



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

**ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO
DEL SECTOR ENERGETICO DE
AMERICA LATINA Y EL CARIBE**

- SUBSECTOR ELECTRICO -

Quito, Noviembre de 1989

INDICE

	Página
RESUMEN EJECUTIVO	i
1. INTRODUCCION	1
2. DIAGNOSTICO	5
Consideraciones generales	5
El origen de la crisis financiera del subsector eléctrico en la Región	6
Tipología de la crisis	27
Algunas medidas adoptadas	28
3. PROPUESTAS DE POLITICA	31
Perspectivas de las fuentes tradicionales de recursos externos al sector	31
El planteamiento central: principales criterios de la política financiera	33
Algunas estrategias para el financiamiento del subsector eléctrico	37
ANEXO ESTADISTICO	49

RESUMEN EJECUTIVO

1. LA SITUACION FINANCIERA DEL SUBSECTOR ELECTRICO

El subsector eléctrico en los países latinoamericanos y del Caribe atraviesa una difícil situación financiera que no presenta perspectivas de mejoría; por el contrario, las tendencias y proyecciones indican, en términos generales, la persistencia de las dificultades financieras actuales. En gran medida la mayoría de las empresas eléctricas de la Región se encuentran en dificultades para cubrir el servicio de sus deudas e incluso sus costos de operación, lo que trae como resultado serias limitaciones para satisfacer las necesidades de inversión a efectos de atender el crecimiento de la demanda.

Si bien se han hecho notorios esfuerzos para enfrentar la crisis económica, sólo en contados casos la misma se ha abordado de manera integral, ensayándose la mayoría de las veces soluciones parciales que, antes que resolver el problema, lo han dilatado y, en ocasiones agravado.

El papel estratégico del subsector, dada su incidencia en el desarrollo económico y social, determina la necesidad de buscar una solución para la crisis financiera por la que atraviesa, ya que la misma amenaza seriamente al suministro de electricidad en el futuro inmediato, tal como lo demuestran los recientes problemas de abastecimiento de energía eléctrica producidos en algunos países de la Región.

Las causas que originaron la crisis financiera del subsector eléctrico, muchas de las cuales aún prevalecen, fueron múltiples y se manifestaron de diversas formas en los países de la Región. En términos generales las mismas se deben a factores de carácter endógeno al propio sector energético, así como a otros exógenos al mismo, vinculados con las políticas económicas nacionales y con los cambios ocurridos en la economía internacional.

1.1 Problemas Endógenos del Sector

Planeamiento deficiente del sector. Generalmente se ha partido de proyecciones de demanda y planes de expansión de los sistemas eléctricos que no han reflejado adecuadamente la situación económica y sus perspectivas, las restricciones financieras y el alto grado de incertidumbre en algunos parámetros importantes. Como resultado, se han descuidado en menor o mayor grado las posibilidades de gestión de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica, así como el análisis de la relación costo-beneficio de atender distintos tipos de demandas con diferentes niveles de calidad de servicio; se han manejado frecuentemente valores inadecuados de ciertos parámetros críticos para determinar los planes de inversión, como por ejemplo, el nivel de confiabilidad; no se ha mantenido en muchos casos un adecuado equilibrio entre las inversiones en generación, transmisión y distribución, así como el balance entre la construcción de nuevas plantas y los programas de mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura existente. Estos factores en su conjunto afectaron la eficiencia económica del sector y la utilización racional de los recursos financieros.

Generación insuficiente de excedentes operacionales. Este problema se explica fundamentalmente por bajos niveles de ingresos y por la baja eficiencia operacional. Las tarifas han presentado, en términos generales, rezagos importantes con respecto a los costos de operación y expansión del servicio debido fundamentalmente a criterios de política relacionados con la tasa de inflación interna y la necesidad de subsidiar el acceso y suministro del servicio a usuarios de bajos ingresos. La baja eficiencia operacional fue determinada generalmente por excesos de contratación de personal, deficiencias administrativas y despachos subóptimos de carga, entre otros aspectos, lo que fue fomentado en gran medida por las facilidades existentes en la obtención de créditos externos y de transferencias gubernamentales y sectoriales durante los años setentas.

Alta dependencia de recursos externos para las empresas. La necesidad de recursos externos se acentuó debido a la baja generación de recursos internos, haciendo muy vulnerable a las empresas frente a variaciones en las condiciones externas. Se produjo un **sobreendeudamiento en moneda extranjera** debido a la fuerte utilización del crédito externo para satisfacer las necesidades de financiamiento de las inversiones en el mediano y largo plazo, y también para cubrir los gastos en divisas requeridos por las importaciones de equipos. Esta situación ha expuesto a las empresas a una serie de riesgos derivados del movimiento en las tasas de interés; la fluctuación del tipo de cambio de las monedas nacionales frente a las divisas en las que se contrajo la deuda; y la disminución o interrupción del flujo crediticio. Asimismo, se efectuaron en algunos casos **importantes transferencias gubernamentales** que adoptaron la forma de aportes del presupuesto, transferencias o préstamos blandos de las empresas petroleras estatales y otros mecanismos de subsidios, así como también precios diferenciados de los combustibles. Los altos niveles que alcanzaron estas transferencias en algunos países tuvieron como consecuencia una considerable dependencia de las finanzas de las empresas en la continuidad de este tipo de financiamiento, a expensas del debilitamiento de la generación interna de fondos.

Problemas institucionales. Estos han contribuido a las dificultades financieras de algunas empresas del sector, contándose entre los más importantes la distribución desigual de mercados entre las empresas, la inadecuada fijación de tarifas de venta en bloque y la inexistencia de mecanismos de transferencias financieras intrasectoriales, que permitieran un mejor equilibrio del subsector eléctrico en su conjunto.

1.2 Los Efectos de las Políticas Económicas Nacionales

La recesión económica, que ha afectado a la mayoría de las economías latinoamericanas y caribeñas en la década presente, redujo considerablemente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Esta situación disminuyó los ingresos esperados de las empresas del sector, lo que afectó de manera especial a los sistemas predominantemente hidráulicos y, en especial, a aquellos que habían desarrollado o estaban desarrollando nuevos proyectos de gran tamaño.

El efecto de las **devaluaciones masivas** de las monedas nacionales, que se adoptan como parte de los programas de ajuste económico implementados por gran parte de los países de la Región, encarece el servicio de la deuda y el valor de las

importaciones de equipos y repuestos expresados en moneda local, generando un desequilibrio en las finanzas de las empresas, el que con frecuencia se ha corregido sólo parcialmente, en forma no sistemática y con algún retraso.

La aceleración de la inflación. En muchos países de la Región se ha acelerado considerablemente el proceso inflacionario en algunos períodos de la presente década. En estos casos se ha hecho difícil mantener o incrementar el nivel real de las tarifas, tanto por rezagos en el proceso de ajuste de las tarifas nominales, como por el hecho de que su elevación ha entrado en conflicto con las políticas antiinflacionarias adoptadas en algunos de ellos. En particular, varios países han adoptado en distintos momentos congelaciones o bajos ritmos de ajuste de las tarifas de servicios públicos, de los precios de los combustibles y de otros precios controlados por el Estado, como parte de sus programas antiinflacionarios, conduciendo al deterioro en términos reales de las tarifas durante algunos períodos de la década.

El déficit fiscal y el deterioro financiero de las empresas estatales petroleras. La mayoría de los países de la Región han afrontado en la presente década considerables problemas en sus finanzas públicas. En algunos casos, desde finales de los setentas se habían generado niveles de déficit fiscal incompatibles con la estabilidad económica. En otros, especialmente en los países exportadores de petróleo y los que derivan una parte importante de los ingresos corrientes de la nación de impuestos al consumo de derivados al petróleo, estos problemas se generaron como consecuencia de la baja en los precios internacionales del petróleo. Además, en casi todos los casos los problemas fiscales se acentuaron (o se produjeron) como consecuencia de la denominada crisis de la deuda externa. En estas condiciones, casi todos los países de la Región se han visto obligados a reducir el déficit fiscal, como parte de sus programas de ajuste, y con ello se han hecho más difíciles las transferencias del presupuesto nacional a las empresas del sector eléctrico. Asimismo, la baja de los precios del petróleo ha deteriorado las finanzas de las empresas petroleras estatales, obligando a reducir o haciendo más difícil sus transferencias y subsidios a los combustibles en favor de las empresas del sector eléctrico, en los casos en que dichos aportes se han producido.

1.3 Problemas Asociados con los Cambios en la Economía Internacional

Deterioro del financiamiento externo. Sus principales manifestaciones son los inadecuados plazos de amortización y períodos de gracia de los préstamos otorgados por la banca comercial y, en menor medida, de los que conceden los organismos de financiamiento multilateral, y el incremento de las tasas de interés de los créditos. La combinación de ambos elementos aumentó las cargas financieras, sobre todo en los casos en que predominaron los proyectos de más larga maduración (especialmente los hidroeléctricos), y ha deteriorado los indicadores del servicio de la deuda de las empresas. En este punto es conveniente recalcar el principio, ya admitido internacionalmente, de la corresponsabilidad en la generación de la Deuda Externa de los países de la Región.

Las fluctuaciones de las paridades de las monedas en que están nominadas las deudas y especialmente la devaluación del dólar frente al resto de las monedas de los países industrializados, tuvieron graves implicaciones para el comportamiento de la deuda externa y su servicio, no sólo en términos cuantitativos al incrementar el

saldo adeudado medido en dólares, sino también por el hecho de que genera serias distorsiones en la contabilización real de los flujos de recursos que se mueven entre acreedores y deudores. Como promedio para la Región, el saldo de la deuda externa pública se incrementó entre 1982 y 1987 en un 61% adicional a los flujos netos recibidos, debido fundamentalmente a la fuerte devaluación del dólar en dicho período.

La reducción de los flujos de financiamiento externo que se produjo a partir de 1983 acentuó los problemas financieros del sector y dificultó la contratación de nuevos créditos con fuentes privadas y oficiales. Paralelamente, en virtud de la estrategia implementada por los acreedores bancarios, los nuevos créditos para América Latina y el Caribe prácticamente se suspendieron, supeditándose los nuevos desembolsos a los acuerdos obtenidos en el marco de procesos de renegociación. Al mismo tiempo se mantuvo la exigencia en el pago del servicio de la deuda, lo cual trajo como resultado una importante transferencia neta negativa de recursos en los países de la Región, la que en algunos casos alcanzó al sector eléctrico transformándolo en exportador neto de capitales.

2. EL PLANTEAMIENTO CENTRAL DE OLADE

En el cuadro adjunto se sintetiza la propuesta central sobre lineamientos generales de política para el financiamiento del sector, basada en las perspectivas que se visualizan con criterio realista en relación con las principales variables que determinan el problema.

2.1 Perspectivas de las Fuentes Tradicionales de Recursos

Los aportes gubernamentales y las transferencias de otros sectores, como tendencia general, continuarán disminuyendo debido al deterioro de las finanzas públicas, la aplicación de programas de ajuste basados en la disminución del déficit fiscal y la disminución de los eventuales excedentes en las **empresas** petroleras estatales, que también deben preocuparse por sostener un **adecuado** volumen de inversiones y en ocasiones atender otras demandas de los **gobiernos** para el financiamiento de actividades prioritarias en los diferentes países.

El **financiamiento interno** a través de la captación del ahorro nacional presenta también perspectivas de obtener una cuantía de recursos reducida en relación con las necesidades financieras del sector, tal como ha sucedido en el pasado. Básicamente, esto se debe a las restricciones en cuanto a la magnitud del mercado interno de capitales y a la presión sobre las tasas de interés que puede provocar una fuerte demanda de recursos como la que tendría el sector eléctrico.

El **financiamiento externo bancario** será limitado porque la banca comercial tiende a reducir su exposición frente a los países de la Región, restringiendo sensiblemente el flujo de nuevos créditos, sobre todo en países y sectores con un elevado monto de deudas vencidas y problemas de solvencia. Por otra parte, existen en muchos países limitaciones internas de las empresas del sector, en función del nivel de sobreendeudamiento en el que se encuentran, a las que se adicionan las condiciones poco favorables de estos créditos para el sector, principalmente en cuanto a plazos y tasas de interés.

PLANTEAMIENTO CENTRAL SOBRE POLITICA DE FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

PERSPECTIVAS		PROPUESTAS DE POLITICA
1. Inversión	Restricciones debidas a la situación de las empresas y dificultades macroeconómicas	1.1 Racionalización de la inversión 1.2 Priorizar la inversión frente al servicio de la deuda
2. Aportes Internos		
2.1 Gobiernos	Dificultad de mantenimiento debido a problemas de finanzas públicas	2.1 Tender a anular los aportes gubernamentales salvo excepciones bien definidas y justificadas
2.2 Transferencias de otros sectores (petróleo)	Podrán sostenerse en ciertos casos de acuerdo a las condiciones del subsector de hidrocarburos	2.2 Considerar en términos generales para la Región que la magnitud de estas transferencias será baja
3. Financiamiento Interno	Mercado interno de capitales restringido e insuficiente para las necesidades del sector	3.1 Captación reducida de ahorro nacional
4. Financiamiento Externo	Restricciones del mercado internacional de capitales y limitaciones de endeudamiento en las empresas eléctricas	4. Equilibrar flujo neto de capitales (opción mínima) o la transferencia neta de recursos (opción máxima)
4.1 Banca Comercial	Tendencia a reducir la exposición y por lo tanto a restringir nuevos créditos Inconveniencia de esta fuente para el sector	4.1 Reducción y estructuración de la deuda vencida. Contratación limitada de nuevos préstamos
4.2 Banca de Desarrollo	Aceptación de sostener flujos netos positivos para el sector. Seguirá siendo la principal fuente de recursos externos aunque limitada	4.2 Lograr transferencias netas positivas o al menos nulas
5. Generación interna de recursos	De confirmar las tendencias será insuficiente	5. Tender a equilibrar la generación interna de recursos con los requerimientos de inversión
5.1 Gastos operacionales	De no mediar correctivos la eficiencia operacional será baja	5.1 Aumentar la eficiencia de las empresas
5.2 Ingresos Operacionales	Si se mantienen los retrasos tarifarios serán totalmente insuficientes	5.2 Incremento de ingresos. Mejoras estructura tarifaria

Los créditos de organismos bilaterales y multilaterales de financiamiento, aún cuando en términos relativos probablemente constituyen la mayor fuente de recursos externos, la magnitud de los mismos que dichas instituciones destinarán al sector energético en los próximos años será limitada en relación con las necesidades de inversión del subsector eléctrico; además es necesario tener en cuenta las limitaciones ya señaladas, en la capacidad de endeudamiento de las empresas. En principio pueden esperarse volúmenes de crédito que permitan al menos equilibrar el flujo neto de capitales o las transferencias netas de recursos, las que inclusive deberían llegar a ser positivas. Cabe señalar que, aun con el incremento de recursos de los entes financieros, como es el caso del BID, los mismos podrían no ser colocados totalmente debido a la posibilidad de una mayor condicionalidad.

La **generación interna de fondos**, de persistir las tendencias observadas resultará insuficiente para atender la expansión de los sistemas eléctricos, comprometiéndose seriamente los programas de inversión del sector en el caso de no efectuarse un serio y sostenido esfuerzo para la recuperación de los ingresos y la disminución de los gastos de explotación. Dicho en otros términos, la capacidad de inversión del subsector eléctrico estará determinada mayormente por su generación interna de recursos.

2.2 Propuestas de Política para el Financiamiento del Subsector

Racionalización y priorización de la inversión. Debe efectuarse un esfuerzo importante para racionalizar las inversiones, intensificando los programas de manejo de la demanda y uso racional de la energía eléctrica y mejorando sustancialmente los métodos y criterios de planificación del subsector en correspondencia con las restricciones financieras existentes. Asimismo, debe priorizarse la atención de las inversiones, particularmente frente a los egresos correspondientes al servicio de la deuda, aplicando los recursos internos generados prioritariamente para la expansión del servicio. Es importante destacar que el esfuerzo de racionalización de la inversión no significa que ésta se utilice como variable de ajuste financiero, recurriendo a recortes indiscriminados, los que tendrían una fuerte repercusión negativa sobre el suministro de electricidad a mediano plazo.

Aportes y transferencias internas. En términos generales para la Región, el subsector no debe esperar financiar sus futuros programas de inversión con nuevos aportes gubernamentales significativos. En cuanto a las transferencias de otras entidades públicas, principalmente del subsector petrolero, las mismas podrían sostenerse en algunos casos específicos (países exportadores de petróleo, por ejemplo), aunque en general sus montos serán de menor significación que los correspondientes a otras fuentes de recursos.

Endeudamiento externo. El objetivo mínimo propuesto para la política de endeudamiento debe ser mantener constante el saldo nominal de la deuda externa del sector, de manera que este no se convierta en exportador neto de capitales. Para esto deberán obtenerse desembolsos por lo menos iguales a las amortizaciones o, si esto no es posible, refinanciar o reestructurar los pagos de capital. Por otro lado, cuando sea posible obtener mayores desembolsos, debe imponerse un tope máximo al incremento de la deuda, por ejemplo una tasa de crecimiento nominal equivalente a la tasa de interés internacional, lo que significa que el saldo de la deuda se mantenga constante en términos reales o que se limite en función del incremento

esperado de los ingresos de las empresas medido en dólares. Se exceptúa de esta consideración a las empresas que presentan hoy un bajo nivel de endeudamiento y que deben acometer programas significativos de inversión, donde puede ser conveniente incrementar el grado de endeudamiento.

Este rango de desembolsos mínimo y máximo se refiere al total del saldo de la deuda externa de las empresas del subsector, pero no necesariamente al correspondiente a cada uno de los acreedores por separado, resultando importante una diferenciación al respecto. De esa forma, frente a la banca privada se debe reducir al mínimo el endeudamiento, mientras que con la banca de fomento la política debería orientarse a lograr transferencias netas de recursos positivos o como mínimo que sean nulas dado el carácter de apoyo al desarrollo de estas instituciones.

Generación interna de recursos. Frente a las limitaciones internas de las empresas y a su menor acceso a los recursos externos tradicionales, se llega a la conclusión que el subsector deberá incrementar su generación interna de recursos (bruta o neta, según se obtenga el nivel mínimo o máximo de créditos externos), hasta niveles que tiendan en promedio a valores cercanos al monto total de sus programas de inversión más los aumentos requeridos en capital de trabajo. Esta conclusión implica un notable esfuerzo de parte de las empresas del subsector, aunque también conduce a un cambio de enfoque en las relaciones con los entes financieros internacionales, ya que la inversión adquiere prioridad sobre el servicio de la deuda.

3. ALGUNAS ESTRATEGIAS PARA EL FINANCIAMIENTO DEL SUBSECTOR ELECTRICO

3.1 Política Sectorial

Para aumentar la generación interna de fondos del subsector deberá actuarse con decisión sobre varios frentes:

- **La política tarifaria.** Es conveniente orientarla sobre la base del concepto de cubrir los costos incrementales de largo plazo de prestación del servicio, aunque debe tener la suficiente flexibilidad para permitir niveles diferenciales de acuerdo a la estacionalidad de la demanda o a la calidad del servicio, por ejemplo. Es importante adecuar la estructura tarifaria, lo que permitiría incrementar sensiblemente los ingresos moderando los ajustes generalizados de tarifas, los que serían más apropiados a las condiciones socioeconómicas actuales de los países de la Región.
- **La recuperación de cartera y el control de las pérdidas no técnicas.** Los gobiernos deberían brindar el apoyo político indispensable para estos propósitos, así como garantizar los recursos para la cancelación de las deudas de entidades oficiales a las empresas del subsector.
- En este sentido, deben propugnarse cambios en las normas legales y reglamentarias para facilitar el control del contrabando y lograr que el resto del sector público y el gobierno central flexibilicen sus sistemas de pago y

cancelen las obligaciones contraídas con las empresas eléctricas, compensándoles con aportes directos o mediante acuerdos de refinanciación.

- **La reducción de los costos de operación.** Es necesario intensificar los esfuerzos para la modernización y mejora de la eficiencia en la gestión de las empresas del subsector.

Los usuarios deben ser considerados como parte integral de la problemática del subsector, en función de sus condiciones socioeconómicas y las características físicas de su consumo, a fin de tomar en cuenta su posible actuación como elemento activo en la aplicación de políticas tarifarias y de uso racional de energía, que permitan mejorar los ingresos de las empresas y disminuir las inversiones. Asimismo, es necesario mantener niveles adecuados de calidad del suministro dentro del concepto de equidad en cuanto al acceso al servicio público de electricidad.

La racionalización de los programas de inversión, aspecto muy importante que incide en la situación financiera del subsector, puede asegurarse a partir de:

- **Mejoras en la planificación sectorial.** Una mejor gestión de la demanda y la promoción del uso eficiente de la energía eléctrica tendrán una repercusión directa sobre las necesidades de expansión del sistema eléctrico y por lo tanto sobre los requerimientos de inversión. Asimismo, los métodos de selección de inversiones deben considerar las restricciones financieras y el grado de incertidumbre en ciertos parámetros críticos, ajustando algunos criterios como el nivel de confiabilidad a valores compatibles con la situación económica y financiera imperante. Asimismo, es necesario consolidar la planificación energética integrada en la Región y garantizar la correspondencia de la misma con las políticas económicas globales.
- **Priorización de la rehabilitación y repotenciación de plantas existentes** con respecto a los nuevos equipamientos. En muchos países existe un potencial apreciable de recuperación de plantas, cuyo costo por unidad de capacidad instalada puede ser inferior a la mitad del correspondiente a nuevas unidades.
- **Ajuste del tamaño de los proyectos a la capacidad financiera del sector.** Es conveniente reforzar la tendencia actual a aumentar la prioridad de proyectos de menor tamaño relativo, evitando mayores dificultades financieras ocasionadas por los grandes proyectos.
- **Adecuado balance de inversiones en generación, transmisión y distribución.** Es necesario corregir los desequilibrios existentes en la asignación de recursos de inversión, pues disminuyen los ingresos por ventas, debido a que la insuficiente infraestructura de distribución dificulta la adecuada recuperación de las inversiones en generación. Asimismo, este problema contribuye a mayores niveles de pérdidas en el sistema.

Se requieren mejoras en el marco institucional para fortalecer la capacidad de los Ministerios de Energía y las entidades vinculadas al sector de energía a efectos de que estén en condiciones de llevar a cabo una planificación integrada del mismo. También en algunos casos convendría implementar mecanismos institucionales para realizar transferencias de fondos entre las diferentes empresas del subsector

eléctrico y con otras del sector energético, para que aquellas que tengan superávits eventuales o permanentes contribuyan al financiamiento de las que presentan déficit. Igualmente se deberá mejorar la coordinación empresarial a los efectos de racionalizar la planificación y operación de los sistemas eléctricos.

3.2 Política Económica Interna

En ciertos casos será necesario capitalizar con algunos aportes a las empresas públicas que presenten un mayor deterioro de sus finanzas y un elevado peso de su deuda externa, aún cuando se reconozca que en la mayoría de los países del área resultará cada vez más difícil contribuir con aportes del gobierno y transferencias de otras entidades públicas al financiamiento del sector eléctrico. Para ello deben adoptarse decisiones que realmente proporcionen una solución duradera, evitándose enmiendas parciales que en definitiva aplazan y en ocasiones agravan el problema, conduciendo nuevamente a la necesidad de constantes aportes gubernamentales.

