energy Development Fund de Pakistán, pero el esquema financiero completo todavía no se ha concretado, si bien ya está en construcción. La experiencia del proyecto Rockfort servirá de modelo para otros proyectos, como es el caso de un proyecto de 250 MW en análisis en República Dominicana.³⁴

Entre las otras opciones de financiamiento disponibles para el sector están la utilización de los mercados de capital locales, o su desarrollo en caso que no existan, incluyendo la colocación de bonos

en el mercado; empleo de formas de leasing para nuevos equipos e instalaciones, involucrando recursos y agentes financieros locales y externos; promoción de joint ventures entre las empresas eléctricas nuevas y existentes e inversionistas locales y externos; promoción de la alternativa productores independientes de energía y cogeneradores; promoción de proyectos de manejo de demanda y uso racional de la energía eléctrica (MD&UREE) o demand-side management (DSM); creación de condiciones para la operación de empresas de servicios energéticos (energy service companies - ESCOs) y la constitución de fondos mutuos; arreglo de esquemas de conversión de deuda externa en nuevas inversiones; aumento de la participación financiera en la expansión del sistema por parte de los nuevos clientes y los existentes (incluyendo contratos de compra de energía anticipada); y la venta de parte de los activos de las empresas eléctricas, conforme lo indicado adelante.

Hay que desarrollar las soluciones por etapas. Al tratarse de proyectos privados, la opción más cercana a la tradicional sería la que fue llamada arriba de banca multilateral para proyectos del sector privado. Sin embargo, esos organismos no financian la totalidad de los recursos necesarios y por lo tanto, será necesario considerar otras fuentes. En el frente externo, la disponibilidad de capital proveniente de los mercados internacionales, puede desarrollarse por etapas, permitiéndose ampliar la base de inversionistas para el sector.³⁵ La primera etapa

está caracterizada por inversiones de cartera, emisiones de bonos y otros instrumentos de deuda; la segunda etapa, por inversiones específicas y directas en los procesos de privatización; la tercera etapa, por la colocación pública o privada de deuda o acciones en proyectos específicos o compañías, con operaciones realizables tanto en los mercados de capital nacionales como internacionales; y la cuarta etapa, por la venta de activos financieros de un inversionista a otro sobre una base secundaria, con la idea de ampliar la base de capital de inversión que pudiese derivarse a los requerimientos de largo plazo.

2.4.5 Nuevos actores: project developers, independent power producers y ESCOs

Debido a la apertura de los mercados eléctricos, surgió espacio para el acceso de nuevos protagonistas en el escenario, algunos de ellos creados a partir de otras realidades, tales como la existente en países industrializados. Es el caso de los nuevos actores en el subsector eléctrico llamados "project developers" (o incorporadores de proyectos), "independent power producers" (o productores independientes de energía) y los "energy services companies" también conocidas como ESCOs (o compañías de servicios energéticos).

Project Developers: Los desarrolladores de proyectos son aquellas empresas que buscan oportunidades de inversión en el mercado local e internacional y reúnen los participantes necesarios y más adecuados para desarrollar

un proyecto; es decir, el tenedor de la concesión, el inversionista principal, las fuentes de financiamiento, el operador, el constructor, los suministradores de equipos, servicios y combustible (cuando es aplicable), la empresa que va comprar la energía generada y la que acepte recibir la nueva instalación energética en el caso de un proyecto de cogeneración.

Independent Power Producers: Los productores independientes son aquellos que operan de forma similar a los arriba descritos, pero que se mantienen en el proyecto como operadores y como propietarios de una parte de la instalación. Este tipo de actor ha incrementado su participación en el mercado en los Estados Unidos de manera importante.³⁶ Desde 1980 la capacidad de la industria independiente ha aumentado 19% al año, alcanzando 43.000 MW en operación en 1992; en el período 1990-1991 esas empresas independientes instalaron casi 11.500 MW. Fue la primera vez que la capacidad adicional instalada por las empresas independientes superó la de las concesionarias tradicionales instaladas en el mismo período.

ESCos: Para entender el funcionamiento de las ESCOs, hay que recordar que existe bastante potencial de ahorro de potencia y energía en cada sistema de usuario de energía. Con una inversión en el sistema del usuario para materializar este potencial, la inversión de expansión del sistema de abastecimiento está de sobra, al menos parcialmente. En tanto existe una situación de competen-

cia entre megavatios nuevos y "negavatios".³⁷ En los esquemas de DSM o de manejo de la demanda, y planificación de mínimo costo (least-cost planning - LCP), muchas veces exigidos por el ente regulador, las empresas eléctricas en los Estados Unidos empezaron a tratar con el cliente para reducir su demanda eléctrica. Ahora, existen programas de variada índole: información y asesoría del cliente, medidas tarifarias para fomentar el ahorro, "compra" de ahorro energético del cliente, "venta" del ahorro energético.

3. Energías Renovables (ER)

Si dejamos de lado el programa de biocombustibles del Brasil, resulta obvio que en el pasado fue la cooperación técnica internacional,³⁸ especialmente la estadounidense, la alemana y la europea, concretamente la holandesa, la que apoyó las instalaciones menores, mientras que el Banco Mundial y el BID concentraron sus esfuerzos en las centrales mayores. De esta manera se alcanzó el nivel actual de las energías renovables en ALC. Sin embargo, hay que admitir que este nivel sigue siendo insatisfactorio con excepción del uso hidroeléctrico y geotérmico.³⁹

Parece, sin embargo, que se está entrando en una nueva fase. El gran número de conferencias dedicadas a ese tema lo demuestra. Las condiciones para las centrales en el rango de megavatios han mejorado considerablemente. Las reformas políticas de ordenamiento, especialmente la admisión de diferentes agentes a nivel de la

generación eléctrica, así como la apertura de la red de transporte, abren nuevas posibilidades para la integración y remuneración de autoproductores, productores de energía cogenerada y explotadores privados de pequeñas centrales eléctricas. Sin embargo, hay que constatar que las condiciones, especialmente el pago de la energía entregada, siguen siendo deficientes, en comparación con las de Alemania, por ejemplo.

Para el futuro desarrollo de las energías renovables, un mayor esfuerzo proveniente de los Estados Unidos y eventualmente de otros países industrializados parece ser más importante que las reformas políticas de ordenamiento en sí. En los Estados Unidos, se ha conformado una acción concertada por parte de la industria estadounidense de energía renovables, el Departamento de Comercio (U.S. Department of Commerce), el Departamento de Energía (DOE), la cooperación técnica (USAID), los institutos de investigación, los diseñadores independientes de proyectos y organizaciones no gubernamentales.

Con la participación de la entidad encargada de la promoción de las exportaciones y también de los bancos de desarrollo multilaterales, han lanzado una ofensiva para promover las energías renovables en América Latina con tecnología estadounidense: Energía Renovable en las Américas (REIA). Esta iniciativa apoya la identificación, evaluación, financiamiento con garantías, ejecución, formación y capacitación técnica. Las posibilidades de rea-

lización para instalaciones solares, geotérmicas, eólicas y otras cuyo tamaño no excede los 10 megavatios han aumentado considerablemente porque ya no hay escasez de promotores o financieras, ni de conocimientos (know-how) o tecnología comercializable.⁴⁰ Esto se da aparentemente ante la expectativa de que las tecnologías de energías renovables constituirán, en el futuro, un gran mercado nuevo, una apreciación no solamente sostenida por el Vicepresidente de los Estados Unidos sino ahora por la industria japonesa. Parece que el Japón ha decidido seguir el ejemplo de los Estados Unidos e invertir sumas considerables en el desarrollo de la energía renovable comercial. Las estimaciones del Banco Mundial apoyan las expectativas de un desarrollo exponencial de las tecnologías de energías renovables. Hasta los bancos comerciales comienzan a mostrar su interés cuando los proyectos alcanzan dimensiones que justifican los costos de transacción.

Las grandes expectativas de desarrollo de este mercado -debidamente apoyado- no se aplican, sin embargo, a las tecnologías de energía renovable en unidades menores, por ejemplo en una pequeña planta fotovoltaica diseñada para un suministro descentralizado de energía. La difusión masiva de estas instalaciones depende del apoyo de la cooperación técnica y del Estado, aunque el apoyo debe darse de otra manera que en el pasado. Los enfoques participativos que cuentan con el apoyo de los interesados ya han sido exitosos.⁴¹ El BID ha

desarrollado un programa de financiamiento, similar a un concepto exitoso en Asia (FINESSE). Para alcanzar dimensiones interesantes para el financiamiento, es necesario juntar varios proyectos individuales en forma de paquetes.

El Banco Mundial está cooperando con varios actores para identificar y preparar proyectos de energía solar que reúnan los requisitos necesarios para recibir financiamiento del Servicio Financiero Mundial para el Medio Ambiente (GEF) y de otras fuentes.⁴²

4. Uso Racional de Energía

La política energética de la mayoría de países de ALC sigue fuertemente orientada hacia la oferta. El peso que significa el problema de la inversión, su tratamiento y, muchas veces, hasta la disposición de adoptar medidas políticas de ordenamiento y de privatización por falta de recursos propios comprueban esta interpretación. Aunque se haya reconocido que el uso racional de la energía puede reducir el problema de la inversión de manera considerable, y aún sabiendo que el potencial es grande y la rentabilidad comprobada excelente, las inversiones en el uso racional de energía tardan en hacerse. En pocos países, entre ellos Chile, Costa Rica y Colombia una política de uso racional de energía no es más que un jarabe de pico muchas veces repetido en seminarios y conferencias. En los conceptos de regulación creados sobre todo para el sector de la energía eléctrica en el marco de la reforma política de

ordenamiento, el MD&UREE o el manejo de la demanda y la planificación de mínimo (LCP) costo no juegan ningún papel importante. La discusión regional sobre el uso racional de la energía, MD&UREE, LCP y las ESCOs es alimentada y apoyada esencialmente por la cooperación técnica internacional de la Unión Europea, los Estados Unidos y Alemania⁴³ (véase sección 2).