El establecimiento de organismos financieros nacionales especializados para el subsector puede ser recomendable en ciertos casos de manera que se pueda participar eficientemente en el mercado interno de capitales, y por otro lado puede ser viable captar recursos internos a través de fondos con destino específico basados en impuestos sobre el consumo de energía, existiendo actualmente algunas experiencias en ambos sentidos. No obstante, debe señalarse que la captación de ahorro nacional por parte de las empresas del sector eléctrico puede en ocasiones impulsar al alza de las tasas de interés y el desplazamiento financiero de la inversión privada, en países que atraviesan una difícil situación presupuestaria con una elevada demanda de fondos por parte del Estado en el mercado interno de capitales.

Los gobiernos de la Región deben tener en consideración en sus políticas económicas dos aspectos muy importantes para el subsector eléctrico, uno de ellos referido a la necesidad de establecer una **estructura tarifaria** que garantice la expansión de la generación interna de recursos del sector; y, el otro al establecimiento de **mecanismos de protección de las finanzas de las empresas eléctricas frente al riesgo cambiario** que se origina con las devaluaciones monetarias que se producen frecuentemente en muchos países del área.

La incorporación de la inversión privada como complemento de la pública en obras de infraestructura eléctrica constituye una posibilidad interesante de financiamiento para la expansión del servicio.

- Para todos aquellos países de la Región donde no existen restricciones de orden jurídico respecto a ella, la **privatización** parcial de la generación de energía eléctrica puede ser una opción interesante con mayores perspectivas de aplicación y mejores posibilidades de contribuir a disminuir las necesidades de inversión del sector público para la expansión del servicio eléctrico. La energía generada de esta forma se vendería a la red pública, cuando la operación de la planta corresponde al inversionista, a tarifas equivalentes a los costos incrementales que tendría la expansión del servicio desarrollado por las empresas públicas, en condiciones de regulación apropiadas y en forma tal que se sometan a un despacho económico de cargas.

- Asimismo, podría resultar significativa la participación privada en el suministro de electricidad a través de un incremento en la **autoproducción** de energía en condiciones económicas ventajosas, así como la **cogeneración** en ciertos casos, como por ejemplo las industrias azucarera y petrolera, donde puede complementarse de manera importante la generación del servicio público.

Las opciones de privatización de la transmisión y distribución pueden contribuir a la eficiencia, pero no son tan importantes desde el punto de vista financiero y presentan problemas complejos de regulación. La privatización del suministro de energía a ciertos grupos de consumidores podría contribuir en forma importante al financiamiento de la expansión futura, pero presenta serios inconvenientes al dejar para las empresas públicas los mercados menos rentables, lo que en términos generales la hace desaconsejable. La privatización total o parcial de las empresas públicas existentes contribuiría poco a la solución de los problemas financieros, ya que se requeriría un saneamiento previo de las mismas; sin embargo, el deseo de privatizar puede precipitar estas decisiones, así como las de adoptar un marco adecuado de políticas que aseguren su autofinanciamiento futuro.

3.3 Política de Financiamiento Externo

Con respecto a los organismos internacionales de crédito se proponen las siguientes estrategias:

- **Lograr que las transferencias netas sean positivas o al menos nulas.** Deben tratarse de obtener nuevos flujos de recursos crediticios de modo tal que se cumpla este objetivo, pero teniendo en cuenta que las empresas más endeudadas no deberían exceder un límite de crecimiento de su deuda por encima del incremento esperado de sus ingresos medidos en dólares.
- **Reestructuración de la deuda existente.** Asimismo, debe plantearse ante la banca multilateral la posibilidad de reestructurar la deuda energética existente a fin de disminuir las transferencias que debe efectuar el sector por concepto de servicio de la deuda, tanto por medio de la reprogramación de los pagos de amortización como a través del mejoramiento de las tasas de interés.
- **Adecuación de los plazos de amortización y períodos de gracia.** Conviene insistir en este planteamiento ya formulado por la XIX Reunión de Ministros de OLADE, a fin de que las condiciones de los nuevos préstamos se acerquen más a la vida económica útil de los proyectos del sector, debido a que este problema subsiste y continúa siendo un factor que aumenta las cargas financieras sobre el sector. Una posibilidad podría ser la programación de amortizaciones calculadas en función de la duración de los proyectos, pero que se pagarían durante un periodo similar a los actualmente utilizados por la banca de desarrollo, dejando un pago final más elevado que podría ser refinanciado en su oportunidad.
- **Compensación del riesgo cambiario.** También conviene insistir con relación a este punto, tampoco resuelto todavía por los bancos de desarrollo. Los países de la Región no pueden continuar absorbiendo totalmente los fuertes incrementos en el saldo y el servicio de la deuda que se producen por los

industrializados.

- **Préstamos sectoriales.** Debería darse mayor énfasis a los préstamos de ajuste sectorial, vinculados o no a programas de inversión, en los que se contemplen de manera integrada los problemas institucionales, tarifarios y financieros del sector en el marco de la situación económica global de los países. Para ello se requiere que las instituciones financieras revisen y adecúen los fuertes criterios de condicionalidad aplicados a este tipo de préstamos en el pasado.

Ante los bancos comerciales, vistas las menores probabilidades de obtener recursos frescos, se deberá persistir en lograr acuerdos favorables de **reestructuración de la deuda** a más largo plazo, con tasas de interés más convenientes. Adicionalmente, se deberán explorar los mecanismos existentes para la **reducción de la deuda** tomando como referencia su valor en las cotizaciones del mercado secundario y hacer que el sector se beneficie con los acuerdos de reducción de la deuda global que alcancen los países.

3.4 Cooperación Regional

La utilización de mecanismos de cooperación regional y bilateral también tienen efectos positivos sobre las finanzas del sector eléctrico, pues contribuyen tanto a la racionalización de los programas de inversión como a la generación de nuevas fuentes de financiamiento. En particular se deben explorar alternativas tales como:

- **Esquemas de cooperación en la ejecución de obras** y compensación financiera a través de la participación de empresas de un país en proyectos de otros países de la Región. Ello permitiría aprovechar la experiencia ya existente en muchos países que han desarrollado capacidades importantes de producción de equipos o de prestación de servicios de ingeniería y construcción y al mismo tiempo, con la creación de consorcios regionales, se reducirá la necesidad de financiamiento externo, en la medida que se establezcan esquemas de compensación financiera para ejecutar este tipo de obras
- **Intercambio comercial compensado**, en el que se incluyan productos energéticos y equipos requeridos por el sector. Esta posibilidad permitiría disminuir los requerimientos financieros en monedas duras y agilizar el comercio entre los países de la Región, tal como lo demuestran algunas experiencias recientes.
- **La interconexión de sistemas eléctricos** de países vecinos y la coordinación de su planeación y operación podría conducir a una disminución de los costos operativos y de los requerimientos de inversión lo que redundaría positivamente en la situación financiera de las empresas involucradas. Esta opción resulta más atractiva aún para el caso de países con sistemas eléctricos pequeños, ya que permitiría el desarrollo de proyectos de mayor tamaño que los que serían posibles para cada país individualmente.
- **El desarrollo de organismos financieros bilaterales o subregionales.** Podrían obtenerse ventajas importantes con el establecimiento de entidades financieras bilaterales o subregionales para los sistemas eléctricos de algunos grupos de

países que hayan interconectado, o procedan en el futuro a interconectar, sus sistemas eléctricos y a ejecutar obras compartidas. Sería de particular importancia que los bancos multilaterales apoyaran de manera decidida la creación y operación de entes financieros especializados de carácter bilateral o subregional.

1. INTRODUCCION

Antecedentes

La XIX Reunión de Ministros de OLADE, celebrada en la ciudad de México, en noviembre de 1988, aprobó como tema focal de la XX Reunión de Ministros, el Financiamiento e Inversión del Sector Energético, dadas las críticas condiciones financieras por las que atraviesan la mayoría de las empresas nacionales de energía de los Estados Miembros de la organización, en particular las del subsector eléctrico.

La Secretaría Permanente, cumpliendo el mandato que en aquel momento se le encomendó, elaboró el presente documento que constituye el resultado de la primera fase de un trabajo más amplio que se desarrollará en el marco del programa de financiamiento de OLADE y en él se extenderá el estudio de la problemática a los demás subsectores energéticos y se ampliará la cobertura al mayor número posible de países en la Región.

Alcances

El trabajo se ha concentrado en la evaluación de alternativas de financiamiento para el subsector eléctrico, existiendo varias razones que motivaron la selección del mismo como punto de partida para el análisis de la crisis financiera que atraviesa actualmente el sector energético en los países de América Latina y el Caribe. Entre ellas se destacan:

- a. La fuerte incidencia que tienen sus inversiones en la inversión pública total, debido a la alta intensidad de capital del sector. En algunos casos la inversión del sector eléctrico ha representado más de la mitad de las inversiones públicas durante ciertos periodos.
- b. El papel que juega en el sector externo, dado el monto de importaciones que generan sus inversiones y el mantenimiento del equipamiento, con efectos importantes para el saldo de balanza de pagos y el monto de las transferencias de recursos al exterior.
- c. Su participación en la deuda total del sector, que se eleva al 60% aproximadamente, y aún más en los países importadores de energía, así como en la deuda externa global de la Región, de la cual representa alrededor del 12%.
- d. El peso que tiene en la deuda con entidades financieras multilaterales y bilaterales.
- e. La incidencia que tiene el sector en los problemas fiscales de muchos países, dado el monto de aportes y transferencias que tradicionalmente ha recibido en muchos casos, no sólo del presupuesto nacional sino también de otras empresas estatales.

Para su elaboración se procesó información estadística de una muestra representativa de diez países: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Honduras, México, República Dominicana, Trinidad y Tobago, y Venezuela. Adicionalmente, el estudio se enriqueció con información disponible sobre Costa Rica y Perú, la que se consideró para alcanzar las conclusiones generales del trabajo, aunque no fue incluida en el análisis cuantitativo efectuado. Se seleccionó un conjunto de indicadores básicos los que se estimaron para una serie de seis años (1983-1988) que permitió conocer y valorar la disponibilidad de recursos internos del sector; la estructura de financiamiento de la inversión; el nivel de endeudamiento y la carga financiera que este representa; y la eficiencia operativa. Por otra parte se analizó la evolución de las fuentes de financiamiento con que cuenta el sector (generación interna de recursos, aportes locales y crédito externo) y su utilización (inversiones, servicio de la deuda y otras) desde 1983 hasta 1988, considerándose proyecciones hasta 1994 con el propósito de valorar el comportamiento actual -así como en el corto y mediano plazo- del sector eléctrico latinoamericano y caribeño en términos financieros.

Objetivo

El objetivo fundamental del estudio es presentar a los Países Miembros algunas propuestas de política de financiamiento y opciones de estrategia que permitan solucionar las dificultades actuales y marcar pautas para el futuro sobre la base de un diagnóstico lo más claro posible de la situación financiera de las empresas eléctricas, a partir de la identificación de sus problemas más importantes y de las causas que lo originaron, dentro de un enfoque amplio desde el punto de vista macroeconómico.

Es necesario señalar que con este informe se pretende estimular la reflexión sobre el hecho de que desde que comenzó la crisis financiera a principios de la actual década, los países del área se han visto obligados a desarrollar acciones para resolver problemas coyunturales, y han adoptado fórmulas puramente financieras que parcialmente subestiman los objetivos del desarrollo económico y social en muchos casos. El sector eléctrico no ha estado ajeno a esa situación y el resultado más evidente es el estado actual de sus finanzas, y la dificultad que tienen la mayoría de las empresas para brindar un servicio adecuado. Es por ello que cualquier estrategia que se implemente para el financiamiento externo e interno del sector debe estar encaminada a resolver los problemas estructurales de las empresas, a desarrollar una planificación de las inversiones acorde con la capacidad financiera de los países y a satisfacer en mayor medida la demanda de la población y la economía en su conjunto.

Contenido

En la primera parte del documento se aborda el estudio de los distintos factores que originaron la crisis financiera del sector eléctrico, clasificándolos en problemas endógenos a la estructura financiera de las empresas, problemas causados por cambios en la economía internacional y aquellos que se derivan de la crisis y los programas de ajuste de las economías nacionales. En este capítulo de diagnóstico también se analizan las características específicas que tuvo el desarrollo de la crisis financiera del sector en distintos países de la Región y se analiza una

tipología de las situaciones que se presentan en los distintos casos analizados. Finalmente se analizan las medidas que se han adoptado recientemente y su relación con la naturaleza del problema en los diferentes países.

En la segunda parte se plantean las propuestas de políticas de financiamiento. Este capítulo se inicia con un análisis sobre la posibilidad real que tiene el sector eléctrico latinoamericano y caribeño de acudir en los próximos años a las distintas fuentes tradicionales de financiamiento que utilizó en el pasado. A partir de las conclusiones que se deriven de ese análisis se presentan una serie de propuestas para el manejo de la situación financiera basadas en consideraciones macroeconómicas y sectoriales.

Metodología

Como parte también del trabajo desplegado por la Secretaría Permanente se definió una metodología para el análisis de la situación financiera del sector y sus alternativas de financiamiento. En ella se incluyen consideraciones acerca del tipo de análisis que puede y debe efectuarse en la perspectiva de aportar elementos de juicio para el proceso de toma de decisiones de política económica y sectorial; y se señalan los indicadores básicos que podrían ser utilizados por los distintos países, con diferentes grados de elaboración según sea su disponibilidad de datos estadísticos y proyecciones, para desarrollar una óptima programación financiera. Esta metodología, que se encuentra en proceso de ajuste y revisión, estará próximamente a disposición de los Países Miembros.

Seguimiento del tema

La concepción del trabajo que está desarrollando la Secretaría Permanente en el tema de financiamiento, parte del reconocimiento de que es éste uno de los problemas más graves que presenta el sector energético en la actualidad y que, de no solucionarse, sus implicaciones económicas y sociales serían considerables, dado el papel estratégico que tiene el sector en el desarrollo de los países de la Región.

Por su importancia, se profundizará el análisis de las alternativas planteadas en el estudio del subsector eléctrico, ampliando la base estadística para contar con una mayor cantidad de información de años anteriores y proyecciones futuras, así como una mayor cobertura regional. En lo posible se tratará de incluir, sino a todos, a la gran mayoría de los países para así tener una idea lo más completa posible de cuál es la situación financiera del subsector en América Latina y el Caribe y cuál política es la más adecuada para resolver la crisis en las diferentes situaciones particulares.

Además se extenderá el estudio al resto de los subsectores energéticos para tener una visión integral del problema y sus soluciones, abordando el análisis de algunas situaciones críticas que se enfrentan en el área de los hidrocarburos y otras fuentes energéticas.

2. DIAGNOSTICO

2.1 Consideraciones Generales

Importancia del Problema. En la década de los ochentas el sector eléctrico ha afrontado serias dificultades financieras en casi todos los países de la Región. La mayoría de las empresas eléctricas se han visto en serias dificultades para satisfacer el servicio de su deuda externa, financiar sus programas de inversión y en ciertos casos hasta para cubrir sus costos de operación.

Dado que la crisis financiera del sector no ha sido resuelta, ha comprometido o amenaza con comprometer seriamente la prestación regular del servicio, con los costos económicos y sociales que implica tal situación. Este hecho también ha contribuido significativamente al agravamiento de la crisis económica que han enfrentado sus respectivos países.

Las causas del problema son múltiples y se manifestaron en diferentes momentos y con distintas intensidades en cada uno de los países, lo que dificulta establecer un patrón único de la gestación y desarrollo de los problemas financieros del sector en la Región, así como de sus soluciones. Se hace necesario, en consecuencia, establecer primero una distinción analítica de los diferentes factores que en uno u otro país afectaron la situación financiera del sector, y señalar las diversas interrelaciones entre ellos, para luego obtener algunas conclusiones generales que permitan una clasificación de las distintas situaciones producidas y de las acciones realizadas para enfrentarlas.

Enfoque Utilizado para el Diagnóstico Financiero. El análisis de la situación financiera del sector eléctrico de la Región parte de los flujos de ingresos y egresos de las empresas de energía eléctrica de una muestra representativa de diez países de la Región, la cual permite identificar el faltante de caja (diferencia entre ingresos totales y pagos totales), que es el indicador más directo de las dificultades financieras de una empresa.

Se utiliza también en el análisis el concepto de déficit económico (diferencia entre ingresos corrientes y pagos corrientes y de inversión), que permite distinguir entre las fuentes internas y externas a que han acudido las empresas en el pasado. Dicho concepto se utiliza debido a que el problema del sector eléctrico en la Región no ha sido sólo la insuficiencia de recursos, sino también la utilización de fuentes externas inadecuadas, cuyo uso ha conducido a una situación de vulnerabilidad financiera.

Para el diagnóstico de la situación financiera se utiliza un conjunto de indicadores financieros tales como:

- a. Indicadores de Autofinanciamiento de la Inversión, que miden la capacidad de la Generación Interna de Fondos (Bruta y Neta) de las empresas para financiar sus proyectos de inversión.
- b. Indicadores de Eficiencia que permiten medir la eficiencia operativa de las empresas, estableciendo relaciones entre los gastos de operación y el nivel de ventas e ingresos.

- c. Indicadores de carga financiera, útiles para medir el peso del costo financiero del endeudamiento (pago de intereses) sobre la generación de recursos de las empresas.
- d. Indicadores del Servicio de la deuda, para evaluar la capacidad de pago de la deuda de cada empresa y el peso que tiene el total del servicio (intereses más amortizaciones) sobre la operación de las empresas.

Los indicadores utilizados reflejan una situación ex-post, es decir la realidad de algunas empresas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe después que se adoptaron medidas para hacer frente a las dificultades financieras. En este sentido, dichos indicadores no siempre muestran la magnitud real de la crisis afrontada por el sector, sino esencialmente los problemas que no pudieron ser resueltos. Esta aclaración es especialmente válida para las cifras correspondientes a los años más recientes (86-88), cuando ya se habían adoptado programas de ajuste y se habían ensayado diversas soluciones a las dificultades financieras de principios de la década.

2.2 El Origen de la Crisis Financiera del Subsector Eléctrico en la Región

2.2.1 Factores endógenos al subsector eléctrico

Las dificultades financieras del sector se originaron en parte en factores de tipo "endógeno", entendiéndose por tales aquellos que dependen principalmente de decisiones internas del sector y por lo tanto están, parcialmente, bajo el control de las empresas. Dentro de esta categoría se distinguen dos grupos de factores, relacionados con dos clases de decisiones de las empresas; por una parte, aquellas que se refieren a la asignación de los recursos a determinados proyectos y a la eficiencia en su utilización y por la otra, las referidas a la selección del tipo de recursos que se utilizaron para la financiación de los proyectos de inversión.

Ambos grupos de decisiones están interrelacionados estrechamente, conjugándose las tendencias a un debilitamiento de la generación interna de recursos con una alta dependencia de recursos externos a las empresas. Una primera manifestación de estas tendencias se observa en el Cuadro No.1, el cual presenta la composición porcentual de las fuentes de fondos en los 10 países de la muestra. ^{1/} Al comienzo del período considerado, sólo en uno de los países la Generación Interna Bruta (GIB) de recursos del sector superaba el 30% del total de las fuentes, e inclusive en tres casos era negativa, es decir que los gastos operacionales eran mayores que los ingresos. Consecuentemente los recursos externos - créditos y transferencias- representaban el 70% o más del total. A medida que se acentúa la crisis, disminuye radicalmente la disponibilidad de recursos externos y se ponen en marcha severos programas de ajuste macroeconómico y sectorial. Casi todos los países van incrementando poco a poco su generación interna, pero solo en

1. Los tres segmentos incluidos no suman 100% en todos los casos, puesto que para efectos de simplificación no se incluyó el rubro "Otros ingresos", el cual en ningún caso representa más del 4%.

CUADRO No. 1

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
ESTRUCTURA DE FUENTES DE FONDOS
(países seleccionados, en porcentajes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
ARGENTINA							
GIB (1)	-10,9	3,7	1,4	1,5	0,6	-0,5	-2,7
APORTES NETOS (2)	66,4	44,5	42,6	45,7	43,1	38,7	32,7
DESEMBOLSOS (3)	64,4	49,7	49,8	7,7	8,2	41,2	33,1
BRASIL							
GIB	30,0	24,5	24,9	22,4	23,6	38,4	34,4
APORTES NETOS	12,3	6,6	1,3	14,0	11,9	19,2	9,4
DESEMBOLSOS	50,7	81,9	77,1	59,9	54,2	35,6	52,2
CHILE							
GIB	45,9	33,1	52,5	52,0	44,7	142,9	55,9
APORTES NETOS	-0,3	0,0	0,0	-0,2	-12,5	-83,2	-12,3
DESEMBOLSOS	44,1	63,1	33,7	17,4	54,4	8,1	40,2
COLOMBIA							
GIB	21,3	21,0	24,1	26,7	29,2	28,6	26,8
APORTES NETOS	10,0	4,8	4,0	4,1	10,5	11,2	8,3
DESEMBOLSOS	59,5	62,9	60,5	63,1	50,6	56,2	57,4
ECUADOR							
GIB	7,9	20,3	21,1	24,1	25,4	29,6	22,2
APORTES NETOS	70,2	70,4	54,2	53,3	34,1	-8,4	43,9
DESEMBOLSOS	24,9	14,3	26,6	26,7	77,9	78,9	43,1
HONDURAS							
GIB	21,2	17,2	32,9	57,2	62,8	89,1	38,6
APORTES NETOS	11,7	21,7	16,2	2,0	7,6	-2,0	12,1
DESEMBOLSOS	67,1	61,1	50,9	40,8	29,6	12,9	48,9
MEXICO							
GIB	-1,5	11,0	12,0	6,0	32,4	38,5	23,2
APORTES NETOS	34,8	21,0	38,7	87,3	42,7	39,4	58,8
DESEMBOLSOS	64,9	66,2	48,4	6,5	23,2	21,1	20,1
REPUBLICA DOMINICANA							
GIB	6,6	5,4	-58,5	11,9	6,6	2,0	2,1
APORTES NETOS	31,9	31,7	50,4	33,7	66,6	57,6	50,6
DESEMBOLSOS	24,6	28,0	27,3	23,7	5,8	14,3	17,3
TRINIDAD Y TOBAGO							
GIB	-45,2	9,7	33,1	30,3	55,3	90,7	7,6
APORTES NETOS	46,0	1,5	6,3	43,4	9,2	4,7	21,9
DESEMBOLSOS	99,2	88,8	60,6	26,3	35,5	4,7	70,3
VENEZUELA							
GIB	8,3	7,5	9,6	5,8	15,6	13,7	10,2
APORTES NETOS	26,0	38,6	35,9	56,1	42,8	42,8	43,1
DESEMBOLSOS	64,4	49,7	49,8	35,7	38,1	41,2	43,6

(1) Generación Interna Bruta (GIB). Ingresos de Operación menos gastos operacionales.

(2) En aportes netos se consideran las transferencias gubernamentales o de otros sectores económicos, principalmente de las empresas petroleras.

(3) Los desembolsos son los nuevos créditos contratados que realmente se otorgan.

Fuente: OLADE, sobre la base de información de los Países Miembros seleccionados para el estudio.

un caso (Chile) se llega a la autosuficiencia total, y en otros dos (Trinidad y Tobago y Honduras) se aproximan a esta. También subsisten situaciones problemáticas, como las de Argentina y República Dominicana.