La contratación (contracting), donde una empresa de ingeniería ofrece una garantía del grado del aumento de la eficiencia y cobra por sus servicios en función del valor de esta ganancia, se usa también como sistema para proyectos de rehabilitación de plantas eléctricas.

Los esquemas de MD&UREE y LCP se han consolidado en algunos países industrializados (principalmente en los Estados Unidos y Canadá) lo suficiente como para ofrecer al mercado una amplia variedad de servicios especializados a través de las ESCOs a cambio de recibir una parte de los beneficios logrados por sus clientes en términos de ahorro de energía y potencia, incluyendo el diseño, compra, instalación llave en mano, operación y mantenimiento de equipos de control y de ahorro de energía, además de una gran variedad de servicios complementarios dirigidos a proveer una operación eficiente y efectiva de los sistemas integrados de MD&UREE. En la mayoría de los casos, las ESCOs también proveen todos los recursos financieros necesarios y asumen todo el riesgo de la im-

plantación y operación a largo plazo. En otros casos ofrecen a sus clientes servicios más amplios, incluyendo lo relativo a otros energéticos, como el gas natural y fuentes de energía nuevas, y sistemas de suministro de energía de mayor confiabilidad, lo que podría requerir generación y líneas de distribución exclusivas.

También pueden ofrecer servicios a las empresas eléctricas, tales como la venta de "negavatios" o sistemas avanzados de lectura y facturación eléctrica instantánea, además de atender otras formas de externalización (outsourcing) de empresas eléctricas distribuidoras. Por otro lado, algunas ESCOs no mantienen ningún tipo de relación con las empresas eléctricas. Lo único que desean recibir de las empresas eléctricas es que no intervengan en contra de las iniciativas y acciones de las ESCOs, es decir, que las empresas eléctricas se alejen del asunto y permitan que las ESCOs puedan trabajar libremente.⁴⁴ Son frecuentemente originadas en la industria de equipos de control y de consultoría en ingeniería y trabajan casi siempre con subcontratación o externalización. El argumento básico de las ESCOs es que algunas de las denominadas "barreras a la penetración de nuevas tecnologías energéticas en el mercado"⁴⁵ serían superadas de inmediato en el caso que la implantación de los programas fuera de su responsabilidad; es decir, la necesidad de información sobre las tecnologías sería disminuida y el financiamiento sería problema exclusivo de las ESCOs. Las mismas ESCOs se encargarían de

involucrar a los protagonistas necesarios y de asumir los riesgos de los resultados que serían diluidos en varios proyectos; por la naturaleza propia de la iniciativa privada, sólo aquellas medidas de suficiente atractivo económico serían implantadas sin necesidad de incentivos adicionales o subsidios.

Otro argumento presentado por las ESCOs es que la constitución del fondo rotatorio para uso por estas compañías sería una solución adecuada para resolver otro problema que la banca multilateral enfrenta al implantar medidas de MD&UREE: es necesario tratar con proyectos de orden de magnitud significativamente menores que los proyectos tradicionales de oferta de energía a los cuales está acostumbrada. También sería conveniente de una manera inmediata disminuir la participación estatal en el sector eléctrico en muchos países en desarrollo, independientemente del avance de las reformas en curso.

Una modalidad de financiamiento que está siendo utilizada para financiar la implantación de medidas de MD&UREE en México, Jamaica y Pakistán se encuentra en los fondos rotatorios. Estos mismos esquemas, o sus variaciones, pueden ser utilizados para otros proyectos energéticos, sea del subsector eléctrico sea de petróleo y gas o fuentes renovables. Estos fondos son manejados por instituciones locales de financiamiento o leasing y son constituidos con recursos obtenidos en el mercado local comple-

mentados con fondos proporcionados por la banca multilateral como el Banco Mundial, IFC o BID. Los recursos del fondo son transferidos a las empresas eléctricas o a las ESCOs (ver sección 2) que aplican medidas tipo llave en mano o, alternativamente, a través de operaciones de leasing directamente con el consumidor de energía. Conforme a lo mencionado en la sección 2, un argumento presentado en favor de la formación de estos fondos es el hecho de que pueden constituirse en una solución adecuada para resolver otro problema que la banca multilateral enfrenta al implantar proyectos de orden de magnitud significativamente menor que los proyectos tradicionales a los cuales está acostumbrada. Las transferencias de la banca multilateral para la constitución de los fondos representarían operaciones financieras de mayor magnitud, agrupando diversos proyectos en lugar de proyecto a proyecto. En el caso de que los fondos sean utilizados por las ESCOs, también sería una manera inmediata de disminuir la participación estatal en el sector eléctrico en muchos países en desarrollo, independientemente del avance de las reformas en curso.

5. Conclusión: Incidencia de las Nuevas Formas de Financiamiento sobre el Desarrollo Sustentable

Existen en el sector eléctrico de ALC nuevas formas de financiamiento que ya se están aplicando. Sin embargo, estos esquemas novedosos se limitan a proyectos de una envergadura

media y pequeña (típicamente alrededor de 100 MW de generación térmica). Los proyectos más grandes en ejecución tienen todavía una estructura financiera convencional. Los esquemas complejos de project financing se aplican hasta ahora más bien en los sectores de minería y petroquímica. En el conjunto de los países existe todavía una cantidad de barreras para la participación de la inversión privada con todas sus opciones.⁴⁶

A las dificultades del financiamiento que implican retrasos a la puesta en marcha de las inversiones ya programadas, hay que agregar las dificultades adicionales que derivarán de las inversiones que requerirán los programas de desarrollo para atender las necesidades urbano marginales y de las comunidades aisladas en cuestiones de salud, educación, vivienda e infraestructura social y a las formas más sofisticadas de consumo energo-intensivo que acompañan al crecimiento económico.

El hecho de que los problemas financieros de las empresas eléctricas llevaron a un renacimiento de la generación térmica en el marco de esquemas novedosos significa que estas formas no son neutrales en términos ambientales. La instalación y operación de pequeñas y medianas unidades de generación térmica, sobre todo las plantas diesel en carga de base, a pesar de su inferioridad económica y ambiental en el largo plazo, conduce a la conclusión que ciertas nuevas formas de financiamiento en el sector

eléctrico no contribuyen ni son suficientes para satisfacer las dimensiones de un desarrollo sustentable.⁴⁷

Notas

1. Como es el caso de Argentina, que en los últimos dos años transfirió al sector privado un 56% de la generación total de energía eléctrica, el 100% de las líneas de 500 kV, un 80% de la capacidad de transmisión en redes regionales y un 43% de la distribución (en términos de demanda de potencia).
2. Edison Ortiz Durán, "Instrumentos de Mercados de Capital para Empresas de Energía Eléctrica", elaborado para OLADE, Quito, febrero de 1993.
3. Ortiz Durán, op. cit.
4. Véase Pedro-Pablo Kuczynski, "International Capital Flow to Latin America: What Is in the Promise?", *Actas de la Conferencia Anual del Banco Mundial sobre Política de Desarrollo 1992*, Washington, 1993, pág. 323.
5. Ortiz Durán, op. cit.
6. R. Luiz, "Fuentes de Financiamiento para el Desarrollo de Generación Eléctrica Privada", Seminario Brasil-Estados Unidos sobre el Desarrollo de Energía Eléctrica, Consejo Mundial de Energía (CME)-Comité Nacional Brasileño-Asociación de Energía de los Estados Unidos, Rio de Janeiro, 27-28 de abril de 1992.
7. Ortiz Durán, op. cit.; y CEPAL, *Panorama Económico de América Latina 1994*, Santiago de Chile, 1994, pág. 14.
8. CEPAL, op. cit., pág. 10.
9. Ortiz Durán, op. cit.
10. Tim Carrington, "Los Mercados Emergentes Pierden Atractivo Internacional", *The Wall Street Journal Americas*, 16 de diciembre de 1994.
11. Ortiz Durán, op. cit.
12. Véase CEPAL, "El Fomento de Inversiones Europeas Directas en América Latina y el Caribe: Un Campo de Cooperación", Santiago de Chile, 11 de noviembre de 1993, pág. 15.
13. Véase Robert Devlin, "Las Privatizaciones y el Bienestar Social", *Revista de la CEPAL*, abril de 1993, pág. 160.
14. Véase IDEE, "Los Nuevos Marcos Regulatorios en el Sector Energético Argentino", mimeografía, mayo de 1993, págs. 41 y 90.
15. CEPAL, El Fomento de Inversiones, op. cit., pág. 15.
16. Véase OLADE, *La Deuda Externa del Sector Energético de América Latina y El Caribe*, Quito, 1988.
17. Se puede citar la experiencia del Banco Mundial, indicada en el documento Banco Mundial-OLADE, *Evolución, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y el Caribe*, diciembre de 1991, así como las reglas clásicas del financiamiento en países de Europa.
18. Una participación más alta de la deuda (hasta 90% y más como el caso de EDF) solamente es factible en un Estado que asegure el riesgo de los acreedores.
19. Véase Banco Mundial-OLADE, op. cit.
20. Banco Mundial-OLADE, op. cit, pág. 55.
21. No hubo una actualización del estudio del Banco Mundial-OLADE; es una apreciación tomando en cuenta estudios del Banco Mundial.
22. OLADE, "Reformas Estructurales y Participación Privada en el Sector Eléctrico: Situación Actual, Beneficios y Riesgos Potenciales", Quito, marzo de 1994.
23. Banco Mundial, LACTD, *Reforms and Private Participation in the Power Sector of Selected LAC and Industrialized Countries*, Vol. II, Argentina, pág. 41, y Chile pág. 28.
24. Véase Banco Mundial, LACTD, op. cit., Vol. I, Annex.
25. OLADE, *Prospectiva Ener-*

- gética y Desarrollo Económico en el Siglo XXI, junio de 1993.
26. Véase OLADE, *Reformas, Reestructuración y Regulación en el Subsector Eléctrico de América Latina y El Caribe*, Tema focal en la XXV Reunión de Ministros de Energía de OLADE, Puerto España, Trinidad & Tobago, noviembre de 1994.
27. Véase Edison Ortiz Durán, "El Acceso a los Mercados de Capitales: Posibilidades, Instrumentos y Restricciones", *Memorias ENERLAC 93*, OLADE, 1993, pág. 213.
28. Véase capítulo 4 de A.W. Delphos, *Power Money*, US/ECRE y NREL, Washington, 1994.
29. Véase las ponencias en el panel 2.1 de ENERLAC 1993, *Memorias ENERLAC 93*, OLADE, 1993.
30. Para una apreciación crítica, véase S.A. Behrens, "Cheaper Energy at Lower Cost", *Energy Policy*, enero de 1992.
31. Véase el Suplemento Especial, *Project Financing in Latin America*, julio-agosto de 1993, *Latinfinance*, septiembre de 1993.
32. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).
33. Véase Sara Ordóñez, "Perspectivas del Ahorro Interno para el Financiamiento del Sector Eléctrico: El Caso Colom-
- biano", *Memorias de ENERLAC 93*, OLADE, Quito, 1993, pág. 209.
34. M. Lee Goodwin and Thomas Hoffman, "Creative Financing for International Independent Power Development: Case Study of the Jamaica Rockfort Project", *Reid & Priest International Business Transaction Newsletter*, noviembre de 1994.
35. OLADE, *Reformas, Reestructuración y Regulación en el Subsector Eléctrico en América Latina y el Caribe*, Quito, noviembre de 1994.
36. Marc Cox, "Tendencias de la Industria de Energía Eléctrica Norteamericana", Seminario Brasil/Estados Unidos sobre el Desarrollo de la Energía Eléctrica, op. cit.
37. Se considera como compra de "negavatios" el pago por parte de las concesionarias eléctricas a sus clientes o a sus representantes (como las ESCOs) para que ellos implanten programas de MD&UREE, basado en la presentación de propuestas de reducción de consumo o potencia, bajo las mismas condiciones competitivas que las propuestas para la venta de energía por productores independientes o cogeneradores.
38. Véase el ejemplo de Bolivia, Miguel Fernández, "Energías Renovables en Bolivia: ¿La Punta del Ovillo o el Fin de la Madeja?", *Actas del Primer Seminario Internacional de Energías Renovables*, PROPER-GTZ, 1994.
39. Esa fue la tendencia general de la conferencia REIA 94, compartida por los representantes de los países y de los financieros (Banco Mundial, BID). Sobre las razones véase también Keith Kozloff and S. Olatokumbo, *Rethinking Development Assistance for Renewable Electricity*, World Resources Institute, Washington, noviembre de 1994, así como Pertz K., *Study in Competition Between Conventional and Renewable Energy Systems*, GTZ, Eschborn, 1992.
40. Véase W.A. Delphos, "International Business Executive's Guide to Government Resources", *Power Money*, Washington, 1994.
41. Son considerados ejemplares en América Latina los proyectos realizados en la República Dominicana (realizados por la ONG estadounidense ENERSOL) y Bolivia (con la participación de PROPER, promovidos por Alemania y realizado por la GTZ). Véanse Kozloff y Olatokumbo, op. cit., pág. 30; y P. Rosenthal, "Verbreitung regenerativer Energie in Bolivien, Fachtagung Ländliche Elektrifizierung", documento inédito, GTZ, 1993.
42. Véase Banco Mundial, *Informe Anual 1994*, pág. 64.
43. A través de la GTZ, Alemania ha promovido, por ejemplo,

-
- proyectos de uso racional de la energía en Chile y Costa Rica; otros proyectos están en preparación. La Comisión Europea ha agregado diversas iniciativas de OLADE como por ejemplo en América Central (en especial Costa Rica, Nicaragua y El Salvador) respecto a la instalación de mejoras en el MD&UREE.
44. Véase Arnaldo Vieira de Carvalho Jr., "Informe de Participación", Mesa Redonda sobre Eficiencia Energética, organizada por el Banco Mun-
- dial, Washington, 14-15 de septiembre de 1994.
45. Véase OLADE-CE, Informe Etapa 4 - Identificación de Medidas y Elaboración del Plan de Acción en San José, Costa Rica, Proyecto MD&UREE/PIER, Quito, septiembre de 1993.
46. Véase OLADE, *Eficiencia Económica y Participación del Sector Privado: Elemento Central para la Recuperación del Sector Energético*, Quito, agosto de 1993.
47. Véanse al respecto las consideraciones sobre el tema en el documento de "Bases Conceptuales del Proyecto Energía y Desarrollo", OLADE-CEPAL-GTZ, Quito, enero 1995.

New Forms of Financing for the Electric Power Subsector in Latin America and the Caribbean

Arnaldo Vieira de Carvalho,*

Paul H. Suding,**

and Francisco Figueroa de la Vega,***

1. Current Trends in the Framework Conditions for Financing the Electric Power Subsector

1.1 *Changes in sectoral organization affecting the financing structure and objective*

Over the last few years, changes have occurred, and continue to occur, in the energy sector's structure. These changes have profoundly changed the operation and financial options of this sector, involving the incorporation of public enterprises, the enlarged participation of private-sector enterprises in a more open framework for ordering and structuring the sector, and even the privatization of enterprises.

Until the eighties, the general scheme prevailing in the energy sector, including both the electric power subsector and the oil subsector, had been the state monopoly, where enterprises were part of the State budget or depended directly on it. Thus, the companies relied on the State's budget guidelines for implementing their investment plans. In addition, self-financing, a substantial basis

for financing, depended on political criteria due to the widespread intervention of the State in setting domestic prices. Earnings stemming from export-oriented oil companies entered the general state budget or were the source for investment programs of other sectors or covered even the operating costs of other state entities.

This structure exerted a heavy impact on financing schemes and facilities. Companies geared to supplying domestic markets had increasing difficulties in finding sufficient financing. The financing structure of these companies, due to the lack of loans from commercial banks and then from multilateral banks, evolved toward a very special structure with a high share of financing provided by the government. The financing structure of the export-oriented oil companies was undermined, except for the largest companies, which remained relatively independent.

* Acting Director of Planning and Energy Policy of OLADE.

** GTZ Consultant in OLADE.

*** Long-Term Consultant for the OLADE-ECLAC-GTZ Project.

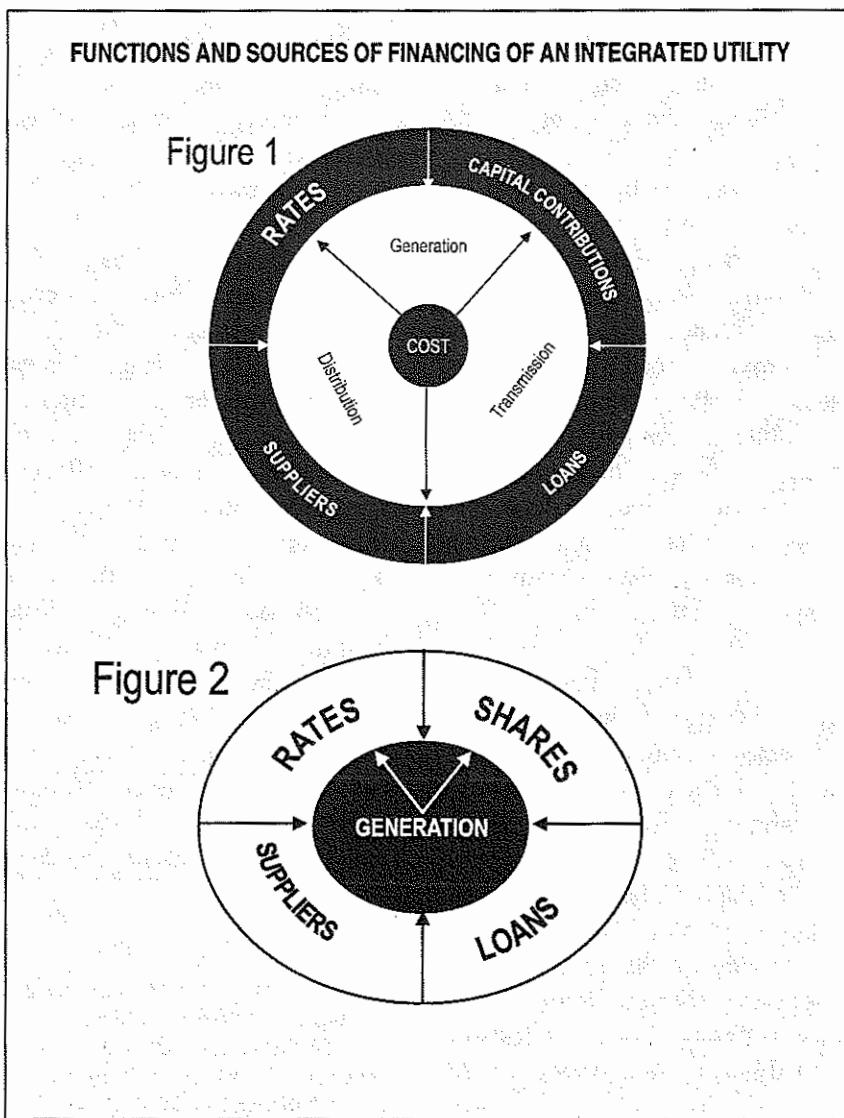
A first step toward change has been the partial opening up to the participation of private-sector companies on the basis of build-own-transfer (BOT) schemes or other similar schemes such as power purchase agreements (PPA) in the electric power sector and service, risk, partnership, and concession contracts in the oil sector. These schemes were oftentimes drawn up precisely to resolve financing problems, but did not necessarily mean a fundamental change in the structure of these sectors.