Deficiencias de planeamiento

El planeamiento del sector se ha concentrado excesivamente en la expansión de la oferta del servicio, partiendo por lo general de proyecciones simples de demanda que reflejaban esencialmente tendencias históricas y considerando que estas debían atenderse con altos niveles de confiabilidad, dando poca relevancia a los aspectos financieros. Así, se ha prestado menor atención a las posibilidades de uso eficiente de la energía eléctrica, a la adecuación de las proyecciones de demanda del sector con las perspectivas de la evolución de sus determinantes macro y microeconómicos, a las posibilidades de manejo de demanda (desestímulo a la utilización de la energía en horas pico, etc.) y a la relación costo/beneficio de atender diversos tipos de demanda con distintos niveles de confiabilidad.

Estas deficiencias de enfoque se reflejan en los niveles y la estructura del sistema de tarifas, pero también en la ausencia virtual de programas eficientes de conservación y sustitución económica entre energéticos y en supuestos no del todo apropiados para determinar los planes de inversión. De haber mediado una mayor preocupación sobre estos aspectos los requerimientos de inversión habrían sido menores y la eficiencia económica del sector sería mayor.

Por otra parte, ha sido frecuente privilegiar las inversiones en generación en comparación con las de transmisión y distribución y se ha otorgado excesiva prioridad a la construcción de nuevos equipamientos y facilidades frente a los programas de mantenimiento y rehabilitación de las plantas existentes. También en ciertos casos se han preferido los macroproyectos, sin dar suficiente consideración a sus mayores exigencias y riesgos de naturaleza técnica y financiera. En ocasiones no se ha prestado suficiente atención al balance óptimo, sobre todo en términos financieros, entre la generación hidráulica y la térmica aumentándose los requerimientos de capital para la expansión de los sistemas. Asimismo, el costo de las inversiones en obras hidroeléctricas de propósitos múltiples, no se ha distribuido adecuadamente entre los distintos usos de dichos proyectos.

Generación insuficiente de excedentes operacionales

Para propósitos de este análisis se toma como punto de referencia la generación de ingresos operacionales que corresponde a la facturación y cobro efectivo de tarifas equivalentes al costo incremental de largo plazo, que permite atender los costos del servicio y producir un excedente para financiar en una proporción aceptable la expansión del sistema eléctrico.

Analizando el índice de autofinanciamiento bruto de la inversión (relación entre generación interna bruta e inversión 2/ (Cuadro No. 2), se comprueba que al comienzo del período analizado para Argentina, México y Trinidad y Tobago el indicador era negativo, dado que su GIB es negativa, y para todos los demás países con la excepción de Chile, la GIB aportaba menos del 30% del valor de los proyectos de inversión. No obstante, la evolución de este indicador es positiva. En efecto, ya para 1988 otros dos países además de Chile, Honduras y Trinidad y Tobago podían autofinanciar sus inversiones totalmente, y otros tres, Brasil, Colombia y México, estaban cercanos a hacerlo, como resultado de las medidas adoptadas a lo largo de la década.

En síntesis, la generación subóptima de recursos operacionales hace que el grado de autofinanciamiento sea inferior al esperable en una estructura financiera sana y se origina fundamental en dos causas diferentes, de una parte por ingresos insuficientes debidos principalmente a una estructura tarifaria inadecuada, y de otra por una baja eficiencia operacional.

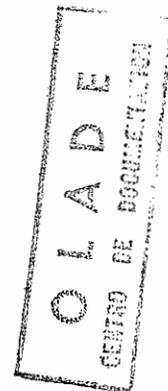
Tarifas Insuficientes. En la mayoría de los países de la Región se habían mantenido hasta principios de esta década niveles tarifarios promedio inferiores a los costos marginales de largo plazo. En parte, esta situación era el reflejo de la necesidad de subsidiar el acceso y el suministro del servicio a usuarios de bajos ingresos; pero en su mayor parte, era simplemente el producto de estructuras tarifarias inadecuadas.

El mantenimiento de niveles tarifarios insuficientes se debió también en muchos casos a la dificultad de ajustar las tarifas a corto plazo ante aceleraciones de la tasa de inflación interna o devaluaciones masivas o incrementos bruscos en los precios de combustibles que afectaban los costos de prestación del servicio.

En ocasiones ha habido una política gubernamental explícita de apoyar mediante transferencias a las empresas del sector y mantener niveles tarifarios bajos por razones de índole política y social. Este ha sido el caso principalmente en los países exportadores de petróleo, que en la década de los setentas tuvieron recursos presupuestales y excedentes financieros en las empresas estatales en cuantías que facilitaban una transferencia abundante de recursos hacia el sector eléctrico. Esta situación se dio también en algunos países que no disponían de ingresos extraordinarios derivados de las exportaciones petroleras.

En adición, en muchos casos se han presentado problemas de facturación o de cobro, como son las llamadas pérdidas negras o de contrabando. Esta situación se ha debido en su mayor parte a problemas administrativos de las empresas, pero también en ocasiones a problemas institucionales. En efecto, una parte significativa de la cartera de dudoso recaudo de las empresas del sector corresponde a cuentas

-
2. Cabe señalar que la generación interna neta se puede ver afectada de manera significativa por el pago de intereses sobre créditos utilizados en el pasado, de manera que se puede distorsionar el esfuerzo estrictamente operacional de las empresas. Por esta razón conviene analizar también el citado índice de autoabastecimiento bruto.



CUADRO No. 2

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
 INDICE DE AUTOFINANCIAMIENTO DE LA INVERSION (1)
 (países seleccionados, en porcentajes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
ARGENTINA	-27,2	10,9	3,8	4,0	1,5	-0,7	-13,0
BRASIL	59,0	75,9	68,8	70,7	57,5	89,9	74,5
CHILE	76,8	56,9	101,8	254,5	290,0	390,7	147,5
COLOMBIA	30,9	34,8	44,7	55,2	76,8	78,9	59,0
ECUADOR	10,5	23,7	28,8	32,8	114,7	35,4	33,1
HONDURAS	22,5	23,4	59,4	207,2	296,2	271,2	67,4
MEXICO	-1,8	18,1	22,2	60,7	52,0	74,5	62,8
REPUBLICA DOMINICANA	12,8	10,0	-72,2	46,5	11,8	6,0	5,4
TRINIDAD Y TOBAGO	-52,0	13,2	49,1	49,2	75,0	144,7	10,6
VENEZUELA	13,8	18,0	25,6	12,9	21,3	33,7	20,9

(1) Es la relación entre la GIB y la inversión que permite medir la capacidad de las empresas para financiar los proyectos de inversión.

Fuente: OLADE, sobre la base de información de los Países Miembros seleccionados para el estudio.

oficiales. Asimismo, los problemas de facturación y cobro han tendido a agravarse en épocas de recesión, por reducciones en la capacidad de pago de los usuarios.

La baja eficiencia operacional. En muchos países las empresas eléctricas han desarrollado bajos niveles de eficiencia operativa. Con frecuencia se presentaron excesos de contratación de personal, deficiencias administrativas y despachos subóptimos de carga. Esta menor atención a la eficiencia operativa tuvo también que ver con la abundancia de recursos de crédito y transferencias gubernamentales en la década de los setentas. Fue igualmente propiciado por el mantenimiento de altos subsidios al consumo de gas y combustibles derivados del petróleo en muchos países de la Región.

Esto incidió en menores excedentes de operación que acentuaron las tendencias al sobreendeudamiento y a la dependencia de transferencias y subsidios gubernamentales. Resulta difícil cuantificar este fenómeno haciendo abstracción del nivel de ingresos. Considerando dos indicadores de eficiencia, las relaciones entre los Gastos y los Ingresos Operativos (Relación Operacional), y entre la GIB y los Ingresos Operativos (Margen Operacional) 3/ (Cuadro No. 3), puede verse que en general los países presentan una clara tendencia a la mejoría entre 1983 y 1988 con la curiosa excepción de Chile que sufre un deterioro en su margen y Brasil que no varía sustancialmente, lo cual comprueba que se estaba operando en muchos casos con bajos niveles de eficiencia que pudieron ser mejorados rápidamente. No obstante esta tendencia general, existen diferencias entre los países, presentándose tres casos con márgenes promedio casi nulos o negativos, mientras que en el otro extremo tres países trabajan con márgenes superiores al 60%.

La alta dependencia de recursos externos para las empresas

Habitualmente el sector eléctrico en América Latina y el Caribe ha financiado sus inversiones con recursos de crédito externo y, en menor escala, con aportes gubernamentales o de empresas petroleras. En consecuencia, el autofinanciamiento de sus inversiones ha sido muy bajo, tal como se aprecia en el en el Cuadro No. 4 en el que se presenta la estructura de la financiación de la inversión en diez países de la muestra 4/.

-
3. Estos indicadores combinan el efecto de la eficiencia operacional con el nivel de la recaudación tarifaria. El primero mide el costo que tiene para una empresa generar una unidad de ingresos, mientras que el segundo mide el margen porcentual que obtiene la empresa en su operación normal.
 4. En el Cuadro 4 se diferencian tres componentes: La generación interna neta, es decir, deducidos los pagos con intereses corrientes; los aportes oficiales netos recibidos por el sector de las transferencias realizadas por las empresas de otros sectores; y, el crédito neto utilizado: desembolsos menos amortizaciones. En este sentido estricto los tres componentes incluidos financian no sólo la inversión, sino también las variaciones en el Capital de Trabajo, las cuales no se incluyen en el Cuadro, por esta razón la suma de los tres rubros no siempre es igual al 100%.

CUADRO No. 3

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
INDICADORES DE EFICIENCIA
(países seleccionados, en porcentajes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
GASTOS DE OPERAC./ INGRESOS DE OPERAC.							
ARGENTINA	115,7	95,7	98,6	98,5	99,3	100,4	103,4
BRASIL	49,9	46,0	49,3	55,9	59,1	55,0	52,4
CHILE	20,3	20,5	21,9	42,2	41,5	36,0	33,7
COLOMBIA	61,7	62,4	58,3	50,5	49,8	44,1	51,3
ECUADOR	55,7	26,9	35,5	24,7	55,8	0,0	40,6
HONDURAS	50,3	45,1	29,5	32,2	31,1	29,8	35,1
MEXICO	103,4	76,3	74,9	68,3	73,6	71,3	72,2
REPUBLICA DOMINICANA	94,2	95,3	122,1	85,2	95,9	95,3	96,8
TRINIDAD Y TOBAGO	205,3	92,9	82,8	91,3	88,4	89,5	96,3
VENEZUELA	74,1	72,9	109,1	68,9	61,0	65,7	69,9
GENERACION INTERNA BRUTA/ INGRESOS DE OPERACION							
ARGENTINA	-15,7	4,3	1,4	1,5	0,7	-0,4	-3,4
BRASIL	50,1	54,0	50,7	44,1	40,9	45,0	47,6
CHILE	79,7	79,5	78,1	57,8	58,5	64,0	66,2
COLOMBIA	38,3	37,6	41,7	49,5	50,2	55,9	48,7
ECUADOR	44,3	73,1	64,5	75,3	44,2		59,3
HONDURAS	49,7	54,9	70,5	67,8	68,9	70,2	64,8
MEXICO	-3,4	23,7	25,1	31,7	26,4	28,7	27,8
REPUBLICA DOMINICANA	5,8	4,7	-22,1	14,8	4,1	4,7	3,2
TRINIDAD Y TOBAGO	-105,3	7,1	17,2	8,7	11,6	10,5	3,6
VENEZUELA	25,9	27,1	29,7	31,1	39,0	34,3	32,6

Fuente: OLADE, sobre la base de información de los Países Miembros seleccionados para el estudio.

CUADRO No. 4

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
FINANCIACION DE LA INVERSION
(países seleccionados, en porcentajes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
ARGENTINA							
GIN (1)	-101,9	-62,4	-67,6	-44,4	-43,3	-33,1	-56,2
APORTES NETOS	165,2	131,5	114,7	120,7	108,2	52,2	109,8
CREDITO NETO (2)	79,2	110,6	107,4	93,2	99,9	52,6	218,8
BRASIL							
GIN	-6,0	-16,8	-36,2	-28,3	-16,7	28,0	-10,8
APORTES NETOS	24,2	20,5	3,7	44,2	28,9	45,1	28,6
CREDITO NETO	99,2	252,5	211,3	186,7	130,5	82,1	152,9
CHILE							
GIN	25,6	12,3	8,0	-25,5	82,7	316,8	49,6
APORTES NETOS	-0,5	0,0	0,0	-1,0	-81,1	-227,6	-32,5
CREDITO NETO	67,7	102,1	51,0	7,1	152,3	-236,7	45,0
COLOMBIA							
GIN	12,2	13,5	11,8	12,8	7,8	23,3	15,0
APORTES NETOS	14,5	7,9	7,4	8,4	27,6	30,9	18,3
CREDITO NETO	54,0	72,2	67,6	80,4	29,1	28,3	51,7
ECUADOR							
GIN	-13,3	-81,5	-3,3	-48,7	-100,0	22,8	-29,7
APORTES NETOS	93,5	82,1	74,0	72,6	154,2	-10,1	65,3
CREDITO NETO	8,8	-58,5	-59,5	-63,1	-46,0	82,3	-20,6
HONDURAS							
GIN	15,4	16,1	47,8	52,2	117,0	186,4	44,6
APORTES NETOS	12,4	29,5	29,3	7,2	35,8	-6,1	21,6
CREDITO NETO	61,2	64,9	57,8	24,6	9,4	-93,9	48,7
MEXICO							
GIN	-62,5	-43,3	-27,8	9,1	32,9	43,3	16,1
APORTES NETOS	40,4	34,5	71,4	888,5	68,5	76,2	158,8
CREDITO NETO	22,9	33,8	-43,2	-655,3	12,3	0,4	-68,3
REPUBLICA DOMINICANA							
GIN	-2,3	-4,2	-91,9	0,9	-25,2	-10,4	-17,5
APORTES NETOS	62,1	58,5	62,2	131,9	119,8	172,0	130,4
CREDITO NETO	28,6	31,2	27,8	89,0	-50,3	18,8	20,0
TRINIDAD Y TOBAGO							
GIN	-71,2	-23,0	-22,2	1,6	25,0	32,4	-30,6
APORTES NETOS	52,8	2,0	9,3	70,5	12,5	5,9	29,0
CREDITO NETO	114,0	93,4	58,3	6,6	7,1	-70,6	70,3
VENEZUELA							
GIN	4,0	-1,6	7,0	5,4	14,6	22,2	8,6
APORTES NETOS	43,2	92,8	96,1	125,0	58,6	105,0	86,8
CREDITO NETO	24,3	8,5	-7,0	-5,5	2,8	7,5	5,1

(1) La Generación Interna Neta (GIN) es la GIB deducidos los pagos por intereses corrientes.

(2) Crédito Neto (Flujo Neto) = Desembolsos menos Amortizaciones.

Fuente: OLADE, sobre la base de información de los Países Miembros seleccionados para el estudio.

Se constatan que para el promedio del período cinco países tuvieron una Generación Interna Neta (GIN) que contribuyó negativamente a financiar la inversión, mientras que otro (México) tuvo un comportamiento semejante hasta 1985 $\frac{5}{2}$; en todos estos casos los recursos externos fueron utilizados también para financiar una parte del servicio de la deuda. En cuanto a los demás países, con la única excepción de Chile, la GIN representaba al comienzo del período menos del 15% del valor de la inversión, confirmándose así la alta dependencia en los recursos externos.

Esta dependencia no es un hecho negativo en sí mismo; más aun en algunos casos puede llegar a justificarse, como se analizará a continuación. El problema serio radica en que hace a las empresas muy vulnerables a variaciones en las condiciones externas que pueden llevar -como de hecho sucedió- al agotamiento de estas fuentes.

El sobreendeudamiento en moneda extranjera. La larga vida útil de las inversiones en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica hace necesario y aconsejable que una parte de ellas se financien con recursos de crédito de largo plazo. Ello es así aun en los casos en que se apliquen y cobren efectivamente tarifas iguales a los costos marginales de largo plazo como lo sugieren algunas teorías económicas de fijación de precios.

Las empresas del sector en la Región han acudido tradicionalmente al crédito externo para estos propósitos por dos razones principales. En primer lugar, por la insuficiencia de recursos financieros de mediano o largo plazo en los incipientes mercados internos de capitales de los países latinoamericanos y caribeños. En segundo lugar, porque la mayor parte de los equipos han sido importados y se ha juzgado conveniente financiar estos gastos en moneda extranjera con crédito externo. Estos dos factores se han reforzado recíprocamente; la mayor disponibilidad de crédito externo ha conducido con frecuencia a preferir equipos procedentes de los países industrializados y ha conspirado contra el desarrollo de esta industria en la Región.

Esta tendencia se acentuó considerablemente en la década del setenta, en razón de la liquidez y accesibilidad del mercado internacional de capitales. El sobreendeudamiento resultante en moneda extranjera expuso a las empresas del sector a significativos riesgos. Por una parte, los riesgos derivados de movimientos en las tasas de interés internacionales y en la paridad de las distintas monedas en las que se contrató la deuda externa, así como en la paridad cambiaria de la moneda local; y por la otra, a la posible falta de continuidad de los flujos de financiamiento. Esta vulnerabilidad jugó un papel central en el desarrollo de la crisis financiera del sector en los ochentas.

Las transferencias gubernamentales. La extensión del servicio a usuarios urbanos y rurales de bajos ingresos, que por su dispersión geográfica resulta

-
5. A partir de este año México tiene una GIN positiva por la significativa reducción en el servicio de la deuda que produjo la asunción de la deuda externa de la empresa de energía por parte de Gobierno Nacional, y que se refleja tanto en el monto de los aportes netos de este año (888%) como en el saldo negativo del crédito neto (-655%).

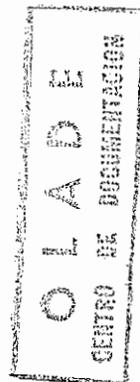
especialmente costoso atender y que no tienen suficiente capacidad de pago, ha justificado hace algún tiempo atrás que se subsidie parte de los costos de la prestación del servicio mediante diferentes mecanismos de transferencia de recursos del gobierno y otras entidades públicas. Estas transferencias han adoptado la forma de aportes del presupuesto nacional, transferencias o préstamos blandos de las empresas petroleras estatales y subsidios a los precios de los combustibles utilizados por el sector, mediante precios privilegiados o cubriéndolos con partidas del presupuesto. En varios países, la política gubernamental condujo al establecimiento de niveles muy altos de transferencias, que generaron una considerable dependencia de las finanzas de las empresas en la continuidad de este tipo de flujos financieros.

Esta tendencia se acentuó en la década de los setentas, en particular en los países exportadores de petróleo con sistemas eléctricos fuertemente térmicos. En estos casos el alza en los precios internacionales del crudo condujo a disponer de cuantiosos excedentes fiscales y de ingresos en las empresas petroleras, los que se utilizaron en parte para aumentar las transferencias hacia el sector eléctrico. Por otro lado, dichas alzas encarecieron algunos costos operacionales de las empresas del sector lo que condujo a justificar mayores subsidios a su uso de combustibles. Estos fenómenos se dieron también en algunos países no exportadores de petróleo, pero que obtienen una parte importante de sus ingresos tributarios de gravámenes al consumo de derivados del petróleo. En estos casos se dispuso igualmente de mayores recursos fiscales que sustentaron transferencias mayores hacia el sector eléctrico.

Problemas de tipo institucional

En varios países la estructura institucional ha contribuido a las dificultades financieras de algunas empresas del sector. Entre los principales problemas detectados en esta área se cuentan los siguientes:

- En algunos países las empresas generadoras se ven perjudicadas por la fijación de tarifas de venta en bloque inferiores a los costos incrementales de la generación, a tiempo que las empresas distribuidoras gozan de márgenes amplios que no estimulan su eficiencia.
- En otros existe una distribución de mercados muy desigual entre empresas, sin que se reconozca este hecho apropiadamente en la fijación de márgenes diferenciales.
- Los problemas anteriores se ven agravados por el hecho de que, con algunas excepciones, no existen mecanismos apropiados de transferencias financieras intrasectoriales que permitan aliviar las dificultades coyunturales o estructurales que aquejan a algunas empresas con los eventuales excedentes de otras.



2.2.2 El efecto directo de los cambios en la economía internacional

El empeoramiento de las condiciones del financiamiento externo

Reducción de los plazos de amortización y períodos de gracia. En las dos últimas décadas se dio un proceso continuo de empeoramiento de las condiciones del financiamiento externo para proyectos del sector eléctrico. Se presentó una reducción apreciable en los plazos de los créditos disponibles y en sus períodos de gracia. Esta situación obedeció, de una parte, a un cambio de composición de las fuentes de financiamiento externo: se redujo la participación de los créditos de la banca multilateral y bilateral y, por lo menos hasta 1982, se incrementó la de la banca comercial y los proveedores, cuyas condiciones son normalmente menos favorables. Por otra parte, se dio un proceso de acortamiento de plazos y períodos de gracia en los créditos ofrecidos por la banca multilateral y bilateral.

Lo primero que se constata es como disminuyen entre 1970 y 1983 los plazos promedios y períodos de gracia, pero especialmente el de los plazos: el fenómeno es general para todos los países, pero es más dramático en ciertos casos (Cuadro No. 5). Por ejemplo, mientras a principios de los setentas Brasil obtenía créditos con casi 25 años de plazo total, en 1983 este plazo era inferior a 10 años. Costa Rica y República Dominicana que podían financiarse a más de 28 años, sólo obtienen 11 y 15 años, respectivamente, en 1983.

A partir de 1983 la tendencia se revierte parcialmente, y los países de la Región empiezan a obtener créditos con plazos y períodos de gracia superiores a los de los años inmediatamente anteriores. Se trata fundamentalmente de una consecuencia directa de la crisis de la deuda que condujo nuevamente a una mayor participación de los créditos de entidades bilaterales y multilaterales, con mejores condiciones financieras. Adicionalmente, los pocos créditos negociados con bancos comerciales después de este año correspondieron a operaciones "forzadas", en las cuales los bancos debieron hacer ciertas concesiones. Paradójicamente, el único país que continuó experimentando un deterioro en los plazos de sus nuevas contrataciones fue Colombia, posiblemente por no haber llegado a una situación de crisis en el manejo de su deuda externa y continuar negociando créditos "voluntarios" con los bancos comerciales.

Aumento de las cargas financieras. El deterioro de los plazos junto con el incremento de las tasas de interés reales han agravado los problemas financieros de las empresas, aumentando considerablemente el servicio de la deuda externa expresada en dólares y, en muchos casos, exigiendo el pago de amortizaciones por inversiones que aún no han comenzado a producir ingresos. Este último problema ha sido especialmente agudo en el caso de grandes proyectos hidroeléctricos que demandan largos períodos de construcción. En términos generales, estos problemas han afectado más intensamente a los países que poseen sistemas eléctricos predominantemente hidráulicos o que en las dos últimas décadas han desarrollado proyectos hidroeléctricos de gran tamaño.

El aumento del costo financiero del endeudamiento se refleja en el ligero incremento del peso relativo que tienen los intereses respecto de los ingresos operacionales o del total de pagos de las empresas en la mayoría de los países, exceptuando México y Argentina (Cuadro No. 6, indicadores de carga financiera).