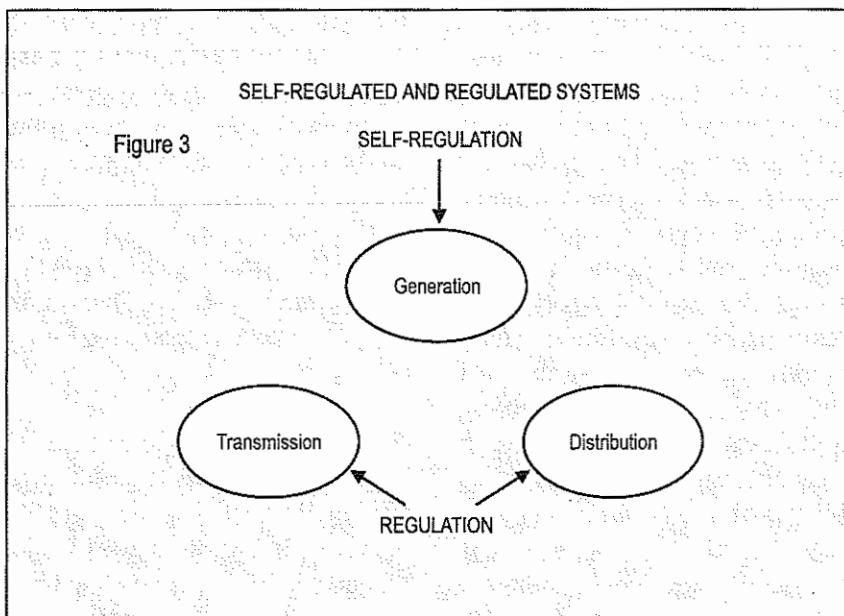
Another step that has had an even greater incidence is the incorporation of enterprises that were previously public entities, followed by privatization. Incorporation without privatization means the breakup of state enterprises until the company's linkage with the State boils down to the normal relationship that exists between an owner and his enterprise. If, at the same time as incorporation, there is a pricing reform that permits reasonable self-financing and a reduction of state charges, the company can

return to normal financial structures such as, for example, a debt proportion of 55 to 65%. The guarantee that a State ownership scheme with sound financial conditions can provide would permit a reduction of the own capital share to even lower levels, such as in the case of Electricité de France (EdF), which has been operating with debt levels of up to 95%.

The privatization of the company whether combined or not with breakup implies another significant stage for financing (Figure 2). To be viable, privatization assumes adequate tariff-setting in the case of a regulated monopoly. In the case of competitive markets, however, the price is self-regulated by the market forces themselves (Figure 3). Both cases ensure adequate self-financing and the establishment of sound financial structures. Regarding financing sources, private enterprises have limited access to development bank funds.

In the electric power sub-sector, there is the characteristic problem of high capital intensity and long useful life periods, requiring specific activities to obtain financing, especially for private enterprises. The financing of large-scale projects with high capital intensity and long return periods (for example, hydropower generation or transmission) is difficult to implement within the private-sector company financing scheme since it would undermine the advisable structure. Because of this and other reasons, project financing and other off-balance-sheet financing





become necessary. The changes that are being described did not occur in all countries. Nevertheless, there are various examples for each stage of changes in the energy sector of Latin America and the Caribbean (LAC).

Among the mechanisms for transferring operating state assets to the private sector, that is, privatization in the strictest sense of the word, the following should be kept in mind: sale of shares on the market; bidding processes to transfer the assets of existing companies; opening up bidding process for new concessions; sale of shares to the public or to the employees of the company itself; sale of shares to the public at large or employees of the companies themselves; and sales of shares to investors from other countries of the Region. Despite the considerable progress recently achieved in certain countries,¹ the involvement of private-sector initiatives in the power subsector of LAC is still quite small. The same holds true for the

oil sector, where to date only few oil fields have been privatized.

Changes in sectoral structure and ownership have led to a change of the financing function. In some countries, the problem is not to obtain financing in sufficient amounts to cover the necessary investments, but to select among various financial structure options and instruments to be applied. The financing structure is chosen on the basis of cost, risk, control, and term criteria, taking into account the impact that eventual government intervention might have on control.

1.2 The new situation of traditional sources of sector financing

The traditional source of energy investment financing in LAC has been bank loans.² The financing of infrastructure development in the Region's countries has involved the following primary sources:

- Multilateral banks with the implicit guarantee of each country's government.
- Commercial banks with the explicit guarantee of each government.
- The governments of the Region's industrialized countries or countries that, compared to the others, are relatively more developed.
- Suppliers' credit.

The *multilateral banks*, namely, the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD), or World Bank, the Inter-American Development Bank (IDB), and the Andean Development Corporation (CAF), as the traditional financing agencies for energy projects, are facing increasingly greater difficulties in performing this role due to financial problems and the shift in priorities subject to financing. In addition, these institutions, especially the World Bank and IDB, obtain funds from international capital markets and, because of their low-risk credit rating, are able to provide highly favorable interest rates for their debtors. It is argued that if certain governments or large enterprises of developing countries meet capital market requirements, the so-called banking intermediaries, even those from multilateral banks, will no longer be needed and these countries will gain direct access to stock and capital markets. Because of this, there is a trend to build up the private sector by pri-

vatizing, demonopolizing, and promoting mixed schemes involving the private-sector.

The *commercial banks* withdrew from energy projects in the eighties, but at present are sponsoring the reintroduction of selected countries into international markets.³ Private-sector banks consist of commercial and investment banks, especially those of industrialized countries, and have participated in financing energy projects, almost always along with other banks grouped together into a consortium or with multilateral banks or associated with government-to-government financing. In some cases, such as the financing of oil projects, debt-servicing guarantees were secured by oil export earnings. With the advent of the debt crisis of the eighties, however, a large share of commercial banks withdrew from the market of supplying credit to countries or state enterprises owing to the uncertainty in payments and the frequent arrears in various countries, as well as debt moratoriums. Once these countries start the process of stabilizing their debt payments, which includes prior agreements with the International Monetary Fund (IMF), the World Bank, and the Paris Club, commercial banks sponsor the reinsertion of some developing countries into international financial markets, as underwriters of Eurobond and stock issues. Nevertheless, there is clear preference for granting financing to the private enterprises of developing countries rather than to their governments or state enterprises.

The *governments* of the Region's industrialized countries or countries that, compared to the others, are relatively more developed have established mechanisms to support their exports of goods and services that normally involve export credit, through central banks and export-import banks (eximbanks). Nevertheless, fiscal constraints are affecting the institutions supporting these exports and restricting this approach for financing the infrastructure of the other countries.

Suppliers' credit, an important source of financing from suppliers of services, machinery, and equipment, has always been questioned because it is difficult to differentiate financial charges from supply charges.

The participation of all traditional alternatives has declined over the last few years. The main reasons are the influence of industrialized country governments over the decision making of their own credit banks and multilateral agencies to restrict capital increases or budget allocations for this purpose. To this must be added the widespread tendency to do without bank intermediation and to seek financing in capital markets, although it was claimed that state bank financing was a way of channelling subsidies from the rich countries to developing countries to the detriment of their own competitiveness. This situation requires the Region's countries to develop new external and domestic economic and financial strategies and initiatives, in addition to adopting real tariffs, along with

the cost cutbacks, improvements in productive efficiency, transportation, and energy utilization, on the basis of which adjustments in the net flow of funds would be made.

1.3 *The situation of financial markets in LAC and the access to international markets*

The energy sector in LAC requires a large amount of foreign capital. Despite their steep growth in some countries such as Chile, Argentina, Mexico, and Colombia, the Region's capital markets are far from able to meet the energy sector's demand for capital. Private power utilities are already resorting to foreign capital markets to finance not only their projects but also their companies in general. Chilean power utilities, especially, function with American Depository Receipts (ADRs), which provide access to American stock markets.

In Chile, institutional investors, especially retirement funds, play a decisive role, along with privatization, in the formation of capital markets. Institutional investors, even insurance companies and shared investment funds, are being developed and also contribute, in other countries such as Argentina, along with multilateral banks, to meeting the needs for long-term resources for companies and the building of infrastructure.

A central problem of capital markets is the lack of domestic savings in LAC countries. The other side of this coin, however, is

the existence of "Latin American banks," the large amount of private Latin American capital abroad, estimated to be between US\$200 billion and US\$300 billion.⁴ In order to channel this capital toward infrastructure projects in Latin America, local capital markets, preferably bond-type markets (fixed earnings), must be systematically and thoroughly developed.

The issuance of *bonds* abroad was the instrument that triggered the launching of LAC on the international capital market; the Brady initiative was an influential factor in this event.⁵ Long-term financing sources (at least 10 years) would have to come from bilateral agents such as the eximbanks of the United States and Japan or others such as Hermes in Germany or guarantees from these banks to commercial banks.⁶ On the Eurobond market, LAC is the region with the highest growth. Close to 145 Eurobond issues have been made during the period 1989-1992, involving US\$13.3 billion in nine currencies. In 1991, the five countries of the Region (Argentina, Mexico, Brazil, Venezuela, and Chile) that entered the bond markets up to 1991 took from bond issues about US\$7.2 billion, compared to US\$2.76 billion in 1990. In 1992 and 1993, the four first countries managed to take US\$12.4 billion.⁷

A similar alternative is the issuance of *convertible bonds*, which will surely be used by those companies that wish to facilitate the entry of foreign investors or the return of national capital that fled the Region in the past. This

convertible bond is a quasi-equity instrument that can be converted totally or partially into a specific number of common shares of the issuing entity. When these convertible bonds are viewed as equity, the debt-equity ratio and the financial position of the company are enhanced.

American Depository Receipts (ADRs) and *Global Depository Receipts (GDRs)* are negotiable certificates that operate and are quoted in the United States, in the case of the ADRs, or also in other markets, normally European, in the case of GDRs. They represent ownership of a specific number of shares in a company whose majority capital is not American for ADRs but can be registered or listed in U.S. markets (according to Rule 144A and Regulation S of the U.S. Stock Act of 1993). The issuance of ADRs is authorized by the U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) and involves various legal figures: the company issuing the largely non-American shares; a custodian bank that keeps control over the shares that guarantee the issuance of ADRs, agent for the U.S. depositary bank emitting them; the stock exchange of each country that follows up on and registers the quotes of the ADRs compared to their collateral value in each country; a securities deposit that registers the investors; stock market agents in charge of placement in each market; stock brokers and investors. By 1992, Mexico, Brazil, Chile, Venezuela, and Argentina participated in these programs through 30 companies. In 1994, 50 companies made

transactions with deposit securities, despite the losses recorded in several Latin American countries.⁸ Telephone, cement, oil, and power companies are the ones most likely to gain access to large markets through ADRs and GDRs.

The competition for financial resources on the financial market is increasingly stiff. It was estimated that, for LAC, the time slot to enter the capital markets was set for the early nineties, three or four years before others started competing for the same funds.⁹ In addition, there are indications that emerging markets, which grew threefold during the first years of the decade, are losing their international attractiveness. In 1994, it was estimated that investments and loans to the major emerging markets will amount to US\$177.6 billion. This figure entails a drop compared to the US\$205.1 billion in 1993. For 1995, it is estimated that there could be another fall, down to US\$150 billion. This stems basically from rising interest rates in the United States and growing concerns over the stability of developing economies.¹⁰

The growing share of developing countries in the world's energy market indicates that they exert considerable influence. The developing world took only six months to accumulate a total of 413 independent power generation projects for the installation of over 140,000 MW in 50 countries (16 of which in LAC), whereas in the United States it took one decade to accumulate independent power generation projects for 60,000 MW.¹¹

1.4 Financing privatization

Between 1990 and 1992, the governments of the Latin American region earned more than US\$40 billion for the sale of almost 1,000 of their companies. Mexico was the main privatizing country, with a total of more than US\$22 billion. The largest privatization programs were conducted in the services sector, often with the participation of transnational companies.¹² The privatization of banks, telecommunications, and airlines¹³ and, in some unique cases such as Chile, power utilities has prevailed over other sectors. As of 1992, privatization in the energy sector assumed greater importance in programs in Argentina.¹⁴

In addition to direct investment, debt conversion has been an important instrument for privatization. Debt conversion has been mainly used for the purchase of existing enterprises at discount rates. Therefore, the majority did not account for new investments but rather a change of asset ownership. A significant share of the debt-equity conversions have been associated to the privatization of public enterprises.¹⁵

2. Financing and Investments for Power Utilities

2.1 Investments and financing in the electric power sector and contribution structure in the seventies and eighties

In the seventies, electric power sector investments in LAC

rose from US\$6 billion (in terms of U.S dollars of 1989) to a maximum of US\$19 billion in 1982¹⁶ owing to heavy investments in hydropower stations and the widespread availability of funds in the world's financial system as a result of the need to recycle the high oil export earnings of oil-producing countries with low absorption capacity. The creditors and operators of this development have been the commercial banks, by means of loans to utilities at market rates. The state ownership of utilities reduced the risk for the creditor banks, until some States declared a debt-payment moratorium in 1982.

Since then, investments have fallen, down to US\$13 billion in 1988. At this time, multilateral banks entered the scene as the principal creditor and commercial banks virtually disappeared as a capital supplier. Project financing became very scarce. Loans from multilateral banks at preferential conditions, below market rates, over a longer time frame, and with extended grace periods were granted to the States and recycled to public utilities. When these loans were paid up, multilateral banks, first of all the World Bank, started negotiating to supervise the management of these same companies, including certain objectives and conditions in credit agreements. In addition to this intrusiveness, there was intervention by the IMF at the macroeconomic level and the different commercial bank groupings and creditor governments for restructuring the debt and the debtor countries' macroeconomic situation.

2.2 The situation of electric power utilities in 1980

On the basis of this background and with a somewhat limited restructuring effort in the eighties, the financial situation of the power utilities in the early nineties was far removed from the conditions normally qualified as sound, which generally display the following referential indicators:¹⁷

- Own debt-equity ratio: about 40/60%¹⁸
- Internal financing of projects: between 25 and 50%
- Coverage of debt-servicing: between 1.3 and 1.7

In 1990, the distortions were as follows:¹⁹

- High share of own capital (average 49%) because of important capital contributions by the governments (owners) in many countries by means of direct injection of funds or the absorption of debt and its servicing. Under normal circumstances, this ratio would be deemed adequate, although too costly for the high cost of own capital. In LAC this ratio did not indicate soundness. Quite the contrary, this ratio meant a high rescue intervention by the State to contribute the capital that was missing due to the lack of, or limited accessibility to, capital markets and multilateral bank loans, which in turn was the result of the lack of profitability and guarantee.

- Deterioration of self-financing from almost acceptable levels in the early seventies (average of 13%) to negative levels in the late eighties (average -93%). This meant that internal financing stemming from operating income had already been used up by debt-servicing.
- Debt coverage fell at the end of the seventies below one and, in the eighties, it stayed between 0.6 and 0.3.

2.3 *Emerging forms of financing as of 1990*

At the start of the nineties, the LAC power sector faced a huge investment need in addition to the challenge of recovering acceptable levels of soundness on the basis of financially stable structures.

The solutions that were formulated went beyond purely financial schemes and became involved even in the management of the companies. The need to restructure the electric power sector so that it could tackle the challenge of putting itself on a sound footing and making major new investments has been the driving force behind fundamental reform; in almost all countries the power sector has been subject to this imperative. Among these efforts, the most outstanding are the sector's restructuring and reregulation, as well as the opening up to private-sector participation.

OLADE and the World Bank suggested many options for new financing forms to attract private-sector interest in the power sector.²⁰

As of 1990, indicators (own capital-debt, internal financing of projects, debt-service coverage) have probably improved on average for LAC.²¹ Financial conditions improved, especially as a result of tariff increases, reduction of the debt burden, financial restructuring in the privatization process in some countries, and off-balance-sheet financing for power utility projects (BOO, leasing, etc.).

In March 1994, OLADE estimated that the proportion of electric power generation supplied by private-sector utilities, in the different schemes referred to above, amounted to almost 12%, although these utilities are already present in more than half of the Region's countries,²² and qualified this proportion as "incipient participation". It further stated that: "Percentage figures on the same order of magnitude are also found in distribution; as for transmission, it is not yet possible to make estimates but it is expected that the share of power capacity in private hands is even lower. It should be mentioned that private-sector participation in power generation of Latin America and the Caribbean will increase over the period 1994-1995."

Until the end of 1994, this increase was not significant, since the privatization that remains to be carried out in Argentina, the planned privatization in Peru, and the eventual privatization in Colombia and Ecuador have made no progress in terms of their respective schedules. It is expected, however, that the lagging pri-

vatization process and the announced privatization in Brazil will make considerable headway in 1995 and 1996.

In countries that have made progress in terms of privatization, implementing an open market model for power generation, the new capacity in power generation being commissioned in the coming five years continues to be financed by large contributions from multilateral banks (for example, World Bank and IDB). The contributions from consumers, internal funds, commercial banks, and own capital of shareholders appear to be merely secondary. This holds true for Chile and also for Argentina²³ where several large hydraulic and nuclear projects currently under construction being implemented by the Government will be connected to the grid around 1999. It is possible that these projects will be privatized before they are commissioned. The projects being carried out by private investors usually involve thermal generation and are short-term. Investors for transmission in these two countries are generally private, since the toll system ensures a certain return. Investments in distribution also tend to be private.