CUADRO No. 5

AMERICA LATINA Y EL CARIBE - CREDITOS DE ENTIDADES OFICIALES
(Plazos Promedios de Nuevas Contrataciones)
(número de años)

	1970	1975	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
ARGENTINA										
Plazo de amortización	16,5	19,9	14,1	16,1	14,4	9,6	19,3	18,5	12,8	14,1
Período gracia	3,4	4,8	3,2	4,6	4,4	2,6	5,6	4,1	2,8	3,5
BRASIL										
Plazo de amortización	24,7	18,5	12,8	12,7	13,8	12,8	9,7	13,0	13,7	14,1
Período gracia	5,8	4,7	3,0	2,8	3,4	3,0	2,3	3,3	3,4	3,4
CHILE										
Plazo de amortización	12,4	15,1	8,4	10,6	9,2	11,4	10,3	13,0	18,7	14,4
Período gracia	3,5	3,3	3,7	4,2	3,8	3,6	3,7	5,2	4,4	3,7
COLOMBIA										
Plazo de amortización	21,2	15,4	15,3	12,7	14,6	13,6	13,7	11,8	13,6	11,4
Período gracia	4,8	4,1	4,4	4,6	5,0	4,1	4,2	3,1	3,2	2,9
COSTA RICA										
Plazo de amortización	27,7	17,5	13,2	8,1	19,8	12,6	11,0	18,0	21,0	19,7
Período gracia	6,3	4,4	4,8	2,8	6,6	4,6	4,8	4,8	5,4	5,2
ECUADOR										
Plazo de amortización	20,0	10,9	13,4	12,2	18,1	12,4	15,6	13,4	12,8	16,9
Período gracia	3,9	2,9	4,5	4,2	6,5	3,2	3,7	3,2	3,7	4,4
HONDURAS										
Plazo de amortización	0,0	7,0	6,5	14,6	9,5	3,6	11,8	8,3	10,0	9,0
Período gracia	0,0	1,9	2,3	5,6	2,3	1,3	2,1	1,6	3,5	0,9
MEXICO										
Plazo de amortización	11,6	7,0	9,7	8,2	7,4	7,6	10,7	11,4	13,1	14,1
Período gracia	3,4	2,9	4,4	4,5	3,6	3,8	4,6	3,0	4,4	4,8
REP. DOMINICANA										
Plazo de amortización	28,4	19,8	12,3	16,0	17,0	21,8	15,1	17,2	15,4	18,9
Período gracia	4,8	5,6	4,0	4,8	5,1	6,9	4,5	6,6	5,3	4,1
TRINIDAD Y TOBAGO										
Plazo de amortización	9,8	24,5	8,5	10,2	8,5	8,4	8,3	7,4	9,9	7,1
Período gracia	1,2	5,3	3,9	3,4	3,1	3,2	4,1	3,9	2,2	4,0
VENEZUELA										
Plazo de amortización	8,2	0,0	7,6	7,1	8,2	7,2	15,1	16,2	18,4	16,7
Período gracia	1,9	0,0	3,1	1,7	1,7	2,5	2,9	3,0	4,8	2,9

Fuente: BIRF, "World Debt Tables", 1988-89 Edition.

CUADRO No. 6

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
INDICADORES DE CARGA FINANCIERA (1)
(países seleccionados, en porcentajes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
ARGENTINA							
Intereses/Ing. Operación	43,2	28,6	26,6	18,1	20,3	21,1	29,9
Intereses/Pagos Totales	19,3	17,0	15,8	11,5	11,9	11,3	14,4
BRASIL							
Intereses/Ing. Operación	55,2	66,0	77,4	61,8	52,7	31,0	53,8
Intereses/Pagos Totales	25,4	24,7	30,5	24,5	22,7	18,0	23,9
CHILE							
Intereses/Ing. Operación	53,1	62,3	71,9	63,6	41,8	12,1	43,9
Intereses/Pagos Totales	27,4	23,9	37,4	41,1	24,3	15,0	28,0
COLOMBIA							
Intereses/Ing. Operación	23,2	23,0	30,7	38,1	43,8	39,4	36,4
Intereses/Pagos Totales	9,1	10,0	13,5	16,8	19,1	16,3	16,3
ECUADOR							
Intereses/Ing. Operación	100,5	324,8	71,8	187,0	82,7	n.a.	144,6
Intereses/Pagos Totales	16,2	83,9	21,0	55,4	36,0	13,6	39,1
HONDURAS							
Intereses/Ing. Operación	15,7	17,1	13,8	50,7	41,7	22,0	27,8
Intereses/Pagos Totales	22,8	20,8	15,1	5,1	6,6	8,7	13,6
MEXICO							
Intereses/Ing. Operación	117,2	80,4	56,6	27,0	9,7	12,0	18,3
Intereses/Pagos Totales	22,8	20,8	15,1	5,1	6,6	8,7	9,0
REPUBLICA DOMINICANA							
Intereses/Ing. Operación	6,9	6,6	6,1	14,5	12,7	12,9	9,3
Intereses/Pagos Totales	4,4	4,2	3,8	10,9	7,8	6,3	6,6
TRINIDAD Y TOBAGO							
Intereses/Ing. Operación	38,9	19,4	24,9	8,5	7,8	7,6	14,7
Intereses/Pagos Totales	8,9	11,7	18,5	7,0	7,1	7,5	10,2
VENEZUELA							
Intereses/Ing. Operación	18,4	29,5	21,5	18,0	12,3	11,7	3,5
Intereses/Pagos Totales	4,2	7,0	5,3	3,4	3,5	4,2	4,4

(1) Los indicadores de carga financiera se obtienen al relacionar el pago de intereses con la generación de recursos de las empresas y permiten medir el peso del costo financiero del endeudamiento.

Fuente: OLADE, sobre la base de información de los Países Miembros seleccionados para el estudio.

Debe notarse que este incremento se produce a pesar del enorme esfuerzo que realizaron todos los países para aumentar sus ingresos por ventas de energía, como parte de los programas de ajuste adoptados en estos años.

La consecuencia inmediata de tener menores períodos de gracia y plazos para el repago de los créditos es el aumento de las amortizaciones que se refleja en el deterioro de los indicadores de servicio de la deuda (Cuadro No. 7). El caso más dramático es el del sector eléctrico ecuatoriano, en el cual el servicio de la deuda representó en promedio el 340% de los ingresos operacionales; por su parte, en Venezuela y México fluctuó alrededor del 200%, si bien en este último país la situación mejoró notablemente después de que el Gobierno asumió la deuda del sector en 1986. Trinidad y Tobago constituye la única excepción a esta tendencia general, posiblemente por ser uno de los países con menor nivel de endeudamiento. También debe observarse que en los dos últimos años se revierte la tendencia en varios países como consecuencia de las operaciones de rescate (caso de México y Chile) y por la reestructuración de la deuda externa de los países.

Los movimientos en la paridad de las monedas en que se denomina la deuda externa

Devaluación del dólar. El acelerado proceso de devaluación del dólar frente a las monedas de los otros países industrializados que se presentó entre 1984 y 1987 incrementó de manera notable el saldo de la deuda de las empresas y su servicio expresados en dólares. Este fenómeno afectó tanto a la deuda contraída directamente en monedas diferentes al dólar, como la deuda contraída en entidades multilaterales, en razón de las canastas de monedas que ellas utilizan para el ajuste de los saldos vigentes. Debe señalarse que aun si este fenómeno se revierte completamente en el futuro, mediante un proceso de revaluación del dólar, los países latinoamericanos ya habrían pagado durante el período de devaluación un servicio de la deuda muy superior al que se previó cuando ésta fue contratada.

Incremento del saldo de la deuda externa y su servicio

El saldo de la deuda pública externa latinoamericana se incrementó en US\$ 162.400 millones entre 1982 y 1987, pero en esos mismos años la Región tan solo recibió recursos frescos por un valor de US\$ 53.600 millones, lo cual quiere decir que el sector público adeuda hoy cerca de US\$ 109.000 millones más que en 1982, sin haber recibido esos recursos (Cuadro No. 8). En términos porcentuales el incremento del total de la deuda pública que no corresponde a flujos netos fue de cerca del 62%. Debe reconocerse que parte de este aumento corresponde a la socialización de las deudas privadas que se llevó a cabo en algunos países, pero no es la explicación principal, como se comprueba con el hecho de que el saldo de la deuda que más crece por este concepto (79%) es el que corresponde a obligaciones con entidades financieras oficiales, las cuales prestan casi exclusivamente al sector público. Además, por efecto de la devaluación del dólar, los créditos del Banco Mundial a los países latinoamericanos incrementaron su valor en un 71% entre 1984 y 1987 (Cuadro No. 9), haciendo más gravoso el servicio de la deuda de estos países, según cifras publicadas por dicha institución financiera.

Aunque los indicadores que se acaban de comentar corresponden a la totalidad de la deuda pública externa, y no al sector eléctrico en particular, es perfectamente

CUADRO No. 7

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
INDICADORES DE SERVICIO DE DEUDA (1)
(países seleccionados, en porcentajes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
ARGENTINA							
S.D./Ingresos Operación	50,4	35,5	32,5	26,7	28,3	37,5	34,27
S.D./Gastos Operación	43,6	37,11	33,0	27,1	28,5	37,3	34,02
BRASIL							
S.D./Ingresos Operación	90,0	113,5	153,8	128,3	123,9	60,1	53,8
S.D./Gastos Operación	180,5	246,9	312,0	229,6	209,6	109,4	199,53
CHILE							
S.D./Ingresos Operación	59,6	71,1	83,0	81,3	82,3	54,5	71,38
S.D./Gastos Operación	319,0	370,7	453,7	488,7	496,6	405,4	211,45
COLOMBIA							
S.D./Ingresos Operación	63,4	57,6	72,1	83,0	109,7	129,3	98,23
S.D./Gastos Operación	102,7	92,3	123,8	164,5	220,3	293,3	191,52
ECUADOR							
S.D./Ingresos Operación	203,6	558,1	287,0	415,2	235,9		339,73
S.D./Gastos Operación	365,6	2078,2	809,6	1679,0	422,6		835,05
HONDURAS							
S.D./Ingresos Operación	37,9	60,0	54,3	91,0	71,9	56,5	63,07
S.D./Gastos Operación	75,3	132,9	183,9	282,4	231,0	189,5	179,45
MEXICO							
S.D./Ingresos Operación	218,6	178,8	185,8	404,4	22,3	27,6	80,88
S.D./Gastos Operación	211,3	234,3	248,2	592,4	30,3	38,8	111,85
REPUBLICA DOMINICANA							
S.D./Ingresos Operación	15,6	16,0	7,8	15,8	33,6	31,7	22,86
S.D./Gastos Operación	16,5	16,8	6,4	18,5	35,1	33,3	23,47
TRINIDAD Y TOBAGO							
S.D./Gastos Operación	38,9	33,9	35,9	14,9	14,1	14,6	22,88
S.D./Gastos Operación	19,0	36,5	43,4	16,3	16,0	16,3	23,75
VENEZUELA							
S.D./Ingresos Operación	173,1	198,7	184,6	224,4	104,4	111,6	152,3
S.D./Gastos Operación	233,7	272,4	169,1	325,5	171,1	169,8	209,8

(1) Los indicadores del servicio de la deuda permiten evaluar la capacidad de pago de la deuda en las empresas y el peso que tiene el total del servicio (intereses más amortizaciones) sobre la operación de las empresas.

Fuente: OLADE, sobre la base de información de los Países Miembros seleccionados para el estudio.

CUADRO No. 8

DEUDA PUBLICA EXTERNA DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
IMPACTO DE LA DEVALUACION DEL DOLAR SOBRE EL SALDO DE LA DEUDA*
(millones de US\$)

	(1) SALDO DEUDA EXTERNA 1982	(2) 1987	(3) SALDO 1983-87	(4) FLUJO NETO 1983-87	(5) (3) - (4)	(6) (5)/(1) %
ARGENTINA						
- Entidades Oficiales**						
- Banca Comercial						
BRASIL	50.797	91.653	40.656	12.312	28.544	56,2%
- Entidades Oficiales	8.508	25.201	16.693	4.196	12.497	146,9%
- Banca Comercial	40.541	63.673	23.132	7.546	15.586	38,4%
CHILE	5.243	15.536	10.293	4.893	5.400	103,0%
- Entidades Oficiales	1.180	3.957	2.777	1.749	1.028	87,1%
- Banca Comercial	2.697	4.882	2.185	1.684	501	18,6%
COLOMBIA	5.900	13.828	7.838	3.737	4.101	68,5%
- Entidades Oficiales	3.018	8.263	5.245	2.942	2.303	76,3%
- Banca Comercial	2.697	4.882	2.185	1.684	501	18,6%
ECUADOR	4.042	9.026	4.934	2.470	2.514	62,2%
- Entidades Oficiales	1.595	3.160	1.465	1.308	157	9,3%
- Banca Comercial	2.066	5.468	3.402	942	2.460	119,1%
HONDURAS	1.430	2.681	1.251	843	408	28,5%
- Entidades Oficiales	1.046	2.180	1.134	783	351	33,6%
- Banca Comercial	318	420	102	53	49	15,4%
MEXICO	51.642	82.771	31.129	10.641	20.488	39,7%
- Entidades Oficiales	6.959	15.940	8.981	4.482	4.499	64,7%
- Banca Comercial	44.502	50.503	6.001	-10.065	16.066	36,1%
REP. DOMINICANA	1.665	2.938	1.273	678	595	35,7%
- Entidades Oficiales	1.332	2.120	788	639	149	11,2%
- Banca Comercial	331	747	416	-5	421	127,2%
TRINIDAD Y TOBAGO	907	1.635	728	361	367	40,5%
- Entidades Oficiales	375	384	9	-30	39	10,4%
- Banca Comercial	510	1.135	625	316	309	60,6%
VENEZUELA	12.342	25.245	12.903	-2.435	15.338	124,3%
- Entidades Oficiales	412	1.128	716	-106	822	199,5%
- Banca Comercial	11.785	23.638	11.853	-2.120	13.973	118,6%
TOTAL REGIONAL	176.078	338.506	162.428	53.639	108.709	61,8%
- Entidades Oficiales	39.983	97.472	57.489	25.990	31.499	78,8%
- Banca Comercial	129.969	233.128	103.159	26.002	77.157	59,4%

(*) El aumento del saldo también se explica parcialmente en algunos países por la conversión de deuda privada en pública.

(**) "Entidades Oficiales" incluye BIRF, BID y Agencias Multilaterales.

Fuente: BIRF, "World Debt Tables", 1988-89 Edition.

válido suponer que la deuda de éste evolucionó de manera muy similar, dado el importante peso relativo que tiene el sector en el endeudamiento externo de la Región.

La reducción de los flujos de financiamiento externo a partir de 1983

A partir de la suspensión de pagos de su deuda externa por parte de México en agosto de 1982, los bancos comerciales redujeron drásticamente el otorgamiento de nuevos créditos a los países latinoamericanos y caribeños. De esa forma se invirtió la tendencia de la década anterior de obtener flujos netos de capitales positivos con la banca comercial, acentuándose los problemas financieros del sector y conduciendo en algunos casos a que los países absorbieran al menos parte de la deuda externa del sector o a que esta fuera reestructurada. Sin embargo, en ciertos casos en que se reestructuró la deuda de carácter comercial y bilateral del sector, este hecho no alivió sus finanzas puesto que se impuso a las empresas la obligación de continuar pagando el servicio en moneda local al Banco Central, en las condiciones contratadas. En adición, en varios países la "crisis de la deuda" condujo a que se dificultara la contratación de nuevos créditos de carácter oficial por parte de las empresas del sector, al menos durante el período que medió entre la suspensión de pagos y los acuerdos de reestructuración.

Debido a las fluctuaciones monetarias, el crecimiento del saldo de la deuda externa del sector eléctrico oculta este fenómeno y llevaría a conclusiones contrarias, es decir a afirmar que el sector tuvo acceso a abundantes recursos de crédito. Para evitar esta confusión debe analizarse el flujo neto de recursos que recibieron las empresas del sector, y no solamente la evolución del saldo.

Disminución del flujo neto de capitales

Respecto del flujo de capital, en todos los países de la muestra la relación entre desembolsos y amortizaciones disminuye por lo menos a la mitad a partir de 1983; además en tres casos - Chile, Honduras y Trinidad- llega a tener valores inferiores al 100% en 1988, y lo mismo en Ecuador para el promedio del período (Cuadro No. 10). Esto quiere decir que el sector eléctrico de estos países ha llegado a ser exportador neto de capitales y está disminuyendo el saldo real de su deuda. En los demás países, a pesar de la disminución, los desembolsos continúan siendo superiores a las amortizaciones, hecho que no deja de ser sorprendente dado el contexto de la crisis de la deuda externa.

Transferencia neta negativa de recursos. La relación entre desembolsos y servicio de la deuda, que sirve para medir la transferencia neta de recursos del sector, presenta una disminución similar. Además en todos los países excepto Argentina, registra valores inferiores al 100% (bien en el promedio del período, o bien en los años más recientes), lo cual indica que a diferencia de lo que ocurría al principio de la década, el sector está transfiriendo recursos al exterior.

CUADRO No. 9

AMERICA LATINA Y EL CARIBE - CREDITOS DEL BIRF
(Valor Real de los Créditos como
Porcentaje del Valor Original)

	1984	1987	Incremento %
ARGENTINA	91,6	132,6	44,8
BRASIL	86,9	149,3	71,8
CHILE	92,7	138,8	49,7
COLOMBIA	86,9	152,5	75,5
ECUADOR	83,1	139,8	68,2
HONDURAS	86,4	156,4	81,0
MEXICO	86,7	147,4	70,0
REPUBLICA DOMINICANA	79,4	144,6	82,1
TRINIDAD Y TOBAGO	87,7	165,4	88,6
VENEZUELA	106,9	153,9	44,0
TOTAL REGIONAL	86,5	147,9	71,0

Fuente: BIRF, World Debt Tables, 1988-89 Edition.

CUADRO No. 10

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO
(en porcentajes)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
ARGENTINA							
Desemb./Amortizaciones	733,6	725,0	774,6	502,7	666,1	307,9	550,6
Desemb./Servicio Deuda	105,1	140,9	141,2	162,6	188,1	134,9	138,0
BRASIL							
Desemb./Amortizaciones	244,2	381,2	205,8	176,9	131,7	143,7	194,3
Desemb./Servicio Deuda	94,3	159,4	102,3	91,7	75,7	69,5	96,6
CHILE							
Desemb./Amortizaciones	1185,5	1718,5	453,6	109,1	175,9	8,6	173,7
Desemb./Servicio Deuda	128,7	212,6	60,4	23,7	86,5	6,7	66,7
COLOMBIA							
Desemb./Amortizaciones	266,2	326,3	252,5	260,3	128,0	122,3	168,9
Desemb./Servicio Deuda	157,9	183,6	137,5	132,1	70,4	76,1	97,3
ECUADOR							
Desemb./Amortizaciones	136,0	22,0	38,0	36,6	88,4	787,4	75,5
Desemb./Servicio Deuda	68,9	9,2	28,5	20,1	57,5	383,9	43,4
HONDURAS							
Desemb./Amortizaciones	708,8	454,7	269,4	120,0	107,2	29,5	232,2
Desemb./Servicio Deuda	415,5	324,8	200,9	53,1	45,1	18,1	130,3
MEXICO							
Desemb./Amortizaciones	143,5	145,1	93,4	151,1	149,4	100,9	118,5
Desemb./Servicio Deuda	66,6	79,8	54,3	8,6	84,5	57,0	34,2
REPUBLICA DOMINICANA							
Desemb./Amortizaciones	248,9	252,6	585,2	2323,0	17,2	178,6	293,5
Desemb./Servicio Deuda	139,3	149,1	131,7	187,3	10,7	106,0	183,8
TRINIDAD Y TOBAGO							
Desemb./Amortizaciones	n.a.	446,3	285,3	118,2	117,4	7,7	408,2
Desemb./Servicio Deuda	593,2	190,6	87,4	51,0	52,9	3,7	146,4
VENEZUELA							
Desemb./Amortizaciones	129,4	107,6	95,0	93,5	105,6	108,1	104,5
Desemb./Servicio Deuda	115,7	90,2	83,8	85,1	91,3	92,2	91,4

Fuente: OLADE, sobre la base de información de los Países Miembros seleccionados para el estudio.

Problemas derivados de la recesión y los programas de ajuste de las economías nacionales

El efecto de la recesión económica. La recesión, que ha afectado a la mayoría de las economías latinoamericanas y caribeñas en la década presente, redujo considerablemente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Esta situación disminuyó los ingresos esperados de las empresas del sector, lo que afecto de manera especial a los sistemas predominantemente hidráulicos y, en especial a aquellos que habían desarrollado o estaban desarrollando nuevos proyectos de gran tamaño tales como Argentina, Brasil, Colombia y Honduras. En estos se produjo un sobredimensionamiento temporal de la capacidad de generación y bajos ingresos frente a las obligaciones de servicio de la deuda.

El efecto de las devaluaciones masivas. La mayoría de los países de la Región se han visto obligados a adoptar devaluaciones masivas de sus monedas, como parte de sus programas de ajuste económico, lo que ha encarecido notablemente el servicio de la deuda externa y el valor de las importaciones de equipos y repuestos (y en algunos países de combustibles importados) expresados en moneda local. En general, las tarifas no han podido ajustarse con prontitud a estas devaluaciones para cubrir el efecto de los mayores costos de los programas de inversión, de los gastos de operación y del servicio de la deuda externa.

El efecto de la aceleración de la inflación. En muchos países de la Región se ha acelerado considerablemente el proceso inflacionario en algunos períodos de la presente década. En estos casos se ha hecho difícil mantener o incrementar el nivel real de las tarifas, tanto por rezagos en el proceso de ajuste de las tarifas nominales, como por el hecho de que su elevación ha entrado en conflicto con las políticas antiinflacionarias adoptadas en algunos de ellos. En particular, varios países han adoptado en distintos momentos congelaciones o bajos ritmos de ajuste de las tarifas de servicios públicos, de los precios de los combustibles y de otros precios controlados por el Estado, como parte de sus programas antiinflacionarios, conduciendo al deterioro en términos reales de las tarifas durante algunos períodos de la década.

El efecto del déficit fiscal y el deterioro financiero de las empresas estatales petroleras. La mayoría de los países de la Región han afrontado en la presente década considerables problemas en sus finanzas públicas. En algunos casos, desde finales de los setentas se habían generado niveles de déficit fiscal incompatibles con la estabilidad económica. En otros, especialmente en los países exportadores de petróleo y los que derivan una parte importante de los ingresos corrientes de la nación de impuestos al consumo de derivados del petróleo, estos problemas se generaron como consecuencia de la baja en los precios internacionales del petróleo. Además en casi todos los casos los problemas fiscales se acentuaron (o se produjeron) como consecuencia de la denominada crisis de la deuda externa. En estas condiciones, casi todos los países de la Región se han visto obligados a reducir el déficit fiscal como parte de sus programas de ajuste, y con ello se han hecho más difíciles las transferencias del presupuesto nacional a las empresas del sector eléctrico. Además, la baja de los precios del petróleo ha deteriorado las finanzas de las empresas petroleras estatales, obligando a reducir o haciendo más difícil sus transferencias y subsidios a los combustibles en favor de las empresas del sector eléctrico, en los casos que dichos aportes se han producido.

La interrelación de los factores

Los problemas endógenos a la estructura financiera de las empresas y los derivados de los cambios ocurridos en la economía internacional y en las economías nacionales, han tenido múltiples interrelaciones, tal como se ha observado en la discusión de las secciones anteriores.

En la década del setenta, en algunos países se incrementaron las transferencias del presupuesto y de las empresas petroleras hacia el sector eléctrico y se mantuvieron bajos niveles de tarifas y una baja eficiencia en la gestión de facturación y cobro. Cuando en la década de los ochentas se redujeron los precios del petróleo, se hizo difícil mantener este nivel de transferencias, lo que complicó la solución de los problemas financieros de las empresas del sector eléctrico y el manejo macroeconómico.