In those countries where liberalization is just beginning, such as Colombia, or where opening up is limited, such as Mexico, Costa Rica, and others, the financing scheme for new investments oftentimes involves build-own-transfer (BOT) or build-own-operate (BOO) schemes, along with power purchase agreements

(PPA), with the introduction of independent producers especially in thermal plants.²⁴ This also occurs in countries that do not show any notable progress in sector reform, such as Guatemala.

In countries such as Ecuador and Brazil, the lack of a clear definition of ongoing reforms has left several projects at a standstill.

In short, it seems that the private sector is not yet prepared to assume the risk of large investments such as large hydraulic works. These projects continue to be the target of heavy multilateral bank involvement. The question is: What role should the State play?

Smaller investments (thermal plants up to 200 MW) generally seem to be the object of BOT and BOO schemes, regardless of the regulatory framework.

In various countries, the efforts to integrate the surplus of

self-producers by fostering investments from these producers in self-production and cogeneration have been important and, to a certain extent, successful. This has occurred in countries with a total opening up (Argentina) as well as those with limited liberalization (Costa Rica) and those countries that have followed the classic structure (Guatemala).

2.4 Investment needs in the power subsector and current financing schemes

Despite the introduction of new rules and the application of new forms of financing, the power sector is still facing a wide financial gap. According to one OLADE estimate, in the years from 1991 to 2010, LAC will have to invest US\$466 billion.²⁵ This means an annual average investment of about US\$23 billion until 2010, according to the breakdown indicated below in Table 1.

The investment required involves an annual average of

US\$19 billion per year until the year 2000 and an average of US\$28 billion per year for the following decade. Annual investment requirements for the subsector are therefore more important than total foreign investment in oil, natural gas, electricity, mining, and telecommunications taken by LAC, which rose to US\$17.7 billion in 1992.²⁶

Multilateral banks have already self-imposed their share to no more than 20% of the volume of projects. With the stagnation of State contributions, this means obtaining an unprecedented magnitude of funds from the private sector, suppliers, customers, national and international capital markets, and commercial banks.

2.4.1 Corporate financing

With the incorporation and appearance of private power utilities, the financing structures of utilities have changed. The traditional sources of financing for the power sector were: multilateral banks (World Bank, IDB, CAF); commercial banks (for countries that have resolved their debt problem); governments and bilateral loans; suppliers' credit; granting of loans and capital contributions by governments; and the internal generation of funds by means of tariffs. Private enterprises do not have the same options, since government contributions, access to bilateral cooperation banks, and above all multilateral bank involvement are missing. In turn, a mature private enterprise, in terms of operation, financing, and services, looks for other options.

Table 1
Power Investment Needs in LAC
(million U.S. dollars)

POWER INVESTMENTS	1990-2000	2000-2010
MERCOSUR	83,465	163,217
ANDEAN GROUP	47,500	50,010
CENTRAL AMERICA	5,175	10,210
CARIBBEAN	2,009	2,562
MEXICO	41,250	38,210
CHILE	6,460	15,175
TOTAL	185,858	279,924

Some power utilities take their funds directly from the public.²⁷ Commercial and multilateral banks assume the role of facilitator, underwriting the operation for the issuance of debt, bonds, and shares that are traded on the international capital market. Instruments to gain access to international markets, once the external debt problems are resolved, consist of corporate bonds and shares, ADR and GDR mechanisms for indirect transactions of Latin American corporate or company shares. The interest in these instruments on the foreign capital market has already been confirmed. International private banks have developed specific activities to support power utilities.

Whereas the problem with international capital markets is the access, inside the Region the problem involves taking domestic savings and forming capital markets, for which there are two widespread systems: pension funds and the national banking system. In Chile, the privatization of power utilities with the involvement of pension funds (support by the capitalization of worker pensions in the same sector) has been decisive for the formation of capital markets. In other countries, these capital markets are not as yet well-developed. The domestic capital market can therefore be qualified as emerging.

Multilateral banks, through their specialized affiliates (IFC of the World Bank, IIC of IDB, CAF participation in transnational Andean companies, etc.), partici-

pate under certain conditions in the own capital of new enterprises or grant loans to private-sector projects (always as the lesser counterpart in companies with local or regional majority).²⁸ Moreover, multilateral banks provide their support by endorsing and guaranteeing the issuance of paper, which is an important element for developing the capital of companies.²⁹

Political risks can be insured by the World Bank's Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA), the U.S. Overseas Private Investment Corporation (OPIC), etc. The majority of developing countries have agreements with these agencies, aimed at defining the regulations and type of risk that the host country would like to insure with the MIGA.³⁰ With support from the OPIC, growth funds have been set up (to date for Russia, Asia, and Africa) to participate in project capital and the expansion of companies.

Other sources for corporate financing are private funds, regional investment funds, and even sectoral funds. These funds incorporate ADRs or power utility bonds into their portfolios. Finally, the power utilities of other regions seek shares in the Region's power utilities (LAC).

2.4.2 Project financing

Instead of the classical financing within the framework of the utility, project financing deals with a project as if it were an individual utility. This type of project

has its own financial structure, its own (risk) capital, and capital loans, etc., and therefore all the forms of corporate financing are available (see section 2.4.1). As the power utility takes over the project, it will have to be consolidated within the utility's balance.

This scheme already prevails in the power sector for financing large projects since the seventies and at present has, to a great extent, displaced the traditional corporate financing, which does not seem to be feasible because utilities and promoters of these projects do not have the financial capacity as corporations or individuals to guarantee the repayment of the loans.

In project financing,³¹ there is a sponsor who assumes the commercial risk, usually a power utility that plans to operate a generation station or a transmission line. In the case of joint ventures, two or more project sponsors, preferably local utilities, come together with companies from other countries or transnational companies.

To ensure economic viability, a power purchase agreement (PPA) is drawn up and signed; this is a long-term electricity purchase contract with power distributing utilities or large consumers, that is, a BOT or BOO scheme that is secured by a purchase contract.

A group of advisors advises the sponsor in legal, tax, and financial matters. A financial advisor from an international commercial or multilateral bank (for

example, IFC) builds the project's financial structure and, oftentimes, assumes the role of arranger, that is, he organizes the financial contributions.

There are a variety of potential financing sources: traditionally, export credit agencies (such as Eximbank of the United States) provide an export credit as the cornerstone for the structure. Important contributors of both own capital (but with a minority share) and loans can be the arrangers themselves, as well as multilateral and bilateral development banks (such as IFC, but also KfW³² of Germany, for example), and commercial banks. Following these, loan contributors include capital goods suppliers, large customers, etc. Those parts of the financial structure with the least coverage are underwritten by private banking groups (syndicates). The banks share the lesser parts of these loans, which have no guarantees due to the lack of liquid assets, etc., to minimize their risks (limited or non-resource financing).

Political risks are oftentimes covered by MIGA or OPIC, whereas commercial risks of suppliers can be secured by export insurance in the form of an endorsement or guarantee (by Eximbank or HERMES of Germany, etc.).

As a last resort, capital for large-scale projects come from capital markets as bonds or from commercial banks as loans. The main capital suppliers can facilitate this contribution in the form of underwriting.

There is a number of forms, structures, suppliers, and sources for project financing in sectors such as mining and petrochemical industry, and innovative structures are constantly appearing.

2.4.3 National specialized agencies: FEN in Colombia

In view of the situation in the early eighties (debt problem, investment needs, evolution of the local financial market), Colombia's National Energy Financial Corporation (Financiera Energética Nacional--FEN) was set up in 1982; it was aimed at financing investment projects or programs in the power sector.³³

In the eighties, the FEN obtained considerable resources in foreign currencies for power sector investments. Since 1990, the main function of FEN has been financing the sector's debt service, granting direct credits with resources from Colombia's domestic private savings.

In the new framework of permitting the private sector to provide public energy service since 1992, the role of the FEN has been to guarantee the contracts that private-sector generators subscribe with entities in charge of buying and/or marketing energy. In order to develop public interest projects, the Colombian Government, through the FEN, grants to private generators guarantees for a maximum period of 15 years and up to the value of the contract (for example, the Barranquilla plant of CORELCA and a Colombian-Spanish consortium). There

are other mechanisms by means of which the FEN can invest in companies, promote their creation, provide advisory services, etc.

2.4.4 New multilateral bank mechanisms: GEF, MIF, cooperation with private sector

The Global Environment Facility (GEF) provides, among others, nonreimbursable funds for investment projects involving incremental costs to reduce global environmental damage. Among the four central areas being focused on by the GEF, the reduction of greenhouse gases could be applicable to electric power generation projects.

The Multilateral Investment Fund (MIF) was established by 21 member countries of the IDB. This fund has two major goals. The first, "to reduce social costs stemming from the transition to an open market economy," does not directly apply to the sector. The second, "to promote private-sector activities, improve the efficiency of public-sector institutions, and help companies enter the world market," however, can help open up a space for cofinancing certain sector investments.