Adicionalmente, la amplia disponibilidad de recursos del crédito externo en los setentas facilitó procesos de sobreendeudamiento en muchas empresas del sector, contribuyendo también al relajamiento de sus esfuerzos por generar recursos propios y a la adopción de programas de inversión excesivamente ambiciosos. El impacto del acortamiento de plazos y períodos de gracia, de la elevación de las tasas de interés real a partir de 1979, de la devaluación del dólar a partir de 1984 y de las devaluaciones a que se vieron obligados la mayoría de los países de la Región, condujo a que un gran número de empresas del sector se vieran en la imposibilidad de cubrir su servicio de la deuda externa. Al mismo tiempo se redujeron los flujos de nuevos créditos, en particular de la banca comercial, haciendo más difícil el financiamiento de los nuevos programas de inversión.

Asimismo, la recesión económica afectó la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y en consecuencia la generación de ingresos. Por otra parte, el aceleramiento de los procesos inflacionarios hizo difícil mantener o incrementar el valor real de las tarifas. Los problemas que afectaron las economías nacionales y sus programas de ajuste en la presente década, que incidieron en forma grave sobre las finanzas del sector eléctrico, tuvieron en parte su origen en desequilibrios gestados en la década del setenta. Estos estuvieron vinculados en gran medida con los procesos de endeudamiento externo, facilitados por la amplia disponibilidad de crédito, y con los incrementos de los precios del petróleo, que causaron desajustes en las economías de los países importadores de petróleo y que repercutieron de manera notoria en la mayoría de los países exportadores de petróleo de la Región.

La crisis de la deuda que se desarrolló a partir de 1982 y la baja de los precios del petróleo condujeron en la mayoría de los países a agravar estos desequilibrios, o a originarlos, y en consecuencia a exigir la adopción de programas de ajuste macroeconómico. Como ya se indicó, la recesión, las devaluaciones, la aceleración de las tasas de inflación, las restricciones fiscales y en las finanzas de las empresas estatales, que resultaron como consecuencia, han contribuido de manera notable al desarrollo y el agravamiento de los problemas financieros de las empresas del sector eléctrico.

2.3 Tipología de la Crisis

La incidencia relativa de los distintos factores

La importancia relativa de los factores que afectaron las finanzas de las empresas eléctricas varió significativamente de un país a otro. En algunos casos predominaron los problemas de insuficiencia tarifaria y endeudamiento externo y altas transferencias, mientras que en otros se estaba más cerca de niveles tarifarios óptimos aunque con serios problemas de endeudamiento. Asimismo, también se encuentran ejemplos donde los aspectos principales se concentran en bajos niveles de endeudamiento y altas transferencias fiscales.

Clasificación general de las distintas situaciones detectadas

En síntesis, los casos estudiados en la muestra escogida pueden agruparse como sigue:

TRANSFERENCIAS	ENDEUDAMIENTO	GENERACION INTERNA DE RECURSOS		
		BAJA	MEDIA	NORMAL
ALTAS	BAJO	REP. DOMINICANA* TRINIDAD Y TOBAGO* VENEZUELA		
	ALTO	MEXICO ARGENTINA ^H	ECUADOR	
BAJAS	ALTO		COLOMBIA ^H BRASIL ^H	HONDURAS ^H CHILE ^H

NOTAS:

- SE SUBRAYAN LOS PAISES PETROLEROS.
- CON ASTERISCOS LOS DE SISTEMAS CON PREDOMINIO TERMICO.
- CON ^H LOS DE PREDOMINIO HIDRAULICO.
- CON LINEA ENCIMA LOS PAISES CON ELEVADA INFLACION.

Algunos países como por ejemplo: Honduras, Chile y en menor medida Brasil y Colombia, tenían niveles tarifarios más próximos a los costos incrementales de largo plazo mientras que los niveles tarifarios eran en general más bajos, a principios de la década, en los países exportadores de petróleo (México, Venezuela, Trinidad y Tobago y, Ecuador), en los que las empresas del sector eléctrico recibían aportes del presupuesto nacional y las transferencias y subsidios de las empresas petroleras. En términos generales, niveles tarifarios menores se correspondían con mayores aportes y transferencias; tal el caso, además de los países petroleros, de la República Dominicana y Argentina. En estos casos, los impuestos al consumo de derivados del petróleo constituían una porción importante de los ingresos corrientes de la nación, y específicamente en el caso argentino parte de ellos estaban destinados a empresas del sector eléctrico. Asimismo, los menores niveles reales tarifarios se acentúan en países con elevados índices inflacionarios.

Los niveles de endeudamiento muestran también diferencias significativas de país a país. Su peso relativo ha sido mayor en países que venían desarrollando grandes proyectos hidroeléctricos, como son los casos del Brasil, Ecuador, Argentina, Colombia, Honduras, y Venezuela y, en menor medida, Chile y México. Esta correlación se debe a la mayor inversión relativa que exigen estos proyectos y a la mayor inadecuación de los créditos externos. Asimismo, se observa un menor nivel de endeudamiento del sector en países en que las empresas eléctricas recibían aportes, transferencias y subsidios mayores del presupuesto nacional y de las empresas petroleras. Así, los niveles más bajos de endeudamiento se encuentran en países en los que se daban simultáneamente condiciones de altas transferencias y sistemas predominantemente térmicos: Trinidad y Tobago, República Dominicana; y tendían a ser algo más bajos en Venezuela que en Honduras, Colombia, Brasil y Chile.

2.4 Algunas Medidas Adoptadas

Algunos países de la Región han resuelto, de manera más o menos satisfactoria, los problemas de financiamiento que enfrentó su sector eléctrico en la presente década; tal los casos de Chile y Trinidad y Tobago. En México se adoptó una solución global en 1986, pero los problemas financieros comienzan a aflorar nuevamente en la actualidad.

En otros casos la crisis financiera se ha agudizado hasta el punto de causar una crisis de grandes proporciones en el servicio eléctrico, como ha sucedido en la República Dominicana. Los problemas de suministro que ha sufrido Argentina se han derivado en parte del inadecuado mantenimiento de las instalaciones como consecuencia de la crisis financiera de las empresas, aunque obedecieron también en gran medida a problemas coyunturales de índole técnica e hidrológica.

En los demás países se han aplicado correctivos parciales que han permitido evitar hasta ahora crisis profundas del servicio, pero que aún no resuelven el financiamiento de los programas de inversión y mantenimiento, por lo que tales crisis podrían presentarse en el futuro. En términos generales, la naturaleza de las medidas o correctivos parciales adoptados en la Región ha estado vinculada con las causas y características del problema en cada país, con sus posibilidades macro-económicas y el manejo que se le ha dado a su deuda externa.

Aumentos de tarifas

Así, en Trinidad y Tobago, donde el nivel de endeudamiento era bajo, el problema se ha resuelto con aumento de tarifas (con endeudamiento nuevo), a medida que el gobierno se ha visto obligado a reducir sus aportes al sector ante las dificultades fiscales causadas por la baja de los precios del petróleo.

Absorción de la deuda por el Estado

Los otros países de la muestra que han adoptado soluciones globales al problema financiero del sector, México y Chile, lo hicieron mediante operaciones de reestructuración y absorción del todo o parte de la deuda externa del sector y, en el caso de México, con ajustes tarifarios. Estas medidas le han permitido a ambos países adoptar posteriormente cambios institucionales deseados en el sector: en México orientados a la autofinanciación de la Comisión Federal de Electricidad y en Chile a la privatización del servicio.

Privatización

En algunos países se han contemplado diversas formas de participación de capitales privados para contribuir a la solución de los problemas financieros y lograr una mayor eficiencia que evite su reaparición posterior. Sin embargo, solamente en un caso, Chile, se ha procedido a privatizar algunas de las principales empresas del sector. En este caso se hizo necesario "sanear" previamente la situación financiera de las empresas y adoptar reglas claras para su manejo y la fijación de tarifas como prerequisite de la privatización. En otras palabras, la privatización no constituyó en sí una solución a los problemas financieros de las empresas, pero la decisión de privatizar contribuyó a acelerar la adopción de soluciones financieras previas, tampoco representó un enfoque de la política sectorial sino un elemento esencial de la política económica global aplicada en el país.

Correctivos parciales

Los demás países de la muestra analizada han acudido a una mezcla de correctivos parciales y graduales que han postergado la crisis, pero no han resuelto el problema. Las medidas adoptadas incluyeron, entre otras:

- a. Incrementos en generación de ingresos de caja, mediante ajustes tarifarios y esfuerzos por reducir pérdidas negras y recuperar la cartera morosa y de dudoso recaudo.
- b. Reducción de inversiones y de pagos a contratistas y suministradores.
- c. Reestructuración, refinanciación o nacionalización de parte de la deuda del sector.
- d. Transferencias, compensaciones y subsidios del presupuesto nacional y de las empresas petroleras estatales.

El énfasis en uno u otro tipo de correctivos o soluciones parciales ha dependido de las características específicas del problema en cada país y de la orientación de su política económica. En general, todos ellos comparten el enfoque de no haber enfrentado el problema financiero del sector eléctrico de manera integral, recurriendo más bien a acciones parciales y sucesivas, a medida que se agravaba la situación financiera del sector. Esta aproximación ha traído, por lo general, grandes dificultades a la planeación financiera y la ejecución de las inversiones de las empresas, que han quedado sometidas a una considerable incertidumbre en cuanto al monto de los recursos presupuestales y del crédito que recibirán en cada año; al mismo tiempo, ha introducido incertidumbres y dificultades considerables para el manejo macroeconómico y de las finanzas públicas.

En esencia, en estos casos ha faltado una adecuada coordinación del manejo macroeconómico y el manejo sectorial. Los programas de ajuste macroeconómico no han considerado apropiadamente los problemas peculiares del sector y, en muchos casos, este no ha contemplado adecuadamente las necesidades y restricciones macroeconómicas. Este tipo de problemas ha sido más agudo en el caso de países que no han reestructurado o nacionalizado en todo o en parte la deuda del sector, como ha sucedido en Colombia y Brasil.

Ante las situaciones de déficit experimentadas por las empresas de energía eléctrica, se ha recurrido con alguna frecuencia a la reducción de los gastos de inversión o el capital de trabajo como mecanismo para equilibrar ingresos y egresos. De los egresos que pueden controlar las empresas la inversión es el de mayor monto y -en el corto plazo- el de menor urgencia; por lo tanto, muchas veces se considera que es el que puede modificar más significativamente el balance financiero del sector sin causar traumatismos inmediatos a la operación de las empresas. El servicio de la deuda es, en la mayoría de los casos, más importante desde el punto de vista cuantitativo, pero tradicionalmente ha sido considerado un gasto prioritario que no puede ser desatendido, así sea recurriendo a aportes gubernamentales para financiar los pagos correspondientes. Las consecuencias negativas de este procedimiento ya se han manifestado en algunos países de la Región donde la falta de inversión, especialmente en mantenimiento y rehabilitación de plantas ha ocasionado racionamientos y deterioro en la prestación del servicio. En otros países -que cuentan temporalmente con un exceso de capacidad instalada- los recortes de inversión no han tenido todavía efectos negativos, pero de continuar hacia el futuro indudablemente los tendrán.

3. PROPUESTAS DE POLITICA

3.1 Perspectivas de las Fuentes Tradicionales de Recursos Externos al Sector

Las perspectivas son poco favorables en lo que se refiere a la disponibilidad de algunas de las fuentes de recursos externos utilizadas tradicionalmente por las empresas del sector. Cualquier política de financiamiento que se diseñe para el sector debe, por lo tanto, partir de un cuidadoso examen de las condiciones de disponibilidad de cada una de las fuentes que se quiera utilizar. No se trata de plantear recomendaciones normativas sobre lo que deberían hacer las empresas del sector eléctrico, sino de reconocer con realismo lo que pueden lograr en materia de obtención de recursos.

3.1.1 El esquema contable básico

Para efectos de simplificar el análisis se considera que las empresas del sector tienen tres fuentes principales de recursos y a la vez, cuatro grupos de aplicaciones, según se indica a continuación:

FUENTES	USOS
1. <u>GENERACION INTERNA BRUTA</u> INGRESOS DE OPERACION MENOS GASTOS DE OPERACION	1. <u>INVERSION</u> 1.1 NUEVOS EQUIPAMIENTOS 1.2 REHABILITACION Y REPOTENCIACION DE PLANTAS
2. <u>APORTES INTERNOS</u> 2.1 APORTES GOBIERNOS 2.2 TRANSFERENCIAS OTROS SECTORES	2. <u>AMORTIZACION</u> 2.1 BANCA MULTILATERAL 2.2 BANCA PRIVADA
3. <u>CREDITO (DESEMBOLSOS) *</u> 3.1 EXTERNO · BANCA MULTILATERAL · BANCA PRIVADA 3.2 INTERNO	3. <u>INTERESES (O DIVIDENDOS)</u> 3.1 BANCA MULTILATERAL 3.2 BANCA PRIVADA
	4. <u>CAPITAL DE TRABAJO</u>

EQUILIBRIO FINANCIERO: TOTAL FUENTES = TOTAL USOS

(*) EN ESTE RUBRO SE INCLUIRIAN APORTES DE CAPITAL PRIVADO.

3.1.2 Disponibilidad esperable de las fuentes de recursos externos a las empresas

Los aportes de entidades oficiales

Es conveniente que el sector eléctrico adopte un primer criterio de realismo, consistente en reconocer que en el futuro será mucho más difícil continuar con aportes y transferencias del resto del sector público, a no ser en casos y circunstancias excepcionales. Por supuesto que esto no puede interpretarse como una situación totalmente rígida y sin excepciones, sino más bien como una tendencia general del manejo de las finanzas públicas en los países latinoamericanos y del Caribe. Más aun, existen situaciones en las que de una manera clara se justifica que las empresas de energía eléctrica reciban aportes o transferencias de otras entidades del sector público. Un ejemplo puede ser el de la construcción de proyectos de alto contenido social pero baja rentabilidad económica -por ejemplo, redes de distribución de energía en sectores rurales-; si un gobierno adopta la decisión política de llevar a cabo este tipo de proyectos, debe también aportar los recursos para su financiación. Lo importante es que en estos casos se eviten los errores del pasado reciente y los aportes se hagan de acuerdo a ciertos principios generales, tales como que los mismos sean de destinación específica y que se destinen para proyectos de inversión y no para financiar déficits de funcionamiento, entre otros criterios importantes.

Aportes del Gobierno Central. No cabe esperar que en los presupuestos de los gobiernos centrales se incluyan montos significativos de recursos para transferir a las empresas de energía eléctrica, en virtud del deterioro de las finanzas públicas en la mayoría de los países de la Región y de la alta probabilidad de que en los próximos años continúe la aplicación de los programas de ajuste macroeconómico que tienen como objetivo central la reducción del déficit fiscal y como instrumento preferido la disminución del gasto público.

Transferencias de otros sectores. Tampoco debe esperarse que continúen en las mismas magnitudes de los últimos años las transferencias y los subsidios para el sector eléctrico provenientes de las empresas petroleras estatales las que no sólo han experimentado la reducción de sus excedentes financieros con el actual nivel del precio internacional del crudo, sino que además en algunos casos deben atender continuas solicitudes de los gobiernos para financiar obras prioritarias en otros sectores de la economía, enfrentándose en ocasiones el riesgo de reducir los programas de inversión del propio sector petrolero.

Los recursos de crédito externo

El segundo hecho que debería ser reconocido por las empresas y adoptado como un criterio de sano realismo, se refiere a la limitación de los recursos de crédito externo: en el contexto actual de la crisis de la deuda latinoamericana, sólo es factible esperar que, como tendencia general los distintos entes financieros estén dispuestos a hacer desembolsos por una cuantía similar a las amortizaciones que recibirán o, lo que sería equivalente a refinanciar los pagos de capital. A lo sumo algunas entidades podrían llegar a desembolsar montos equivalentes a los pagos de amortización e intereses, de manera que no haya transferencia neta de recursos. Por supuesto, en el caso de países con un bajo nivel de endeudamiento (por ejemplo,

Trinidad y Tobago o República Dominicana), sería factible esperar mayores desembolsos de mayor magnitud. En cuanto a tendencia, este tipo de comportamiento sería común a las diversas fuentes de créditos, aunque subsisten diferencias importantes:

Banca comercial. Los bancos comerciales han adoptado una política general de no incrementar, e inclusive reducir de cualquier manera su nivel de exposición crediticia en los países en desarrollo. De otra parte, no debe olvidarse la posibilidad de llegar a reducir el valor de estas obligaciones, dentro de los nuevos esquemas de negociación que empiezan a ponerse en práctica entre los países y los bancos acreedores. Así lo demuestra el reciente acuerdo logrado por México, que incluye opciones de reducción de deuda, reestructuración a largo plazo con menores tasas de interés y una cantidad menor de recursos frescos.

Banca de fomento. Las entidades multilaterales y bilaterales tienen una actitud diferente y, en principio, estarían dispuestas a otorgar mayores volúmenes de crédito, aunque con algunas limitaciones, al sector eléctrico latinoamericano y del Caribe, debiendo plantearse en este sentido que la transferencia neta de recursos de estos organismos tienda a ser positiva para los países o al menos que sea equilibrada. En adición, hay casos en que no se presentan mayores necesidades de proyectos de inversión en el sector que justifiquen desembolsos adicionales importantes, requiriéndose en tales condiciones una mayor flexibilidad para el otorgamiento de créditos sectoriales no vinculados a proyectos. Por otra parte, aun con el incremento de recursos de los entes financieros, como es el caso del BID con la última reposición efectuada a principios de año, los mismos podrían no ser colocados totalmente debido a la posibilidad de una mayor condicionalidad.

Limitaciones al endeudamiento de las empresas. Las limitaciones de las fuentes de financiamiento coinciden con las provenientes de la situación interna de la mayoría de las empresas. Una conclusión directa del diagnóstico realizado es que en la mayoría de los casos el sector eléctrico de los países considerados ha enfrentado en los últimos años una situación de sobreendeudamiento. En consecuencia, si no se han efectuado operaciones de absorción de pasivos y alivio de la deuda, por parte del Estado, la capacidad de incrementar de manera significativa el nivel de endeudamiento del sector en estos casos es prácticamente nula. Aunque el contexto general de la crisis de la deuda no implicara restricción alguna, difícilmente las instituciones de crédito estarían dispuestas a otorgar nuevos préstamos a empresas en esas condiciones financieras.

3.2 El Planteamiento Central: Principales Criterios de la Política Financiera

3.2.1 Política de inversión: prioridad y racionalización

Deberá efectuarse un esfuerzo de racionalización de los planes de inversión, intensificándose los programas de manejo de la demanda y uso racional de la energía eléctrica y mejorándose sustancialmente los métodos y criterios para definir los programas de expansión. Además, es necesario evitar la utilización de la disminución indiscriminada de las inversiones como mecanismo de ajuste frente a los desequilibrios financieros de las empresas del sector eléctrico de la Región; los costos de los racionamientos de energía eléctrica y el impacto negativo sobre la

actividad económica constituyen los argumentos que sustentan este criterio, el que debe acompañar a la racionalización de los programas de inversión, de manera que sean compatibles con las restricciones financieras que afronta el sector.

Si bien los gastos de inversión deben tener prioridad sobre otros egresos del sector eléctrico, en particular sobre el servicio de la deuda, no quiere decir esto que puedan olvidarse las fuertes restricciones financieras que pesan sobre las empresas, ni repetir errores del pasado cuando se contaba con recursos prácticamente ilimitados para la inversión. Por el contrario, el sector debe adoptar políticas de revisión de los planes de expansión del servicio, balance en las inversiones de distribución y transmisión, énfasis en programas de rehabilitación, y otras que serán discutidas en detalle en el epígrafe número 3.3 de este capítulo.

3.2.2 La política de endeudamiento externo

Objetivos globales

Nivel mínimo de endeudamiento. El sector eléctrico latinoamericano y del Caribe debería buscar desembolsos de crédito externo en una cuantía tal que le permitan mantener constante el saldo nominal de su deuda, e inclusive incrementarlo a una tasa igual a la de la inflación internacional o sea manteniéndolo constante en términos reales. Si bien es un hecho incuestionable que, como regla general, las entidades financieras no están dispuestas a aumentar su nivel de exposición crediticia en los países de la Región, e inclusive en algunos casos como el de la banca privada tratan de disminuirlo, otra realidad igualmente incuestionable es que las empresas de energía eléctrica ya tienen un determinado nivel de endeudamiento, y carece de sentido pretender que lo reduzcan. En adición a sus dificultades financieras, se trata de empresas con claras necesidades de crecimiento y en estas circunstancias no se les podría exigir que reduzcan el saldo de su deuda; por el contrario es normal que traten de aumentarlo o por lo menos mantenerlo constante.

Consideraciones de índole macroeconómica refuerzan esta posición: la mayoría de los países latinoamericanos y del Caribe no han superado aún sus problemas de liquidez y de manejo de su deuda externa que han caracterizado los años posteriores a 1982 y de hecho se encuentran prácticamente en estado de insolvencia. Como en muchos de ellos el sector eléctrico participa en una proporción importante en la deuda externa vigente y en su servicio, no es prudente que el sector se convierta en exportador neto de capitales, por cuanto ello conduciría a un nivel muy alto de transferencias al exterior, agravando las dificultades cambiarias y limitando las posibilidades de inversión y crecimiento económico del país como un todo.

Aun en las difíciles circunstancias actuales es posible para el sector eléctrico latinoamericano y del Caribe alcanzar el objetivo mínimo de mantener constante su nivel de endeudamiento: en el caso de los bancos comerciales y las entidades de crédito a la exportación, las reestructuraciones de la deuda externa se han efectuado con ese propósito. Por su parte, las entidades multilaterales aceptan el principio de que no pueden obligar a los países a ser exportadores de capital y reconocen la necesidad de mantener un ritmo adecuado de desembolsos.

Nivel máximo de endeudamiento. En cuanto al monto máximo de desembolsos que podría llegar a recibir una empresa de energía eléctrica es aquel que hace que

la transferencia neta de recursos al exterior sea igual a cero; es decir, que los desembolsos sean equivalentes a las amortizaciones más el pago de intereses. De esta manera la deuda estaría creciendo a un ritmo anual no mayor de la tasa de interés vigente en los mercados internacionales (aproximadamente un 11% anual), manteniéndose constante en términos reales. Desde el punto de vista de la propia situación financiera de las empresas, con excepción de aquellas con bajo nivel de endeudamiento, podría afirmarse que el saldo de la deuda de las empresas no debería crecer a una tasa superior al crecimiento de los ingresos corrientes, de manera que no se deterioren aún más sus indicadores de carga financiera. En aquellos casos en que la nación haya tomado a su cargo, o lo haga en el futuro, parte o toda la deuda del sector eléctrico, el criterio sugerido de mantener el saldo real de la deuda sectorial debe cubrir también la porción de la deuda nacionalizada.

Política de endeudamiento frente a los distintos acreedores

El rango de desembolsos mínimo y máximo se refiere al total del saldo de la deuda externa de las empresas del sector y no necesariamente al correspondiente a cada uno de los grupos de acreedores considerados por separado; más aun, es previsible que en los próximos años se produzca un cambio en la composición de la deuda según tipo de fuentes financieras.

Banca comercial. El planteamiento básico frente a la banca comercial debería orientarse principalmente hacia la reducción y la reestructuración de la deuda más que hacia la obtención de nuevos créditos voluntarios. Como ya se ha mencionado, la banca privada está siguiendo una clara estrategia de reducción de su exposición real frente a América Latina y el Caribe, lo que hace esperar, en general, un bajo nivel de desembolsos de nuevos préstamos, abriéndose posibilidades de reducción del valor nominal de la deuda o de reestructuración a largo plazo y bajas tasas de interés. De esta manera se apuntaría a que las transferencias netas negativas disminuyan y tiendan a cero.

Banca de fomento, multilateral y bilateral. En este caso la política debería orientarse a lograr transferencias netas de recursos positivos o como mínimo que sean nulas, dado el carácter de apoyo al desarrollo que tienen estas instituciones de crédito. De este modo, se tendería a alcanzar al objetivo general de anular las transferencias netas globales, o al menos los flujos netos, dadas las menores posibilidades que se visualizan con la banca privada. En los casos que, por circunstancias coyunturales, se prevén niveles bajos de los programas de inversión en los próximos años y, en consecuencia, no se podría cumplir esta meta con el financiamiento de proyectos de inversión, habría necesidad de acudir a mecanismos de créditos de ajuste sectorial que permitan utilizar parte de sus recursos en la capitalización de las empresas del sector.

3.2.3 Equilibrio entre generación interna de recursos e inversión

Nivel de la generación interna de recursos

En base a las posibilidades reales de financiamiento de fuentes externas al sector y a las políticas de racionalización de la inversión y de endeudamiento

externo, se concluye que el nivel de la generación interna de recursos debe tender a equilibrar cuantitativamente los requerimientos de inversión. En la hipótesis mínima que plantea que los flujos netos de crédito externo sean nulos, será la generación interna neta la que, aunque menor en magnitud que las inversiones, deberá tender a una cuantía similar a ellas, mientras que en un escenario más optimista será la generación interna bruta la que deberá aproximarse a ello.

Esto significa que si durante los próximos años el sector eléctrico latinoamericano y caribeño tan sólo obtiene recursos de crédito externo por cuantía similar a sus amortizaciones de capital (o a las amortizaciones más los intereses) y recibe aporte internos reducidos, el monto máximo de programas de inversión que en promedio podrá adelantar estará determinado por su generación interna neta o bruta de recursos. Tal conclusión sobre las posibilidades reales de financiamiento del sector eléctrico en el mediano plazo plantea una seria exigencia a las empresas del sector por cuanto su capacidad de inversión estará determinada en los próximos años principalmente por su productividad y eficiencia en la generación de excedentes operacionales.

No obstante, debe aclararse que esto es solamente un principio orientador de la obtención de recursos internos y externos y no implica necesariamente una destinación específica de los mismos dentro del flujo de fondos de las empresas. Así, por ejemplo, en el caso en que una empresa haya obtenido créditos para financiar sus proyectos de inversión, podrá destinar parte de sus recursos propios a atender los pagos de intereses y amortizaciones. También en el caso de los créditos de las entidades multilaterales -que no han sido sujetos a reestructuración- deberán cubrirse las amortizaciones con recursos internos, sólo bajo el supuesto de que estas entidades otorgaran créditos frescos que por lo menos compensen tales amortizaciones.

Cambio en la prioridad de la asignación de recursos internos

Según el enfoque presentado, la inversión adquiere prioridad sobre el servicio de la deuda, dentro de la política de financiamiento del sector, y en la práctica podría llegarse a una situación en la cual el capital adeudado a acreedores internacionales no sería pagado en los próximos años de no ingresar nuevos créditos externos. Estas conclusiones exigen un cambio de enfoque frente a los entes financieros internacionales acostumbrados a pedir prioridad en la aplicación de los recursos internos para el servicio de la deuda, con lo cual en la práctica, la inversión quedaba como elemento residual sujeto a la consecución de créditos nuevos.

Teniendo en cuenta la historia reciente del sector eléctrico de América Latina y el Caribe puede anticiparse que no será fácil ni para las empresas ni para los acreedores ajustarse a la situación implícita en el nivel y el destino adecuados de la generación interna de recursos. Para lograrlo se requiere un esfuerzo conjunto y simultáneo en varios campos: en la generación interna de recursos de parte de las empresas, que incluye primero la disminución de gastos operativos a través de una gestión más eficiente, y en segundo término el incremento de los ingresos a través de ajustes tarifarios; en la racionalización de los programas de inversión, de manera que se logre un mayor retorno de cada dólar invertido; y, finalmente, en la política de endeudamiento, particularmente el externo, de manera que los acreedores apoyen financieramente el esfuerzo interno de las empresas y los países.

3.3 Algunas Estrategias para el Financiamiento del Subsector Eléctrico

3.3.1 La Política Sectorial

Generación interna de recursos

Mejoras en la eficiencia de la gestión empresarial. Se hace imprescindible un mayor control de los gastos operativos y la adopción de medidas destinadas a mejorar la eficiencia operativa. Debe tenerse cuidado, sin embargo, en evitar que el control de costos de operación puede perjudicar los programas de mantenimiento y rehabilitación de plantas y redes y los esfuerzos de facturación y cobro.

Incremento de ingresos y mejoras en al estructura tarifaria. El logro o el mantenimiento de un nivel apropiado de ingresos operacionales exige tanto un esfuerzo por parte de las empresas del sector, como decisiones de carácter gubernamental vinculadas con la fijación de tarifas y su actualización periódica, con la expedición de normas legales y reglamentarias que faciliten a las empresas el control del contrabando y la recuperación apropiada de su cartera, con el pago oportuno del resto del sector público y del propio gobierno de sus obligaciones contraídas con dichas empresas. En estos últimos casos, se requiere resolver el problema de los saldos acumulados mediante aportes del gobierno o acuerdos de refinanciación.

Debe implantarse y sostenerse una sana estructura tarifaria que permita recuperar los costos del servicio incrementando además la generación interna bruta de recursos a los niveles requeridos. Tal estructura debe adecuarse considerando los efectos que la estacionalidad y los picos de demanda tienen sobre los requerimientos de capacidad y la estructura de costos de las empresas del sector. Los países que no han adoptado tarifas diferenciales de potencia y energía, en horas pico y no pico y según la estacionalidad de la demanda, deberían hacerlo, por cuanto ello contribuirá a reducir las necesidades de inversión de las empresas y a mejorar su situación financiera, sin que se aumente de manera indebida los costos del servicio a los usuarios en forma generalizada.

Asimismo, deberían introducirse diferenciaciones tarifarias según la calidad del servicio. En particular, la estructura tarifaria debería permitir que los usuarios productivos tengan la opción de pagar una tarifa más alta que les garantice una mayor regularidad y calidad del servicio, o una más baja que los exponga en mayor medida a los riesgos de racionamiento, suspensión o variaciones de voltaje. En esta forma se conseguiría incrementar los ingresos financieros de las empresas eléctricas, con el concurso de quienes están dispuestos a pagar tarifas más altas que les eviten incurrir en costos superiores debidos a una menor confiabilidad del suministro, sin necesidad de acudir a incrementos generalizados en la base tarifaria, que afecten a consumidores residenciales y a pequeñas unidades productivas que no requieren una calidad de servicio tan alta. Este tipo de innovación tarifaria tiene, además, las ventajas de presentar una alta viabilidad política y de evitar ineficiencias en la economía nacional, ya que en caso contrario los consumidores que requieren alta calidad del servicio se ven obligados a instalar plantas propias que por su tamaño reducido y su bajo factor de carga resultan a veces menos eficientes.

Los usuarios deben ser considerados como parte integral de la problemática del subsector teniendo en cuenta sus condiciones socioeconómicas y las características físicas de su consumo, a fin de que puedan participar activamente en la aplicación de políticas tarifarias y de uso racional de energía que permitan mejorar los ingresos de las empresas y racionalizar las inversiones. Asimismo, es necesario mantener niveles adecuados de calidad del suministro dentro del concepto de equidad en cuanto al acceso de la población al servicio público de electricidad.

Racionalización de la inversión

Gestión de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica. Una estimación más realista y la implantación de mecanismos para el manejo de la demanda de energía eléctrica tienen un impacto directo sobre la reducción de las necesidades de inversión para atender la expansión de los sistemas eléctricos, y por lo tanto sobre la mejora de la situación financiera de las empresas del sector y la disminución de sus costos operativos. Actualmente, en muchos países de la Región los sistemas eléctricos se encuentran, por un lado, con ofertas limitadas, cuya expansión se ve afectada por restricciones financieras y por otro lado están presionados por una demanda que crece constantemente y que puede ser controlada actuando sobre los usuarios mediante acciones para modular sus diagramas de carga disminuyendo su demanda de potencia y aumentando la eficiencia del uso de la energía. También es importante destacar el efecto de estas acciones sobre las pérdidas de energía, debido a que en muchos casos las mismas son elevadas por la desigual repartición de cargas a nivel de subestaciones y al mal estado de la redes.

Asimismo, la adopción de políticas y programas eficientes de conservación y sustitución de energía eléctrica puede contribuir en forma importante a reducir el monto requerido de los programas de inversión. En muchos países se ha avanzado en el diseño y promoción de programas y medidas especiales que permiten ahorros sustanciales en el consumo de energía eléctrica en los hogares, en el sector comercial y en determinados sectores industriales. Su generalización requiere una política activa de investigación y promoción por parte de las empresas del sector. Además, una adecuada estructura de tarifas contribuiría a conseguir efectos importantes tanto en ahorro del consumo total de energía como en sustitución de energía eléctrica por otros energéticos más económicos.

El logro de sustituciones convenientes para los países exige también la adopción de programas similares y, en adición, de programas de suministro de los energéticos alternativos. Por ejemplo, varios países de la Región podrían incrementar la utilización de gas natural y gas propano en el sector residencial, en el sector comercial y en el sector industrial. No obstante, debe hacerse un análisis técnico, económico y financiero de las opciones de sustitución desde el punto de vista nacional, ya que podría ocurrir que una alternativa conveniente para el subsector eléctrico requiera mayores inversiones y agrave el problema financiero de otro subsector, resultando inconveniente para la economía del país.

Mejora de los métodos y criterios de selección de inversiones. Para superar los problemas de eficiencia y mejorar la asignación de recursos se hace necesario, en primer lugar, establecer o consolidar procedimientos de planificación integrada del sector energético. Los mismos deben partir de estimar las necesidades energéticas de los diferentes agentes económicos, determinadas en función de la evolución prevista del crecimiento económico y poblacional y de opciones específicas

de precios y políticas de conservación, entre otros aspectos importantes. Con esta base se debe determinar la forma más económica de atender estas necesidades con los recursos energéticos disponibles. El análisis debe contemplar la evaluación comparativa de opciones de conservación, de sustitución de unos energéticos por otros y de la forma más económica de atender los requerimientos de cada uno de ellos. Para desarrollar en forma apropiada esta labor se requiere desarrollar los instrumentos analíticos más idóneos y contar con un marco institucional adecuado para tomar decisiones de precios, tarifas y programas de inversión en forma integrada.

Las metodologías de selección de inversiones para la expansión de los sistemas eléctricos deben ir más allá de la búsqueda del óptimo económico definido por el mínimo costo total de los programas de equipamiento, considerando debidamente además las restricciones financieras y la incertidumbre presente en un conjunto de parámetros claves, tales como la demanda de energía, los precios del petróleo y las tasas de interés, la variación del poder de compra de las monedas nacionales frente al valor de las importaciones de equipos, entre otros. Asimismo, debe contarse con una adecuada cartera de proyectos con un grado de avance tal que sus costos se conozcan con un nivel aceptable de confianza, a fin de poder encontrar un programa de inversión óptimo.

Los criterios que definen las estrategias de equipamiento, y por lo tanto los programas de inversión, deben manejarse cuidadosamente. Particularmente los requerimientos de inversión resultan notoriamente sensibles al nivel de confiabilidad del servicio para el cual se planifique la expansión del sistema, así como a la proporción de generación hidroeléctrica. Por ejemplo, tal como ha sucedido en ciertos casos, se incurriría en un sobreequipamiento importante si se pretendiera desarrollar un sistema fuertemente hidráulico, capaz de atender la demanda con un nivel alto de confiabilidad en una situación hidrológica extremadamente seca.

Priorizar la rehabilitación y repotenciación de plantas generadoras. Los programas de inversión deben dar más alta prioridad a las inversiones en rehabilitación y repotenciación de plantas de generación. La experiencia reciente en varios países ha demostrado que los problemas financieros de las empresas del sector han inducido en buena medida reducciones en los programas de mantenimiento y, ante la ausencia de programas de rehabilitación de plantas, han producido efectos negativos sobre la disponibilidad de la capacidad instalada. En varios países se ha encontrado que con inversiones mucho menores (y de muy alto rendimiento) en rehabilitación y repotenciación de plantas, se pueden conseguir adiciones a la capacidad efectiva que reducen sustancialmente las necesidades de financiamiento de los programas de expansión y los riegos de racionamiento.

Ajustar el tamaño de los proyectos a las restricciones financieras. Resulta indispensable señalar que los planes de expansión deben dar una consideración mayor a las restricciones de tipo financiero de lo que ha sido común hasta el presente. En particular, los planes de expansión de generación deben dar una adecuada consideración al hecho de que los proyectos que exigen inversiones muy grandes, y que tienen largos periodos de gestación, acentúan los problemas financieros de las empresas. Este hecho conduce con frecuencia a demoras en su ejecución, a sobre-costos considerables y al aumento de los riesgos de racionamiento. Como consecuencia, se observa ya en muchos países de la Región una mayor preferencia por proyectos de tamaño mediano y períodos cortos de construcción, frente a los

megaproyectos que caracterizaron los programas de expansión de las dos últimas décadas.

Esta consideración no debería aplicarse al caso de sistemas eléctricos de tamaño reducido, en los cuales los proyectos más económicos con frecuencia resultan necesariamente grandes en relación con el tamaño del mercado y la capacidad financiera de las empresas. En estos casos la solución más adecuada es la de la interconexión y cooperación financiera con otras empresas del mismo país o de países vecinos, con acuerdos explícitos que garanticen la colocación de los excedentes de generación que puedan resultar en las primeras etapas de la vida útil de los proyectos.

Balance de las inversiones en generación, transmisión y distribución. Un adecuado balance en generación, transmisión y distribución reviste gran importancia desde el punto de vista financiero. Han sido frecuentes en los países de la Región algunos desequilibrios en la asignación de recursos a estas áreas, desbalances que explican en buena medida los altos niveles de pérdidas técnicas por insuficiente inversión en las redes de distribución y de transmisión; así como la coexistencia en ciertas zonas de excedentes de capacidad de generación con insuficiencias del suministro dado que la inadecuada infraestructura de distribución, no permite llevar la energía hasta ciertos usuarios potenciales, lo que produce en ocasiones una disminución adicional de los ingresos por ventas de las empresas del sector.

Adecuada asignación de costos de los proyectos de uso múltiple. En varios países se ha encontrado que las finanzas del sector se han recargado con inversiones que buscan atender fines diferentes al del suministro de energía eléctrica. Tal es el caso de los denominados proyectos de uso múltiple, en los que con frecuencia no se establece una apropiada distribución de los costos y el financiamiento entre las distintas entidades y sectores beneficiarios del proyecto, recargando las obligaciones financieras y de costos sobre las empresas del sector eléctrico, en proporción excesiva en relación con la contribución del proyecto al suministro eléctrico.

Mejoras en el marco institucional

Se requiere fortalecer la capacidad técnica de los Ministerios de Energía, las Comisiones Nacionales de Energía o sus equivalentes, con el objeto de que puedan llevar a cabo una planificación integrada del sector, que se inserte de manera apropiada en la política económica global y que busque satisfacer los requerimientos energéticos del desarrollo económico y social con las alternativas más económicas y apropiadas para cada uso y que, en este marco, determine las opciones de conservación y sustitución de energéticos que resulten económicamente convenientes.

En adición, en algunos países se requiere consolidar un centro de planificación y decisión de las políticas y programas de expansión del subsector eléctrico, para garantizar que los mismos sean compatibles con el desarrollo integrado del sector y de la economía, que contemple de manera apropiada las limitaciones de orden financiero y que busque un balance apropiado de las inversiones en generación, transmisión y distribución. En particular es importante mantener un adecuado nivel de coordinación entre las empresas del subsector a efectos de racionalizar la planificación y operación de los sistemas eléctricos.

En algunos casos, se hace conveniente también disponer de mecanismos institucionales debidamente establecidos para realizar transferencias de fondos entre las distintas empresas del sector, y con otras empresas del sector energético, para que las empresas que obtengan superávits temporales o permanentes puedan contribuir al financiamiento de aquellas que presenten déficits de carácter coyuntural o estructural. Esto siempre y cuando dichos déficits dependan de la estructura específica de sus mercados, en razón de que tengan a su cargo tareas predominantemente de electrificación rural y de alto contenido social.

3.3.2 La política económica interna

Aportes del gobierno y otras entidades públicas

En general puede afirmarse que en la mayoría de los países de la Región resultará cada vez más difícil contribuir al financiamiento del sector eléctrico y sus necesidades de expansión en una proporción significativa con aportes presupuestales y con transferencias de recursos de las empresas petroleras estatales. La contribución de este tipo de aportes, en términos globales para la Región, es esperable que sea de una cuantía reducida, tal como se vio al comienzo de este capítulo.

Capitalización de las empresas del sector. No obstante, debe reconocerse que en varios países, ante el elevado peso de la deuda externa sectorial y el deterioro de la situación financiera de las empresas, se requiere capitalizarlas con aportes externos. En este sentido, resulta preferible muchas veces un aporte gubernamental de una sola vez que permita y obligue a las empresas a emprender en adelante una senda de autofinanciamiento. Por ejemplo, se puede nacionalizar parte de la deuda, a cambio de una serie de reformas institucionales y compromisos de las empresas y del gobierno y la clara decisión de que no recibirán transferencias en el futuro. En algunos casos, se ha optado por establecer transferencias de carácter permanente, que tienen algunos inconvenientes en cuanto a no fomentar la eficiencia de dichas empresas. Otros han acudido a soluciones temporales y parciales, que no integran adecuadamente los factores que afectan el funcionamiento global de la empresa ignorando las interrelaciones existentes en el origen del problema, por lo que en definitiva aplazan y en ocasiones lo agravan y vuelven incierto el manejo de las finanzas del sector y de las finanzas públicas.

Captación de ahorro nacional

Debe reconocerse que algunos países atraviesan por coyunturas económicas que no hacen fácil acudir al ahorro privado para el propósito de financiar al sector eléctrico. Tal es el caso de aquellos en los que se presenta un nivel alto de déficit fiscal internacional y la presencia obligatoria de superávits en cuenta corriente, obligan a transferencias apreciables de ahorro privado hacia el sector público. En estos casos la captación de ahorro nacional por parte del sector eléctrico contribuiría a presionar en exceso las tasas de interés y al desplazamiento financiero de la inversión privada.

La captación a través de un organismo financiero especializado. Una alternativa es la de establecer un intermediario financiero especializado que capte recursos en el mercado interno y preste con plazos y garantías apropiadas a las empresas eléctricas. Dicho intermediario puede estar en capacidad de captar a corto plazo y prestar a largo, mediante un "roll-over" de sus captaciones, superando una de las limitaciones mayores que ofrecen los mercados internos de capitales al financiamiento de inversiones de larga maduración y vida útil como las del sector eléctrico. Esta tarea de transformación de plazos puede apoyarse en un Fondo de Estabilización con el concurso del Banco Central.

Captación a través de fondos impositivos. En ciertos casos puede ser viable captar recursos internos a través de impuestos sobre el consumo de electricidad, derivados del petróleo y otras fuentes energéticas, redistribuyéndolos para fines específicos hacia el sector eléctrico, por ejemplo para financiar obras de cierta envergadura.

Política de precios y tarifas

Los organismos que determinan las políticas económicas nacionales tienen la responsabilidad de sostener una estructura tarifaria sana que permita cumplir la premisa básica de expandir la generación interna de recursos del sector eléctrico para tender al equilibrio con las necesidades de inversión. Esto parte del reconocimiento que la política de precios y tarifas de la energía, al igual que la de otros servicios públicos, es un instrumento de política económica y, en consecuencia, debe ser manejada con criterios no sólo sectoriales sino macroeconómicos.

Política cambiaria

Mecanismos de compensación ante devaluaciones. Dado que la necesidad de devaluaciones se deriva de consideraciones de carácter macroeconómico, se deberían establecer algunos mecanismos internos de protección de las finanzas de las empresas eléctricas frente al riesgo cambiario. En este sentido, se podrían contemplar acuerdos entre el gobierno y las empresas para que cuando la devaluación real exceda un límite prefijado, el gobierno permita un refinanciamiento interno del exceso del servicio de la deuda con respecto al servicio que habría tenido lugar si la devaluación real se hubiera mantenido dentro de esos límites. Este tipo de mecanismo se ha adoptado en algunos casos con respecto a empresas del sector privado altamente endeudadas, cuando se ha hecho necesaria una devaluación masiva por razones macroeconómicas. No habría razón válida para no proceder en igual forma con empresas de servicios públicos, como las del sector eléctrico.

Privatización y financiamiento de las inversiones del sector eléctrico

Privatización parcial de la generación eléctrica. Una modalidad atractiva, desde el punto de vista financiero, para todos aquellos países de la Región donde no existan restricciones de orden jurídico respecto a la privatización, sería la de construcción y operación de plantas de gran tamaño, financiadas íntegramente por el sector privado, cuya propiedad podría ser mantenida por el mismo vendiéndole a la

red pública la energía generada de esta forma, o entregada al sector público luego de un período determinado. Sin embargo, esta modalidad resulta ser la más exigente en términos de regulación y coordinación. La entidad reguladora pública tendría que aprobar los proyectos que sean compatibles con un programa de expansión de mínimo costo y, alternativa o complementariamente, fijando tarifas equivalentes al costo incremental de largo plazo de la expansión asociada con un programa de mínimo costo. Asimismo, tendría que regular la calidad del servicio y someter estas plantas a un despacho unificado de carga, en manos de una entidad operadora del sistema integrado. De lo contrario, los usuarios o el sistema público podrían terminar absorbiendo los sobrecostos asociados con decisiones subóptimas de inversión u operación.

Otras modalidades de privatización de la generación (proyectos de generación de menor tamaño y cogeneración) resultarían más fáciles de administrar y regular y podrían tener gran eficiencia económica, aunque estas modalidades difícilmente podrán cubrir una parte sustancial de las necesidades de generación de los sistemas eléctricos y, por tanto, su contribución al financiamiento de su expansión será necesariamente limitado. Sin embargo, podría resultar significativa la participación privada en el suministro de electricidad a través de un incremento en la autoproducción de energía en condiciones económicas ventajosas y la cogeneración en ciertos casos, como por ejemplo en las industrias azucarera y petrolera, donde puede complementarse de manera importante la generación del servicio público.

La privatización de las empresas estatales. La privatización de las empresas estatales no parece constituir una solución a los problemas de financiamiento que enfrenta el sector, puesto que se requiere un saneamiento financiero previo de la empresa pública, luego de lo cual ella estaría en capacidad de llevar adelante sus programas de expansión. Sin embargo, parece también claro que la decisión de privatizar podría contribuir a acelerar la adopción de soluciones al problema financiero de las empresas.

La privatización podría contribuir al financiamiento futuro en la medida en que los inversionistas puedan disponer de fuentes financieras a las que no tenga acceso el gobierno y en la medida en que el proceso se acompañe por aumentos netos en el capital de las empresas (emisión de nuevas acciones y no simple venta de las existentes). El efecto futuro dependerá sin embargo de la política de distribución de dividendos; en general la contribución del capital privado participa de las características del endeudamiento y constituye una forma de financiar la inversión que debe ser retribuida.