One alternative would be the joint operation of multilateral banks and the private sector. As mentioned before, the multilateral banks historically have made loans for the governments of their member countries or loans underwritten by their governments. This has prevented direct loans for the development of private-sector

energy projects and led multilateral banks to make loans for the private sector, as in the case of the IFC. Nevertheless, the World Bank and the IDB have developed a method for financing private energy projects by providing resources through a local government fund. This scheme was tested for the first time in Kingston, Jamaica, in the Rockfort project with a capacity of 60 MW and diesel motors, with the Jamaica Private Power Company through the National Investment Bank of Jamaica. This scheme was based on the 1,300-MW Hub River project in Pakistan, where funds will be transferred from the World Bank to the Private Sector Energy Development Fund of Pakistan, although the complete financial scheme has yet to be finalized despite the fact that the project is already under construction. The experience of the Rockfort project will serve as a model for other projects, such as the 250-MW project being analyzed in the Dominican Republic.³⁴

Among the other financing options that are available for the sector, there are the use of local capital markets or the development of these markets where they do not exist, including the placement of bonds on the market; the use of leasing schemes for new equipment and installations, involving foreign and local financial resources and agents; the promotion of joint ventures between new and existing power utilities and local and foreign investors; the promotion of alternative independent energy projects and cogenerators; the promotion of de-

mand-management and rational use of electricity projects or demand-side management (DSM); the establishment of conditions for operating ESCOs and mutual funds; the arrangement of schemes for converting external debt into new investments; the increased financial participation of new and existing customers for expanding the system (including anticipated energy purchase contracts); and the sale of part of the assets of power utilities, as indicated below.

The solutions have to be developed in stages. Regarding private-sector projects, the option closest to the traditional one would be the one referred to above involving multilateral banks for private-sector projects. Nevertheless, these agencies do not finance the entirety of the needed resources and, therefore, other sources have to be considered. Regarding external contributions, the availability of capital stemming from international markets can be developed in stages, thus enabling the investor base for the sector to be enlarged.³⁵ The first stage is characterized by portfolio investments and the issuance of bonds and other debt instruments; the second by specific and direct investments in privatization processes; the third by public or private placement of debt or shares in specific projects or companies, with operations in both national and international capital markets; and the fourth by the sale of financial assets from one investor to another on a secondary basis, with the idea of broadening the investment capital base to meet long-term requirements.

2.4.5 *New agents: project developers, independent power producers, and ESCOs*

Due to the opening up of electric power markets, opportunities have emerged permitting new protagonists to gain access to the scene, some of which have arisen from other realities, such as the current situation in industrialized countries. These new players in the power subsector are the so-called project developers, the independent power producers, and the energy services companies, known as ESCOs.

Project developers: Project developers are those companies that look for investment opportunities on the local and international market and bring together the necessary and most suitable participants to develop a project, that is, the concession holder, the main investor, the financing sources, the operator, the builder, the suppliers of equipment, services, and fuel (where applicable), the company that is about to purchase the energy generated, and the one that accepts to receive the new energy installation in the case of a cogeneration project.

Independent power producers: The independent power producers are those who operate like the ones described above but who remain on the project as operators and owners of a part of the installation. This type of player has substantially increased its share of the market in the United States.³⁶ Since 1980, the capacity of independent industry has increased 19% per year, amounting to

43,000 MW currently in operation in 1992; in the 1990-1991 period these independent companies installed almost 11,500 MW. It was the first time that the additional capacity installed by the independent companies was greater than that of the traditional concession holders installed over the same period.

ESCOs: In order to understand how energy service companies operate, it should be recalled that there is a great deal of energy and power capacity savings in each energy user system. With a certain amount of investment in the user system to materialize this potential, investments for expanding the supply system could be superfluous, at least partially. Meanwhile, there is a situation of competition between new megawatts and "negawatts".³⁷ In demand-side management and least-cost planning schemes, oftentimes demanded by the regulatory agency, power utilities in the United States started negotiating with the customer to reduce power demands. There are now a wide range of programs: information and advisory services for the customer; tariff-setting measures to promote savings; the "purchase" of the customer's energy savings; and the "sale" of energy savings.

3. Renewable Energies (RE)

If we omit Brazil's biofuel program, it is evident that, in the past, international technical cooperation,³⁸ especially from the United States, Germany, and Europe, concretely The Netherlands, supported small installa-

tions, whereas the World Bank and the IDB focused their efforts on the larger stations. This is how the current level of renewable energies was achieved in LAC. Nevertheless, it must be admitted that the current level continues to be unsatisfactory, except for hydro-power and geothermal energy use.³⁹

It seems, nevertheless, that a new stage is being initiated. The large number of conferences dedicated to this issue is proof of this new beginning. The conditions for stations in the megawatt range have improved considerably. The political reforms for the sector's structure, especially the admittance of different agents for electric power generation, as well as the opening up of the transport network, are providing new possibilities for the integration and remuneration of self-producers, producers of cogenerated energy, and private developers of small power stations. Nevertheless, it should be noted that the conditions, especially the payment of energy delivered, continue to be deficient, compared with Germany, for example.

For the future development of renewable energies, a greater effort from the United States and eventually other industrialized countries seems to be more important than political structure reforms by themselves. In the United States, there has been a coordinated action by the U.S. renewable energy industry, the U.S. Department of Commerce, the U.S. Department of Energy, technical cooperation (USAID),

research institutes, independent project designers, and nongovernmental organizations.

With the participation of the agency in charge of promoting exports and multilateral development banks, they have launched an offensive to promote renewable energies in Latin America (with American technology) by establishing the Renewable Energy in the Americas Initiative (REIA), aimed at supporting the identification, evaluation, financing with guarantees, implementation, and technical training for renewables. The possibility of implementing solar, geothermal, wind, and other installations whose size is not over 10 megawatts has increased considerably because there are now no shortage of promoters, financiers, know-how, or marketable technology.⁴⁰ This has taken place apparently under the expectation that renewable energy technologies will become, in the future, a large new market. This view is not only supported by the Vice-President of the United States but also Japanese industry. It seems that Japan has decided to follow the lead of the United States and to invest considerable amounts in developing commercial renewable energies. World Bank estimates support these expectations of an exponential development of renewable energy technologies. Even commercial banks are starting to show interest when projects reach a size justifying trading costs.

The high development expectations for this market, duly supported, do not extend, however, to renewable energy technologies

in smaller units, for example, in a small photovoltaic plant designed for a decentralized energy supply. The mass dissemination of these installations depends on technical cooperation support and the State, although support should be provided under schemes that are different from those of the past. Participatory approaches supported by the interested parties have already proven to be successful.⁴¹ IDB has developed a financing program that is similar to a successful concept in Asia (FINESSE). To reach dimensions that are attractive for financing, various individual projects need to be brought together under a single package.

The World Bank is cooperating with various players to identify and prepare solar energy projects that meet the necessary requirements to receive Global Environment Facility financing and funds from other sources.⁴²

4. Rational Use of Energy

The energy policy of the majority of the LAC countries continues to be strongly supply-oriented. The burden entailed by the investment problem, its handling, and oftentimes even the willingness to adopt political measures for restructuring and privatization due to lack of resources confirms this interpretation. Although it has been acknowledged that rational use of energy can substantially reduce the investment problem, that there is a high potential, and that profitability is excellent, investments in rational use of energy are slow in coming.

In a few countries, among which Chile, Costa Rica, and Colombia, seminars and conferences merely pay lip service to rational use of energy policy. Demand-side management (DSM), rational use of electricity (RUE), and least-cost planning (LCP) do not play an important role in the regulatory concepts established especially for the power sector within the framework of the policy of structural reform. The regional discussion on RUE, DSM, LCP, and ESCOs is essentially stoked and supported by international technical cooperation from the European Union, the United States, and Germany⁴³ (see section 2).

Contracting, which involves an engineering firm offering a guarantee on the increased efficiency it will provide and charges for its services on the basis of the value of these earnings, is also used as a system for retrofitting power plants.

RUE and LCP schemes have become sufficiently consolidated in some industrialized countries (mainly in the United States and Canada) to provide the market with a wide variety of specialized services through ESCOs in exchange for a part of the profits achieved by their customers in terms of energy and power savings, including design, purchase, turnkey installations, operation, and a wide range of complementary services aimed at providing an efficient and effective operation of integrated DSM and RUE systems. In most cases, the ESCOs also provide all the necessary financial resources and

assume the entire risk for long-term implementation and operation. In other cases, they offer their customers broader services, even for other energy sources, such as natural gas and new energy sources, more reliable energy supply systems, which could require exclusive generation facilities and distribution lines.

They can also provide services to power utilities, such as the sale of "negawatts" or advanced metering and instantaneous electricity billing systems, in addition to handling other forms of outsourcing of power distribution utilities. In addition, some ESCOs have no linkage whatsoever with power utilities: the only thing they wish to receive from the power utilities is their non-interference against ESCO initiatives and actions; that is, they wish power utilities to keep away from this business and allow them to work freely.⁴⁴ They frequently arise in the industry of monitoring equipment and engineering consulting firms and almost always work with subcontracting or outsourcing schemes.

The basic argument of the ESCOs is that some of the so-called "barriers to the penetration of new energy technologies in the market"⁴⁵ would be immediately surmounted if programs were implemented under their own responsibility. In other words, the need for information on technologies would be diminished and financing would be an exclusive problem of the ESCOs. The ESCOs themselves would be in charge of involving the necessary protagonists and assuming the

risks of the results that would be spread in various projects. By the very nature of private-sector initiatives, only those measures that were sufficiently attractive in economic terms would be applied without any need for additional incentives or subsidies.

Another argument by the ESCOs is that the establishment of a revolving fund for use by these companies would be a suitable solution to resolve another problem that multilateral banks must face to apply DSM and RUE measures: projects must have a significantly smaller scale than that of the traditional energy supply projects that the banks are used to deal with. It would also be advisable to immediately reduce state participation in the power sector in many developing countries, regardless of the progress made by ongoing reforms.