Por otra parte, la privatización total enfrentaría los problemas asociados con la regulación de un monopolio natural en los servicios públicos. Exige regular en forma completa la fijación de tarifas, para evitar la generación de rentas monopólicas a costa de los consumidores, la calidad del servicio prestado y la obligación de prestar el servicio a todos los usuarios potenciales, así en muchos casos ello no resulte rentable. Al mismo tiempo, el proceso de privatización exige un compromiso claro del gobierno con una política de tarifas, de distribución de utilidades y de inversiones que haga atractivo para los inversionistas privados adquirir acciones de las empresas públicas. Resulta claro que ambos objetivos, los de regulación para proteger a los usuarios y los de garantizar al inversionista una adecuada rentabilidad podrían entrar en conflicto en alguna medida.

Deben considerarse también los riesgos que corre el Estado en caso de un mal manejo financiero y técnico de una empresa privada de servicios públicos. En un caso como éste, dada la importancia del servicio, el Estado tendría que acudir al rescate de la empresa o nacionalizarla, como ha sucedido con frecuencia en el pasado. De hecho, debe recordarse que en muy buena parte las empresas estatales de servicios públicos aparecieron como respuesta a este tipo de problemas, o a la propiedad extranjera de los servicios públicos, que en otras épocas se juzgó inconveniente por razones de soberanía.

Otras opciones. La propiedad y operación privada del sistema eléctrico en un área determinada o para un conjunto específico de usuarios, permitiría reducir las necesidades de inversión de las empresas públicas, pero acarrearía otros problemas. Al atender las empresas privadas mercados más rentables, las empresas públicas concentrarían las áreas más difíciles resultando en un mayor deterioro de sus finanzas. Además se presentarían los problemas de regulación y riesgo financiero indicados para la privatización total de las empresas públicas.

Otra opción consistiría en la participación del sector privado en el financiamiento, construcción y operación de los sistemas de transmisión y distribución. Desde un punto de vista financiero, estas opciones serían menos atractivas que las de participación privada en proyectos grandes de generación, dado que las inversiones en transmisión y distribución corresponden por lo general a una fracción en las inversiones requeridas en generación. Si bien la regulación de las relaciones entre empresas públicas de generación y empresas privadas de transmisión y generación puede presentar dificultades importantes.

Síntesis. De las distintas opciones de privatización examinadas, las que parecen tener una mayor viabilidad y una mayor posibilidad de contribuir a aliviar los problemas de financiamiento que enfrenta la expansión del servicio, están relacionadas con la privatización parcial de la generación de energía eléctrica. Esta energía se vendería a la red pública a tarifas equivalentes a los costos incrementales que tendría la expansión del servicio desarrollada por las empresas públicas, en condiciones de regulación apropiadas y en forma tal que se sometan a un despacho unificado de carga. Las opciones de privatización de transmisión y distribución pueden contribuir a la eficiencia, pero no son muy importantes desde el punto de vista financiero y presentan problemas complejos de regulación. La privatización del suministro de energía a ciertos grupos de consumidores, podría contribuir en forma importante al financiamiento de la expansión futura, pero presenta grandes inconvenientes, que en términos generales no las hacen aconsejables. La privatización general o parcial de las empresas existentes contribuiría poco a la solución de los problemas financieros, ya que se requeriría un saneamiento previo de las empresas. Sin embargo, el deseo de privatizar puede precipitar estas decisiones, así como las de adoptar un marco adecuado de políticas que aseguren su autofinanciamiento futuro.

3.3.3 Endeudamiento externo. Estrategia ante el sistema financiero internacional

Los países de la Región deben sostener una posición ante el sistema financiero internacional referente al financiamiento de las futuras inversiones del sector eléctrico. En primer lugar, conviene buscar un acuerdo para que el nivel de

exposición real de los distintos agentes del sistema financiero internacional (la banca multilateral, bilateral y comercial) en el financiamiento del sector cuando menos se mantenga, ya sea a través de acuerdos de reestructuración o de nuevos créditos voluntarios. En algunos casos, como ya se indicó, ello requeriría el acceso a créditos de ajuste sectorial por parte de la banca multilateral. Es importante, en este punto insistir que debe prevalecer el principio de corresponsabilidad en el proceso de gestación de la deuda externa de los países de la Región el cual ha sido admitido internacionalmente, por lo que el esfuerzo de la solución de los problemas financieros del sector deberá ser compartido entre los diversos agentes involucrados.

Banca de Desarrollo

Transferencias netas positivas. Es necesario plantear ante la banca multilateral que las transferencias netas de recursos del sector sean positivas, tal como ya se señaló en el punto 3.2.2 de este capítulo. Como mínimo las mismas deben ser nulas, en concordancia con el criterio de no disminuir el nivel de exposición de los entes financieros ante el sector eléctrico latinoamericano y caribeño.

Reestructuración de la deuda. Adicionalmente al mantenimiento o incremento del flujo crediticio hacia el sector y con el objetivo de disminuir las erogaciones por concepto de pagos del servicio de la deuda, debe plantearse ante la banca multilateral la reprogramación del principal y el mejoramiento de las tasas de interés, flexibilizando la posición de dichas instituciones ante la posibilidad de reestructurar la deuda existente.

Adecuación de plazos. Se debe insistir en la necesidad de que los plazos de amortización se acerquen más a la vida económica útil de los proyectos, o en su defecto, se debería buscar una estructura diferente de las cuotas de amortización, por ejemplo, que éstas reflejen la vida útil de los proyectos pero que se prevea que el faltante se cubriría en el último pago único. Este último pago podrá ser refinanciado posteriormente con recursos externos procedentes de créditos sectoriales de la banca multilateral o de nuevos créditos de organismos bilaterales. Las proyecciones financieras podrían contemplar explícitamente la refinanciación de estos pagos concentrados al final del período de amortización de los nuevos créditos para inversión. Asimismo, los préstamos de inversión deben prever plazos de gracia compatibles con los de construcción de los proyectos del sector y que puedan extenderse en caso que, debido a imprevistos, estos períodos de construcción excedan el tiempo inicialmente previsto.

Compartir el riesgo cambiario. Este planteamiento, que como el anterior ya se encontraba entre los efectuados por la XIX Reunión de Ministros de OLADE, continúa teniendo vigencia ya que se mantiene el riesgo de encarecimiento de los préstamos debido a las fluctuaciones de las paridades de las monedas de los países industrializados y el problema aún no ha sido resuelto. En consecuencia, es conveniente insistir ante la banca multilateral para que establezca algunos mecanismos de compensación ante variaciones significativas de dichas paridades.

Préstamos sectoriales. Una posibilidad que debería considerarse con mayor énfasis en un futuro próximo es la de los préstamos de ajuste sectorial, que

inclusive pueden estar ligados a programas de inversión. La experiencia pasada demuestra que el predominio del financiamiento de créditos de proyecto por parte de la banca multilateral ha contribuido, en cierta medida, a que se presenten graves problemas en la estructura tarifaria (principalmente en los casos que coexisten varias empresas prestatarias del servicio eléctrico), en el balance de la composición de las inversiones del sector, en la aparición de excedentes de capacidad de generación y en problemas de tipo institucional. En principio, estos problemas se pueden resolver mediante el recurso a créditos sectoriales, de inversión o de ajuste, en los que se contemple de manera integrada los problemas institucionales, tarifarios, financieros y el monto y composición de los programas de inversión, en el contexto de la evolución prevista de la economía nacional como un todo.

Se hace necesario plantear ante los bancos que se debe dar una mayor prioridad a este tipo de préstamos, pero que al mismo tiempo su condicionalidad debe establecerse con criterios más realistas y flexibles, que tengan en cuenta los verdaderos problemas del sector en cada país. El alcance de la condicionalidad debe ser acorde con la participación relativamente limitada que tiene el financiamiento multilateral en las finanzas y los programas de inversión del sector eléctrico en América Latina y el Caribe.

Banca Comercial

Reducción y reestructuración de la deuda. El sector eléctrico debe beneficiarse de los esquemas de reducción de la deuda global con la banca comercial que se concreten. Este planteamiento, ya incluido en el documento de OLADE sobre la deuda externa sectorial aprobado por la XIX Reunión de Ministros, ha cobrado alguna viabilidad luego del reciente acuerdo logrado por México con los bancos acreedores. Dada la dificultad para obtener nuevos préstamos en magnitudes significativas de la banca privada, esta puede ser una vía para tender a equilibrar, vía reducción de amortizaciones, el flujo neto o la transferencia neta de recursos del sector.

3.3.4 Alternativas de cooperación regional y bilateral

Esquemas de cooperación e intercambio compensado en la ejecución de obras. Algunos esquemas de cooperación que pueden contribuir significativamente al financiamiento de la expansión futura del servicio eléctrico, en países que han desarrollado capacidades importantes de producción de equipos o de prestación de servicios de ingeniería y construcción, consistiría en el establecimiento de acuerdos de cooperación para el desarrollo de obras energéticas. La creación de consorcios entre empresas industriales y de ingeniería de dos o más países para ejecutar obras en ellos, podría disminuir en forma significativa los requisitos de financiamiento externo, en la medida en que se establezcan mecanismos financieros de compensación a mediano y largo plazo para estos propósitos. Algunas experiencias recientes en el ámbito energético podrían servir de punto de partida para el diseño de esquemas más ambiciosos de cooperación en el sector energético en América Latina y el Caribe.

Estas formas de cooperación propiciarían un mayor desarrollo de las empresas latinoamericanas y caribeñas que suministran bienes o servicios al sector energético, permitiendo así que las inversiones en este sector tengan mayores efectos dinamizadores en la economía de la Región y reduzcan las necesidades globales de financiamiento externo. Naturalmente requieren que se lleven a cabo en condiciones competitivas, para evitar que resulten sobrecostos significativos para los usuarios. En la medida en que conlleven algún nivel de protección para las empresas regionales, este debe ser moderado y exige establecer esquemas de distribución de los sobrecostos entre los países asociados a estos emprendimientos comunes. A este respecto existen ya algunas experiencias en la Región, con respecto a la construcción de obras compartidas.

Intercambio comercial compensado. La posibilidad de desarrollar esta modalidad en la que se incluyen productos energéticos y equipos requeridos por el sector, permitiría disminuir los requerimientos financieros en monedas duras y agilizar el comercio entre los países de la Región, tal como lo demuestran algunas experiencias recientes.

Interconexión de sistemas, planificación coordinada y obras compartidas. La interconexión de los sistemas eléctricos de países vecinos, así como la coordinación de su planificación y operación, pueden mejorar de manera significativa la situación financiera de las empresas involucradas, vía disminución de los costos operativos (aumento de la generación interna bruta de recursos) y reducción de los requerimientos de inversión.

Estos beneficios resultan más importantes en el caso de países pequeños, ya que esas alternativas permiten el desarrollo y aprovechamiento de proyectos de mayor tamaño de los que serían posibles o convenientes para los sistemas nacionales independientes. Asimismo, resultan especialmente atractivos cuando los países vecinos disponen de fuentes potenciales de generación en la frontera, o cerca de ella, en particular en cuencas hidrográficas compartidas. Existe ya una amplia experiencia de cooperación mutua en estos campos en la Región.

Organismos financieros especializados de carácter subregional o bilateral. Podrían obtenerse ventajas importantes con el establecimiento de entidades financieras bilaterales o subregionales para los sistemas eléctricos de algunos grupos de países. Estos esquemas serían de particular importancia para los países que hayan interconectado, o proceden en el futuro a interconectar, sus sistemas eléctricos y a ejecutar obras compartidas. Sería de particular importancia que los bancos multilaterales apoyaran de manera decidida la creación y operación de entes financieros especializados de carácter bilateral o subregional.

ANEXO ESTADISTICO

ARGENTINA
ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	-10,9	3,7	1,4	1,5	0,6	-0,5	-14,3	-20,3	-11,5	-5,4	10,3	6,4
II. APORTES LOCALES NETOS	66,4	44,5	42,6	45,7	43,1	38,7	34,6	36,1	33,2	40,8	38,9	45,8
III. DESEMBOLSOS	36,9	43,5	45,8	44,0	46,8	57,6	78,6	82,1	75,9	63,3	49,5	46,7
A. Crédito Interno y Gobierno	15,3	19,8	18,7	15,6	10,3	22,1	37,7	36,7	41,7	44,2	29,4	9,2
B. Crédito Externo	21,5	23,7	27,1	28,4	36,5	35,6	40,8	45,4	34,2	19,1	20,1	37,5
TOTAL FUENTES (MN Millones)	1457	1486	1358	1460	1671	1197	1913	1121	984	989	952	1068

ARGENTINA
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	53,2	53,8	53,4	63,0	63,2	75,3	19,9	8,5	8,7	10,3	10,5	2,2
A. Inversión Real	53,2	53,8	53,4	63,0	63,2	75,3	19,9	8,5	8,7	10,3	10,5	2,2
B. Intereses de Construcción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II. SERVICIO DE LA DEUDA	46,4	48,9	46,6	45,1	39,5	43,5	71,4	77,2	74,6	78,6	77,6	93,6
A. Intereses	39,8	39,4	38,1	30,5	28,3	24,4	42,5	49,6	44,4	49,7	48,2	21,7
B. Amortizaciones	6,7	9,5	8,5	14,6	11,2	19,0	28,9	27,6	30,2	28,9	29,5	71,9
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	0,3	-2,7	-0,1	-8,0	-2,7	-18,8	8,7	14,3	16,7	11,1	11,9	4,2
TOTAL USOS (MN Millones)	1100	937	944	878	1052	1177	910	807	961	869	889	3999

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

MN: Moneda Nacional

ARGENTINA
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	115,7	95,7	98,8	98,5	99,3	100,4	124,1	118,5	108,3	103,6	94,2	96,1
II. GIB/Ingresos Operación	-15,7	4,3	1,4	1,5	0,7	-0,4	-24,1	-18,5	-8,3	-3,6	5,8	3,9
III. GIB/Inversiones	-27,2	10,9	3,8	4,0	1,5	0,7	151,1	-332,9	-135,2	-59,0	105,5	77,3
IV. GIN/Inversiones	-101,9	-62,4	-67,6	-44,4	-43,3	-33,1	-364,4	-919,9	-645,5	-539,6	-355,4	-908,6
V. Intereses/Ingresos Operación	43,2	28,6	26,6	18,1	20,3	21,1	34,0	32,7	31,3	29,2	25,5	49,3
VI. GIB/Intereses	-36,3	14,9	5,3	8,2	3,4	-2,1	-70,8	-56,7	-26,5	-12,3	22,9	7,8
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	19,3	17,0	15,8	11,5	11,9	11,3	16,7	17,7	17,5	18,0	17,4	15,2
VIII. Amortizaciones/GIN	-12,3	-28,3	-23,5	-52,1	-40,7	-76,4	-39,8	-35,5	-53,8	-51,7	-79,3	-359,5
IX. GIB/Servicio Deuda	-31,1	12,0	4,3	5,6	2,4	-1,2	-42,2	-36,4	-15,8	-7,8	14,2	1,8
X. Desembolsos/Amortizaciones	733,6	725,0	774,6	502,7	666,1	307,9	571,5	412,9	257,5	249,6	179,8	17,4
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	105,1	140,9	141,2	162,6	188,1	134,9	231,3	147,6	104,2	91,7	68,2	13,3
XII. Desembolsos/Inversiones	91,7	128,3	123,3	116,4	117,5	77,9	828,6	1349,0	893,5	696,3	507,0	566,8

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

BRASIL
ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
I. GENERACION INTERNA BRUTA	30,0	24,5	24,9	22,4	23,6	38,4	44,7	43,2	48,8
II. APORTES LOCALES NETOS	12,3	6,6	1,3	14,0	11,9	19,2	8,9	5,9	5,7
III. DESEMBOLSOS	50,7	81,9	77,1	59,9	54,2	35,6	40,6	43,7	37,3
A. Crédito Interno y Gobierno	43,2	29,2	45,7	51,5	43,5	3,3	3,1	2,7	2,6
B. Crédito Externo	7,6	52,7	31,4	8,4	10,7	32,3	37,5	41,0	34,7
TOTAL FUENTES (MN Millones)	286,136	396,304	411,759	432,692	486,319	446,728	459,109	538,940	567,875

BRASIL
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
I. INVERSIONES	50,8	32,2	36,1	31,7	41,1	42,7	53,1	59,5	60,4
A. Inversión Real	50,8	32,2	36,1	31,7	41,1	42,7	53,1	59,5	60,4
B. Intereses de Construcción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II. SERVICIO DE LA DEUDA	53,8	51,4	75,4	65,3	71,7	51,3	48,0	42,2	39,2
A. Intereses	33,0	29,9	37,9	31,4	30,5	26,5	24,6	22,9	23,4
B. Amortizaciones	14,8	19,0	30,0	24,2	31,4	18,3	21,1	16,8	13,5
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	-4,6	16,4	-11,5	3,0	-12,8	6,1	-1,1	-1,7	0,5
TOTAL USOS (MN Millones)	286,136	396,304	411,759	432,692	486,319	446,728	459,109	538,940	567,875

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

BRASIL
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	49,9	46,0	49,3	55,9	59,1	55,0	52,6	52,1	49,8
II. GIB/Ingresos Operación	50,1	54,0	50,7	44,1	40,9	45,0	47,4	47,9	50,2
III. GIB/Inversiones	59,0	75,9	68,8	70,7	57,5	89,9	84,2	72,5	80,8
IV. GIN/Inversiones	-6,0	-16,8	-36,2	-28,3	-16,7	28,0	38,0	34,7	41,9
V. Intereses/Ingresos Operación	55,2	66,0	77,4	61,8	52,7	31,0	26,1	25,4	24,1
VI. GIB/Intereses	90,8	81,9	65,5	71,4	77,5	145,1	182,1	188,6	208,0
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	25,4	24,7	30,5	24,5	22,7	18,0	16,4	15,6	15,8
VIII. Amortizaciones/GIN	-485,8	-350,2	-229,8	-269,1	-458,1	153,2	104,8	82,7	53,2
IX. GIB/Servicio Deuda	55,7	47,6	33,0	34,4	33,0	74,9	93,2	102,3	124,5
X. Desembolsos/Amortizaciones	343	431	257	247	173	195	192	260	277
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	94	159	102	92	76	69	85	104	95
XII. Desembolsos/Inversiones	100	254	213	189	132	83	77	73	62

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	45,9	33,1	52,5	52,0	44,7	142,9	77,0	117,8	191,4	68,2	135,8	320,2
II. APORTES LOCALES NETOS	-0,3	0,0	0,0	-0,2	-12,5	-83,2	-38,7	-82,6	-140,2	-55,6	-105,0	-245,8
III. DESEMBOLSOS	44,1	63,1	33,7	17,4	54,4	8,1	30,5	37,2	23,6	1,8	1,6	0,0
A. Crédito Interno y Gobierno	20,6	36,3	13,9	5,7	49,0	0,0	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B. Crédito Externo	23,6	26,7	19,8	11,7	5,4	8,1	15,9	37,2	23,6	1,8	1,6	0,0
IV. OTROS INGRESOS	10,3	3,8	13,8	30,8	13,3	32,2	31,2	27,7	25,2	87,7	67,7	25,6
TOTAL FUENTES (MN Millones)	37,468	65,334	58,347	55,811	85,196	37,176	58,014	38,350	25,760	78,617	42,291	19,230

CHILE
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	59,7	58,2	45,0	20,2	15,4	36,7	69,5	62,8	76,4	95,2	98,4	100,0
A. Inversión Real	45,2	43,1	27,9	17,4	14,7	35,5	67,3	56,7	69,4	92,2	94,6	87,9
B. Intereses en Construcción	14,5	15,1	17,1	2,8	0,8	1,2	2,2	6,1	7,0	3,0	3,8	12,1
II. SERVICIO DE LA DEUDA	34,3	29,7	48,7	72,1	62,9	122,1	72,2	54,0	86,1	91,1	78,5	159,6
A. Intereses	30,6	26,0	42,2	56,4	32,0	7,1	22,8	28,8	45,5	41,2	32,6	52,7
B. Amortizaciones	3,7	2,7	6,5	15,7	30,9	94,9	49,4	25,2	40,6	49,9	45,9	106,9
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	6,0	12,1	6,4	7,7	21,7	-58,7	-41,7	-16,8	-62,5	-86,3	-76,9	-159,6
TOTAL USOS (MN Millones)	37,468	65,334	66,903	56,610	85,196	37,075	58,013	38,350	25,759	28,617	42,288	19,232

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

CHILE
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	20,3	20,5	21,9	42,2	41,5	36,0	50,6	52,3	44,1	44,8	45,4	45,7
II. GIB/Ingresos Operación	79,7	79,5	78,1	57,8	58,5	64,0	49,4	47,7	55,9	55,2	54,6	54,3
III. GIB/Inversiones	76,8	56,9	101,8	254,5	290,0	390,7	110,8	187,6	250,5	190,9	187,9	320,2
IV. GIN/Inversiones	25,6	12,3	8,0	-25,5	82,7	316,8	78,0	141,7	190,9	147,6	104,8	267,4
V. Intereses/Ingresos Operación	53,1	62,3	71,9	63,6	41,8	12,1	14,6	11,7	13,3	12,5	13,1	8,9
VI. GIB/Intereses	150,1	127,5	108,5	90,9	139,9	528,4	337,9	40,85	420,4	441,0	416,7	607,2
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	27,4	23,9	37,4	41,1	24,3	15,0	12,7	12,6	18,2	16,7	15,3	14,3
VIII. Amortizaciones/GIN	24,3	51,4	180,3	-305,1	242,5	81,7	91,1	28,4	27,8	35,5	44,5	40,0
IX. GIB/Servicio Deuda	133,8	111,7	94,1	71,1	71,1	117,4	106,7	217,9	222,2	199,5	173,0	200,6
X. Desembolsos/Amortizaciones	1186	1718	454	109	176	9	62	148	58	10	3	0
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	129	213	60	24	87	7	42	69	27	5	2	0
XII. Desembolsos/Inversiones	74	108	65	85	353	22	44	59	31	5	2	0

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
I. GENERACION INTERNA BRUTA	21,3	21,0	24,1	26,7	29,9	28,6	29,5	48,5	55,5	63,4
II. APORTES LOCALES NETOS	10,0	4,8	4,0	4,1	10,4	11,2	-0,3	0,3	0,5	-0,6
III. DESEMBOLSOS	59,5	62,9	60,5	63,1	50,2	56,2	65,6	44,7	37,6	30,7
A. Crédito Interno y Gobierno	21,3	17,7	25,7	22,6	29,9	25,0	25,8	7,7	10,5	11,0
B. Crédito Externo	38,2	45,1	34,8	40,6	20,2	31,2	39,8	37,1	27,1	19,7
IV. OTROS INGRESOS	9,1	11,4	11,4	6,1	9,6	3,9	5,2	6,5	6,4	6,5
TOTAL FUENTES (MN Millones)	110,087	142,445	184,494	253,973	327,422	504,436	707,195	565,435	663,760	778,605

COLOMBIA
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
I. INVERSIONES	64,0	64,6	55,0	51,1	35,4	35,9	37,1	47,4	47,0	45,7
A. Inversión Real	61,7	62,3	52,7	47,9	29,7	28,2	28,2	34,9	38,1	36,6
B. Intereses en Construcción	2,2	2,3	2,3	3,2	5,7	7,7	8,8	12,5	8,9	9,1
II. SERVICIO DE LA DEUDA	32,8	34,3	42,5	47,3	61,2	65,5	63,9	52,6	53,0	54,3
A. Intereses	12,0	13,7	18,1	21,7	24,4	20,0	13,9	17,6	18,7	22,4
B. Amortizaciones	20,8	20,6	24,4	25,6	36,8	45,6	50,0	34,9	34,3	31,9
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	3,3	1,1	2,4	1,6	3,4	-1,5	-1,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL USOS (MN Millones)	118,589	133,224	180,940	240,211	348,842	509,044	717,695	734,440	871,176	941,978

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

COLOMBIA
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	61,7	62,4	58,3	50,5	49,8	44,1	40,5	38,8	36,6	34,6
II. GIB/Ingresos Operación	38,3	37,6	41,7	49,5	50,2	55,9	59,5	61,2	63,4	65,4
III. GIB/Inversiones	30,9	34,8	44,7	55,2	79,2	78,9	78,4	78,7	90,0	114,6
IV. GIN/Inversiones	12,2	13,5	11,8	12,8	10,2	23,3	40,9	41,5	50,2	65,7
V. Intereses/Ingresos Operación	23,2	23,0	30,7	38,1	43,8	39,4	28,4	28,9	28,0	28,0
VI. GIB/Intereses	165,0	163,3	135,9	130,0	114,8	141,9	209,3	211,6	226,3	234,0
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	9,1	10,0	13,5	16,8	19,1	16,3	11,6	14,3	15,0	17,5
VIII. Amortizaciones/GIN	266,5	236,8	375,1	393,4	1020,4	544,1	329,6	177,4	145,5	106,3
IX. GIB/Servicio Deuda	56,5	61,3	54,9	55,8	41,9	38,7	40,0	57,4	68,3	82,6
X. Desembolsos/Amortizaciones	266,2	36,3	252,5	260,3	128,0	122,3	129,2	98,7	83,5	79,6
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	157,9	183,6	137,5	132,1	70,4	76,1	88,9	53,0	46,3	40,0
XII. Desembolsos/Inversiones	86	104	112	131	133	155	174	73	61	56

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	7,9	20,3	21,1	24,1	25,4	29,6	30,9	28,8	37,5	16,0	49,6	49,9
II. APORTES LOCALES NETOS	70,2	70,4	54,2	53,3	34,1	-8,4	36,6	32,7	27,0	67,7	8,3	4,1
III. DESEMBOLSOS	24,9	14,3	26,8	26,7	77,9	78,9	32,4	38,6	35,6	16,2	42,1	46,0
A. Crédito Interno y Gobierno	20,9	3,7	4,6	6,1	0,8	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B. Crédito Externo	4,0	10,6	22,2	20,5	77,1	69,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IV. OTROS INGRESOS	-2,9	-4,9	-2,0	-4,0	-37,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL FUENTES (MN Millones)	13,702	14,164	17,326	25,648	20,487	18,179	28,282	39,082	40,053	87,407	47,881	55,483

ECUADOR
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	75,1	85,7	73,2	73,3	22,1	107,8	50,2	64,6	70,3	67,3	76,6	82,5
A. Inversión Real	41,4	46,2	43,7	48,8	1,7	100,4	44,2	57,9	61,2	53,6	66,8	71,7
B. Intereses en Construcción	0,0	0,0	5,4	7,3	3,9	7,4	5,9	6,6	9,1	8,7	9,8	10,8
II. SERVICIO DE LA DEUDA	36,1	154,9	93,8	132,8	135,6	26,5	49,8	35,4	29,7	32,7	23,4	17,5
A. Intereses	17,8	90,2	23,5	59,8	47,5	13,6	18,9	11,9	9,3	11,5	7,6	6,0
B. Amortizaciones	18,3	64,8	70,3	73,0	88,1	12,9	30,9	23,6	20,4	21,3	15,8	11,5
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	-11,2	-140,7	-67,1	-106,1	-57,7	-34,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL USOS (MN Millones)	13,702	14,164	17,328	25,646	20,486	14,104	28,282	39,084	40,050	39,141	47,881	55,994

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

ECUADOR
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	55,7	26,9	35,5	24,7	55,8	*	*	*	*	*	*	*
II. GIB/Ingresos Operación	44,3	73,1	64,5	75,3	44,2	*	*	*	*	*	*	*
III. GIB/Inversiones	10,5	23,7	28,8	32,8	114,7	35,4	61,7	44,5	53,3	53,3	64,7	59,9
IV. GIN/Inversiones	-13,3	-81,5	-3,3	-43,7	-100,0	22,8	24,0	26,1	40,1	36,2	54,8	52,6
V. Intereses/Ingresos Operación	100,5	324,8	71,8	187,0	82,7	*	*	*	*	*	*	*
VI. GIB/Intereses	44,1	22,5	89,9	40,2	53,4	280,9	163,6	241,9	402,8	312,6	655,9	820,8
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	16,2	83,9	21,0	55,4	36,0	13,6	18,9	11,9	9,3	11,5	7,6	6,0
VIII. Amortizaciones/GIN	-183,3	-92,7	-2950,8	-204,2	-398,3	52,6	256,9	139,6	72,4	87,4	37,6	26,5
IX. GIB/Servicio Deuda	21,8	18,1	22,5	18,1	18,7	144,0	62,1	81,1	126,1	109,4	212,3	282,1
X. Desembolsos/Amortizaciones	136	22	38	37	88	787	105	164	174	170	266	396
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	69	9	29	20	57	384	65	109	120	111	180	260
XII. Desembolsos/Inversiones	33	17	37	36	352	94	65	60	51	54	55	55

(*) No se disponen proyecciones de ingresos de operación.

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	21,2	17,2	32,9	57,2	62,8	89,1	61,5	60,5	79,0	78,3	86,2	77,3
II. APORTES LOCALES NETOS	11,7	21,7	16,2	2,0	7,6	-2,09	13,8	13,1	-1,8	-2,2	-2,4	-2,2
III. DESEMBOLSOS	67,1	61,1	50,9	40,8	29,6	12,9	24,6	26,5	22,8	23,9	16,3	24,9
A. Crédito Interno y Gobierno	15,6	10,6	9,6	22,0	18,4	1,5	1,2	1,2	1,5	1,4	1,6	1,5
B. Crédito Externo	51,5	50,5	41,3	18,8	11,2	11,4	23,4	25,3	21,3	22,5	14,6	23,4
IV. OTROS INGRESOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL FUENTES (MN Millones)	359	558	450	250	250	201	325	344	272	276	246	269

HONDURAS
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	94,2	73,5	55,3	27,6	21,2	32,8	34,7	36,0	27,8	28,5	19,5	31,5
A. Inversión Real	94,2	73,5	55,3	27,6	21,2	32,8	34,7	36,0	27,8	28,5	19,5	31,5
B. Intereses en Construcción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II. SERVICIO DE LA DEUDA	16,2	18,8	25,3	76,8	65,3	71,6	65,3	64,0	72,2	71,5	80,5	68,5
A. Intereses	6,7	5,4	6,4	42,8	38,0	27,9	30,8	28,7	2,0	29,5	32,0	28,1
B. Amortizaciones	9,5	13,4	18,9	34,0	27,6	43,8	34,4	35,4	40,2	42,0	48,5	40,3
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	-10,3	7,7	19,3	-4,4	13,2	-4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL USOS (MN Millones)	359	558	450	250	250	201	334	356	306	319	272	295

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

HONDURAS
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	50,3	45,1	29,5	32,2	31,1	29,8	27,3	26,5	26,6	34,3	40,9	44,8
II. GIB/Ingresos Operación	49,7	54,9	70,5	67,8	68,9	70,2	72,7	73,5	73,4	65,7	59,1	55,2
III. GIB/Inversiones	22,5	23,4	59,4	207,2	296,2	271,2	172,4	162,5	252,9	237,4	400,0	223,0
IV. GIN/Inversiones	15,4	16,1	4,8	52,2	117,0	186,4	83,6	82,8	137,6	134,1	235,8	134,4
V. Intereses/Ingresos Operación	15,7	17,1	13,8	50,7	41,7	22,0	37,5	36,0	33,4	28,6	24,2	22,0
VI. GIB/Intereses	316,7	320,0	510,3	133,6	165,3	319,6	194,2	203,9	219,4	229,8	243,7	250,6
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	5,5	4,7	5,7	33,6	29,6	20,2	25,2	23,7	25,5	21,8	20,8	17,9
VIII. Amortizaciones/GIN	65,4	113,6	71,4	236,1	111,3	71,5	118,6	118,9	105,1	109,8	105,6	95,2
IX. GIB/Servicio Deuda	131,0	91,4	129,8	74,5	95,7	124,3	91,7	91,2	97,3	94,7	96,8	103,0
X. Desembolsos/Amortizaciones	709	455	269	120	107	30	70	72	50	49	30	56
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	416	325	201	53	45	18	37	40	28	29	18	33
XII. Desembolsos/Inversiones	71	83	92	148	140	39	69	71	73	73	75	72

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	-1,5	11,0	12,0	6,0	32,4	38,5	44,7	53,6	53,1	51,7	53,2	52,0
II. APORTES LOCALES NETOS	34,8	21,0	38,7	87,3	42,7	39,4	21,7	8,9	8,8	10,2	9,1	10,7
III. DESEMBOLSOS	64,9	66,2	48,4	6,5	23,2	21,1	32,5	36,5	37,3	37,5	37,2	36,8
A. Crédito Interno y Gobierno	41,8	37,6	35,2	5,2	16,9	14,3	18,1	10,1	7,8	7,2	6,8	10,9
B. Crédito Externo	23,1	28,6	13,2	1,3	6,3	6,9	14,5	26,4	29,5	30,3	30,4	25,9
IV. OTROS INGRESOS	1,8	1,8	0,9	0,2	1,7	1,0	1,1	1,0	0,7	0,6	0,5	0,5
TOTAL FUENTES (MN Millones)	325	782	1220	7198	2518	5246	6332	8018	13862	19476	25833	32912

MEXICO
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	46,9	42,3	37,8	11,4	69,4	58,2	62,4	72,3	77,1	76,1	74,3	71,4
A. Inversión Real	36,2	33,1	30,4	11,4	69,4	58,2	62,4	72,3	77,1	76,1	74,3	71,4
B. Intereses en Construcción	10,7	9,2	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II. SERVICIO DE LA DEUDA	53,1	57,7	62,2	88,6	30,6	41,8	37,6	27,7	22,9	23,9	25,7	28,6
A. Intereses	28,5	26,0	18,9	5,9	13,3	18,2	9,4	5,9	6,4	7,9	10,4	10,3
B. Amortizaciones	24,6	31,7	36,2	5,0	17,3	28,6	28,2	21,9	16,5	16,0	15,3	18,2
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	0,0	0,0	7,1	77,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL USOS (MN Millones)	597	1125	1748	6175	2260	-1656	4567	8105	13422	19401	25886	33934

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

MEXICO
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	103,4	76,3	74,9	68,3	73,6	71,3	69,3	67,0	61,4	60,0	57,9	57,5
II. GIB/Ingresos Operación	-3,4	23,7	25,1	31,7	26,4	28,7	30,7	33,0	38,6	40,0	42,1	42,5
III. GIB/Inversiones	-1,8	18,1	22,2	60,7	52,0	74,5	99,3	73,3	71,2	68,8	71,5	70,6
IV. GIG/Inversiones	-62,5	-43,3	-27,8	9,1	32,9	43,3	84,2	65,2	62,9	58,5	57,4	56,1
V. Intereses/Ingresos Operación	117,2	80,4	56,6	27,0	9,7	12,0	4,7	3,7	4,5	6,0	8,3	8,7
VI. GIB/Intereses	-2,9	29,5	44,4	117,5	272,0	238,7	659,4	898,3	857,4	665,0	508,5	487,5
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	22,8	20,8	15,1	5,1	6,6	8,7	3,9	2,8	3,4	4,4	6,0	6,2
VIII. Amortizaciones/GIN	-84,0	-173,3	-343,5	485,9	75,8	93,7	53,7	46,4	34,1	35,9	35,9	45,5
IX. GIB/Servicio Deuda	-1,6	13,3	13,5	7,8	118,1	103,8	164,8	190,9	239,3	219,6	206,2	176,5
X. Desembolsos/Amortizaciones	144	145	93	151	149	101	160	165	233	238	243	196
XI. Desembolsos/Inversiones	67	80	54	9	85	57	120	130	168	159	144	125
XII. Desembolsos/Inversiones	75	109	89	66	37	41	72	50	50	50	50	50

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

REPÚBLICA DOMINICANA
ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	6,6	5,4	-58,5	11,9	6,6	2,0	36,0	33,4	34,1	17,4	18,5	22,5
II. APORTES LOCALES NETOS	31,9	31,7	50,4	33,7	66,6	57,6	36,1	32,9	27,1	35,1	34,3	30,2
III. DESEMBOLSOS	24,6	28,0	27,2	23,7	5,8	14,3	16,7	20,8	26,8	34,8	33,9	29,9
A. Crédito Interno y Gobierno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B. Crédito Externo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL FUENTES (MN Millones)	228	257	174	724	396	2135	2609	2841	3131	3201	3386	3683

REPÚBLICA DOMINICANA
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	74,4	74,3	79,7	66,8	50,6	71,3	76,2	72,2	72,4	75,5	73,8	67,8
A. Inversión Real	64,6	65,8	78,7	65,8	49,8	68,2	70,3	64,7	63,2	63,9	62,0	56,7
B. Intereses en Construcción	9,9	8,5	1,0	1,0	0,8	3,0	5,9	7,5	9,2	11,6	11,7	11,1
II. SERVICIO DE LA DEUDA	25,6	25,7	20,3	33,2	49,4	28,7	23,8	27,8	27,6	24,5	26,2	32,2
A. Intereses	11,3	10,5	15,7	30,5	18,7	11,7	9,2	8,8	8,9	6,8	9,3	12,2
B. Amortizaciones	14,3	15,2	4,6	2,7	30,7	17,1	14,6	18,9	18,7	17,6	16,9	20,0
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL USOS (MN Millones)	157	188	177	277	435	1003	1149	1253	1323	1690	1812	1924

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

REPUBLICA DOMINICANA
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	94,2	95,3	122,1	85,2	95,9	95,3	81,2	75,5	68,0	66,7	66,5	62,0
II. GIB/Ingresos Operación	5,8	4,7	-22,1	14,8	4,1	4,7	77,9	69,5	71,0	33,3	33,5	38,0
III. GIB/Inversiones	12,8	10,0	-72,2	46,5	11,8	6,0	107,2	105,0	111,6	43,6	46,8	63,5
IV. GIN/Inversiones	-2,3	-4,2	-91,9	0,9	-25,2	-10,4	95,2	92,8	99,3	34,6	34,2	45,5
V. Intereses/Ingresos Operación	6,9	6,6	6,1	14,5	12,7	12,9	8,8	8,1	7,8	6,9	9,0	10,8
VI. GIB/Intereses	84,7	70,7	-365,6	101,9	31,9	36,7	890,0	861,5	906,9	481,8	370,9	353,1
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	4,4	4,2	3,8	10,9	7,8	6,3	5,0	4,8	5,0	4,1	5,5	7,2
VIII. Amortizaciones/GIN	-833,3	-491,4	-6,2	462,5	-241,2	-230,9	20,2	28,3	06,0	67,4	67,1	64,8
IX. GIB/Servicio Deuda	37,3	29,0	-283,3	93,7	12,1	14,9	343,3	273,3	292,6	134,8	131,7	133,8
X. Desembolsos/Amortizaciones	249	253	585	2323	17	179	259	249	340	374	375	286
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	139	149	132	187	11	106	159	170	230	270	242	178
XII. Desembolsos/Inversiones	48	52	34	93	10	43	50	65	88	87	86	85

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	-45,2	9,7	33,1	30,3	55,3	90,7	92,9	92,3	93,9	93,9	93,1	81,8
II. APORTES LOCALES NETOS	46,0	1,5	6,3	43,4	9,2	4,7	7,1	7,7	6,1	6,1	6,9	18,2
III. DESEMBOLSOS	99,2	88,8	60,6	26,3	35,5	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A. Crédito Interno y Gobierno	89,7	47,6	46,9	4,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B. Crédito Externo	9,5	41,3	13,8	22,2	28,9	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IV. OTROS INGRESOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL FUENTES (MN Millones)	263	206	160	99	76	43	28	26	33	33	29	11

TRINIDAD Y TOBAGO
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	87,1	73,8	67,5	61,6	73,7	79,1	42,6	53,6	55,9	58,7	67,0	66,0
A. Inversión Real	87,1	73,8	67,5	61,6	73,7	79,1	42,6	53,6	55,9	58,7	67,0	66,0
B. Intereses en Construcción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II. SERVICIO DE LA DEUDA	16,7	46,6	69,4	51,5	67,1	125,6	57,4	46,4	44,1	41,3	33,0	34,0
A. Intereses	16,7	26,7	48,1	29,3	36,8	65,1	28,7	22,3	19,8	18,3	16,5	14,0
B. Amortizaciones	0,0	19,9	21,3	22,2	30,3	60,5	28,7	24,1	24,3	23,1	16,5	20,0
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	-3,8	-20,4	-36,9	-13,1	-40,8	-104,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL USOS (MN Millones)	263	206	160	99	76	43	94	112	111	104	97	100

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

TRINIDAD Y TOBAGO
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	205,3	92,9	82,8	91,3	88,4	89,5	93,2	93,9	92,6	93,1	94,2	98,1
II. GIB/Ingresos Operación	-105,3	7,1	17,2	8,7	11,6	10,5	6,8	6,1	7,4	6,9	5,8	1,9
III. GIB/Inversiones	52,0	13,2	49,1	49,2	75,0	114,7	65,0	40,0	50,0	50,8	41,5	13,6
IV. GIN/Inversiones	-71,2	-23,0	-22,2	1,6	25,0	32,4	-2,5	-1,7	14,5	19,7	16,9	-7,6
V. Intereses/Ingresos Operación	38,9	19,4	24,9	8,5	7,8	7,6	7,1	6,3	5,2	4,2	3,4	2,9
VI. GIB/Intereses	-270,5	36,4	68,8	103,4	150,0	139,3	96,3	96,0	140,9	163,2	168,8	64,3
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	8,9	11,7	18,5	7,0	7,1	7,5	6,0	5,2	4,4	3,6	3,0	2,5
VIII. Amortizaciones/GIN	0,0	-117,1	-141,7	2200,0	164,3	236,4	-2700,0	-2700,0	300,0	200,0	145,5	-400,0
IX. GIB/Servicio Deuda	-270,5	20,8	47,7	58,8	82,4	72,2	48,1	46,2	63,3	72,1	84,4	26,5
X. Desembolsos/Amortizaciones	-	446	285	118	117	8	0	0	0	0	0	0
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	593	191	87	51	53	4	0	0	0	0	0	0
XII. Desembolsos/Inversiones	114	120	90	43	48	6	0	0	0	0	0	0

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro

VENEZUELA
ESTRUCTURA DE FUENTES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. GENERACION INTERNA BRUTA	8,5	8,5	11,2	6,1	11,6	15,0	14,0	32,7	41,4	37,0	35,3	30,7
II. APORTES LOCALES NETOS	35,0	40,0	34,0	52,5	62,7	44,2	35,5	5,0	5,1	4,4	4,0	6,2
III. DESEMBOLSOS	55,1	47,7	50,6	39,1	24,0	38,4	39,5	47,2	40,3	46,0	48,1	39,6
A. Crédito Interno y Gobierno	43,1	46,5	50,0	30,0	23,0	35,8	2,5	-	0,1	0,1	0,1	0,1
B. Crédito Externo	12,0	1,2	0,6	9,1	1,0	2,6	37,0	47,2	40,2	45,9	48,0	39,5
IV. OTROS INGRESOS	1,0	3,9	4,0	2,2	1,7	2,3	11,0	15,0	13,3	12,6	12,5	23,3
TOTAL FUENTES (MN Millones)	19342,2	23115,9	23444,9	48441,4	46261,9	39183,3	53567,0	65584,0	96707,0	113073,0	127494,0	79367,0

VENEZUELA
ESTRUCTURA DE USOS
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. INVERSIONES	53,0	41,0	38,0	42,0	64,0	41,0	64,0	66,0	62,0	62,0	61,0	71,0
A. Inversión Real	47,0	27,0	30,0	39,0	56,0	36,0	47,0	53,0	53,0	53,0	54,0	63,0
B. Intereses en Construcción	6,0	14,0	8,0	3,0	7,0	5,0	17,0	13,0	9,0	9,0	7,0	9,0
II. SERVICIO DE LA DEUDA	45,0	51,0	56,0	32,0	31,0	45,0	35,0	32,0	23,0	22,0	21,0	18,0
A. Intereses	3,0	5,0	5,0	3,0	5,0	5,0	10,0	13,0	11,0	9,0	10,0	5,0
B. Amortizaciones	42,0	46,0	51,0	29,0	26,0	40,0	25,0	19,0	11,0	12,0	12,0	13,0
III. OTROS (AUMENTO O DISMINUCION)	2,0	8,0	6,0	25,0	5,0	14,0	1,0	2,0	15,0	16,0	18,0	11,0
TOTAL USOS (MN Millones)	19342,2	23115,9	23444,9	48441,4	46261,9	39183,3	53567,0	65584,0	96707,0	113073,0	127494,0	79367,0

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.

NOTA: En todos los cuadros sobre Estructura por Usos el punto III, OTROS se refiere a aumento o disminución de capital de trabajo.

VENEZUELA
INDICADORES
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I. Gastos Operación/Ingresos Operación	70,0	69,3	66,4	68,1	59,5	62,9	74,2	59,1	50,6	53,0	54,2	70,4
II. GIB/Ingresos Operación	30,0	30,6	33,5	36,2	40,4	37,0	25,7	40,8	49,3	46,9	45,7	29,5
III. GIB/Inversiones	16,3	20,6	29,1	14,5	18,2	36,5	21,7	49,6	66,8	59,6	58,5	42,9
IV. GIN/Inversiones	11,0	9,4	17,4	8,2	11,0	24,4	6,0	30,0	48,5	44,3	42,5	30,6
V. Intereses/Ingresos Operación	9,5	16,6	13,5	15,6	16,0	12,2	18,6	16,1	13,5	11,9	12,4	4,3
VI. GIB/Intereses	312,5	183,6	248,4	231,8	251,8	302,0	138,0	252,7	365,2	391,1	367,5	682,0
VII. Intereses (Usos+Gastos Operación)	2,2	3,9	3,6	2,3	3,9	3,9	7,1	8,7	7,9	6,6	6,7	2,6
VIII. Amortizaciones/GIN	13,6	1189,7	766,3	835,4	377,4	394,9	658,0	95,3	38,3	44,9	45,1	51,2
IX. GIB/Servicio Deuda	18,8	16,7	20,0	19,2	37,4	33,6	39,4	102,9	181,0	169,3	166,3	171,2
X. Desembolsos/Amortizaciones	129,3	103,6	98,5	133,2	90,3	96,5	157,1	250,1	351,7	370,2	413,3	295,0
XI. Desembolsos/Servicio Deuda	121,5	94,2	90,6	122,1	76,9	85,7	112,2	148,3	177,3	209,9	226,2	220,9
XII. Desembolsos/Inversiones	105,2	116,1	131,5	92,0	37,6	93,0	61,9	71,6	65,4	73,9	79,5	55,4

FUENTE: OLADE, sobre la base de información del País Miembro.