One financing modality being used for financing the application of DSM and RUE measures in Mexico, Jamaica, and Pakistan is revolving funds. These schemes or variations thereof can be used for other energy projects, from either the power subsector or the oil and gas or renewable energy subsectors. These funds are managed by local financing or leasing institutions and involve resources obtained on the local market complemented by funds provided by multilateral banks such as the World Bank, IFC, or IDB. The fund's resources are transferred to the power companies or ESCOs (see section 2) which implement the turnkey measures or, alternatively, carry out leasing operations

directly with the energy consumer. As mentioned in section 2, one argument in favor of the establishment of these funds is the fact that they can become an adequate solution for resolving another problem that multilateral banks must tackle to implement projects that are significantly smaller than the traditional projects to which they are accustomed. Multilateral bank transfers for the establishment of funds would represent larger-scale financial operations, bringing together various projects, instead of dealing with individual projects one by one. If the funds are used by the ESCOs, it would also be an immediate way of diminishing state participation in the power sector in many developing countries, regardless of progress achieved by ongoing reforms.

5. Conclusion: Incidence of New Financing Modalities on Sustainable Development

There are new forms of financing in the electric power sector of LAC that are already being applied. Nevertheless, these innovative schemes are restricted to medium-sized and small projects (typically around 100 MW of thermal generation). Ongoing larger projects still display a conventional financial structure. Complex project financing schemes until now have been applied to the mining and petrochemical sectors. In the countries as a whole there is still a large amount of barriers to the involvement of private investment, with all its options.⁴⁶

To the financing difficulties that imply lags in the implementa-

tion of investments that have already been scheduled must be added further difficulties stemming from the investments that will be needed for development programs aimed at meeting the needs of both marginal urban and remote rural communities in terms of health, education, housing, and social infrastructure and the more sophisticated forms of energy-intensive consumption that goes hand in hand with economic growth.

The fact that the financial problems of power utilities led to a rebirth of thermal generation within the framework of innovative schemes means that these are not neutral in environmental terms. The installation and operation of small and medium-sized thermal generation units, especially base-load diesel plants, despite their long-term economic and environmental inferiority, leads to the conclusion that certain new forms of financing in the power sector do not contribute to, and are insufficient for, meeting sustainable development requirements.⁴⁷

Notes

1. As in the case of Argentina, which over the last few years transferred to the private sector 56% of total electric power generation, 100% of 500-kV lines, 80% of transmission capacity in regional grids, and 43% of distribution (in terms of power capacity demand).
2. Edison Ortiz-Durán, "Capital Market Instruments for Electric

- Power Utilities," prepared for OLADE, Quito, February 1993.
3. Ortiz-Durán, op. cit.
4. See Pedro-Pablo Kuczynski, "International Capital Flow to Latin America: What is in the Promise?" *Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Policy 1992*, Washington, 1993, page 323.
5. Ortiz-Durán, op. cit.
6. R. Luiz, "Fuentes de Financiamiento para el Desarrollo de Generación Eléctrica Privada," Brazil-U.S. Seminar on Electric Power Development, World Energy Council (WEC)-National Brazilian Committee-U.S. Energy Association, Rio de Janeiro, April 27-28, 1992.
7. Ortiz-Durán, op. cit., and ECLAC, *Economic Panorama of Latin America 1994*, Santiago de Chile, 1994, page 14.
8. ECLAC, op. cit., page 10.
9. Ortiz-Durán, op. cit.
10. Tim Carrington, "Emerging Markets Lose International Attractiveness," *The Wall Street Journal Americas*, Washington, D.C., December 16, 1994.
11. Ortiz-Durán, op. cit.
12. See ECLAC, *Promoting Direct European Investments in Latin America and the Caribbean: A Field for Cooperation*, Santiago de Chile, November 11, 1993, page 15.
13. See Robert Devlin, "Privatization and Social Well-Being," *ECLAC Review*, April 1993, page 160.
14. See IDEE, "The New Regulatory Frameworks in the Energy Sector of Argentina," mimeograph, May 1993, pages 41-90.
15. ECLAC, *Promoting Direct European Investments*, op. cit., page 15.
16. See OLADE, *The External Debt of the Energy Sector of Latin America and the Caribbean*, Quito, 1988.
17. The World Bank's experience can be cited, as stated in the joint OLADE-World Bank paper *Evolution, Situation and Perspectives of the Electric Power Sector in the Countries of Latin America and the Caribbean*, December 1991, as well as the classical financing rules in the countries of Europe.
18. A higher debt share (up to 90% and more like the EDF case) is only feasible in a State that underwrites the credit risk.
19. See OLADE-World Bank, op. cit.
20. See OLADE-World Bank, op. cit., page 55.
21. There was no update of the OLADE-World Bank study;
- this is an appraisal stemming from World Bank studies.
22. OLADE, "Structural Reforms and Private-Sector Participation in the Electric Power Sector: Current Situation, Benefits, and Potential Risks," Quito, March 1994.
23. World Bank, LACTD, *Reforms and Private Participation in the Power Sector of Selected LAC and Industrialized Countries*, Vol. II, Argentina, page 41, and Chile, page 28.
24. See World Bank, LACTD, *Reforms*, op. cit., Vol. I, Annex.
25. OLADE, *Energy Prospects and Economic Development in the 21st Century*, Quito, June 1993.
26. See OLADE, *Reforming, Restructuring, and Regulating the Electric Power Subsector of Latin America and the Caribbean*, Central Topic of the XXV Meeting of Energy Ministers of OLADE, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago, November 1994.
27. See Edison Ortiz-Durán, "The Access to Capital Markets: Possibilities, Instruments, and Constraints," *ENERLAC 93 Proceedings*, OLADE, 1993.
28. See Chapter 4 of W.A. Delphos, *Power Money*, USECRE and NREL, Washington, 1994.
29. See the papers of panel 2.1 of *ENERLAC 93 Proceedings*, OLADE, 1993.

30. For a critical appraisal, see S.A. Behrens, "Cheaper Energy at Lower Cost," *Energy Policy*, January 1992.
31. See Special Supplement "Project Financing in Latin America," July-August 1993, *Latinfinance*, September 1993.
32. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).
33. See Sara Ordóñez, "Domestic Savings Prospects for Financing the Electric Power Sector: The Case of Colombia," paper in *ENERLAC 93 Proceedings*, OLADE, Quito, 1993, page 20.
34. Lee M. Goodwin and Thomas Hoffman, "Creative Financing for International Independent Power Development: Case Study of the Jamaica Rockfort Project," *Reid & Priest International Business Transaction Newsletter*, November 1994.
35. OLADE, *Reforming, Restructuring, and Regulating the Electric Power Subsector in Latin America and the Caribbean*, op. cit.
36. Marc Cox, "Trends in American Electric Power Industry," Brazil-U.S. Seminar on Electric Power Development, op. cit.
37. The purchase of "negawatts" involves the payment of electric power concession holders to their customers or representatives (such as ESCOs) so that they will implement DSM and RUE programs on the basis of consumption or power capacity reduction proposals, under the same competitive conditions as the proposal for the sale of energy by independent producers or cogenerators.
38. See the example of Bolivia in Miguel Fernández, "Renewable Energies in Bolivia: The Tip of the Ball of Wool or the End of the Skein?" *PROPER-GTZ Proceedings of the First International Seminar on Renewable Energies*, 1994.
39. This was the general tendency of the REIA 94 Conference, shared by the country representatives and the financial agencies (World Bank, IDB). On the reasons for this, see also K. Kozloff and S. Olatokumbo, *Rethinking Development Assistance for Renewable Electricity*, World Resources Institute, Washington, November 1994. Also see K. Pertz, *Study in Competition between Conventional and Renewable Energy Systems*, GTZ, Eschborn, 1992.
40. See W.A. Delphos, "International Business Executive's Guide to Government Resources," *Power Money*, Washington, 1994.
41. The projects conducted in the Dominican Republic (implemented by the U.S. nongovernmental organization ENER-SOL) and Bolivia (with the participation of PROPER, supported by Germany and implemented with the GTZ) are considered to be exemplary. See also Kozloff and Olatokumbo, op. cit., page 30 and P. Rosenthal, "Verbreitung regenerativer Energie in Bolivien, Fachtagung Ländliche Elektrifizierung," unpublished paper, GTZ, 1993.
42. See World Bank, *Annual Report 1994*, page 64.
43. Through the GTZ, Germany has promoted, for example, rational use of energy projects in Chile, and Costa Rica; other projects are being prepared. The European Commission has added various OLADE initiatives such as the one in Central America, for example (especially Costa Rica, Nicaragua, and El Salvador) for the implementation of DSM and RUE improvements.
44. See Arnaldo Vieira de Carvalho Jr., "Report on Participation," The World Bank Energy Efficiency Roundtable, Washington, September 14-15, 1994.
45. See OLADE-EC, "Report Stage 4: Identification of Measures and Elaboration of a Plan of Action in San Jose, Costa Rica," DSM and RUE PIER Project, September 1993, Quito, Ecuador.
46. See OLADE, *Economic Efficiency and Private-Sector Participation: Key Element for the Recovery of the Energy Sector*, Quito, August 1993.
47. Regarding this, see considerations on the issue in the document in "Conceptual Bases for the Energy and Development Project," OLADE-ECLAC-GTZ, Quito, January 1995.