olade

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

AMERICA LATINA Y EL CARIBE

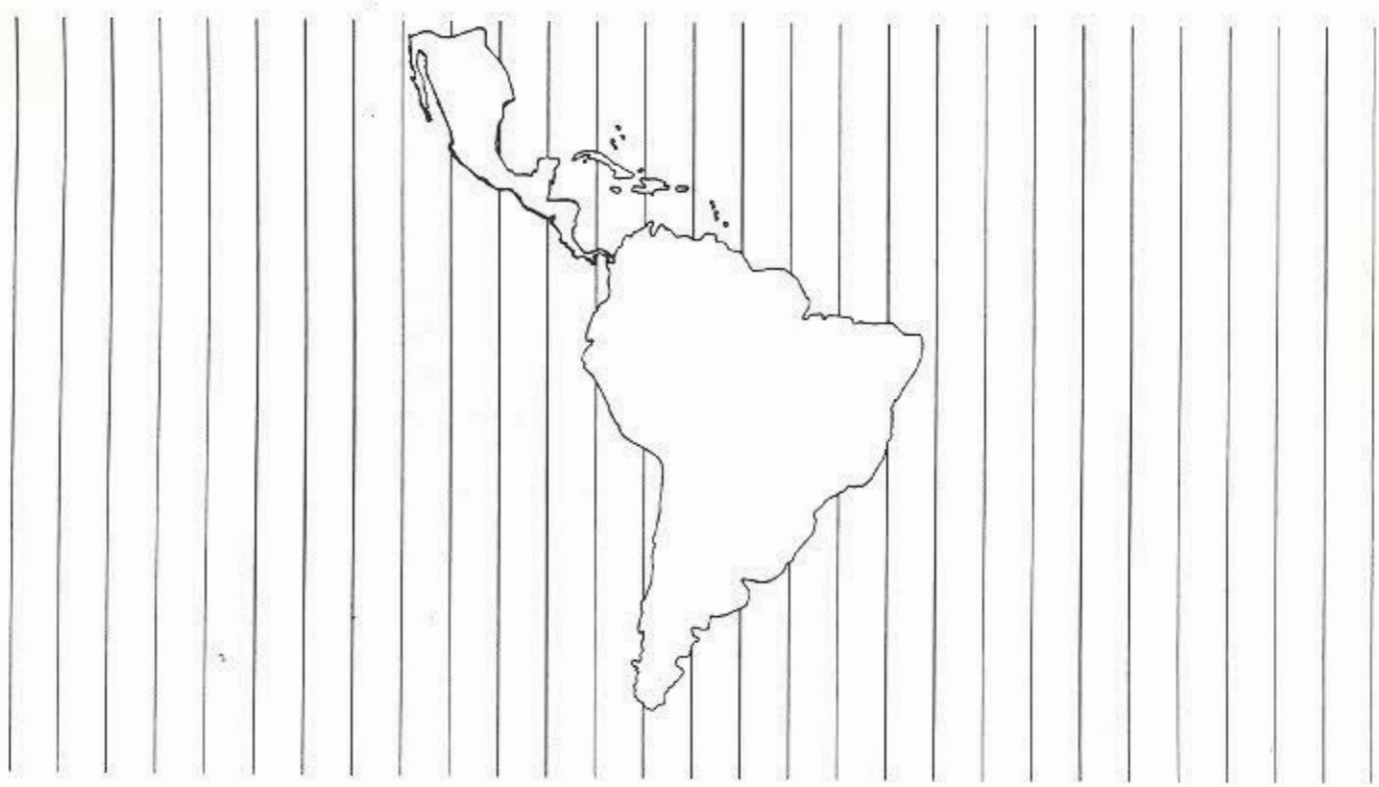
EFICIENCIA ECONOMICA ENERGETICA Y PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO: ELEMENTO CENTRAL PARA LA RECUPERACION DEL SECTOR ELECTRICO

Quito, Agosto 1993

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

AMERICA LATINA Y EL CARIBE

EFICIENCIA ECONOMICA ENERGETICA: ELEMENTO CENTRAL PARA LA RECUPERACION DEL SECTOR ELECTRICO



Quito, Agosto de 1993

INDICE

página

INTRODUCCION 1

1. PRINCIPALES PROBLEMAS 2

1.1 Problemas institucionales 2
1.2 Falta de manejo empresarial 3
1.3 Crecimiento de la demanda sin estar acompañado por un uso eficiente de la energía eléctrica 3
1.4 Deterioro de la infraestructura 4
1.5 Bajo nivel de eficiencia en la producción y utilización de la energía eléctrica y altos niveles de pérdidas 5
1.6 Crisis económica y financiera 5
1.7 Restricciones ambientales 6

2. PREVISIONES DE LA DEMANDA, OFERTA Y REQUERIMIENTOS DE INVERSION 8

2.1 Metodología 8
2.2 Previsiones de la demanda 8
2.3 Previsiones de la oferta y requerimientos de inversión 8

3. PRINCIPALES OPCIONES 9

3.1 No hay solución única 9
3.2 Mejora en el manejo empresarial del sector 10
3.3 Posibilidades de la conservación de energía eléctrica 11
3.4 Participación de la inversión privada 12
3.5 Modalidades alternativas de financiamiento 19
3.6 El papel del Estado en la etapa de transición 19
3.7 Es posible un manejo ambiental sustentable 20

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 21

PRESENTACION

La Secretaría Permanente de OLADE, en el marco de sus líneas de acción básicas, viene trabajando en el sector eléctrico con el propósito de identificar los principales problemas y plantear las soluciones de manera que continúe siendo el soporte del desarrollo económico y social de la Región.

Uno de los principales problemas corresponde al financiamiento de las inversiones que se deben realizar en los próximos años. Los estudios llevados a cabo por OLADE señalan que no existe una solución única para superar este problema. Se requiere la participación coordinada de todos los actores involucrados en el sector. En este sentido, una propuesta de solución debería incluir la búsqueda de la eficiencia económica y energética, una mayor participación del sector privado y un nuevo rol del Estado en el manejo del sector. Igualmente se deberá considerar una mayor contribución de la banca multilateral.

La importancia de la eficiencia económica energética radica en que permitirá una mayor generación interna neta de fondos y el desplazamiento de los requerimientos de inversión, haciendo que el sector sea más competitivo y preste un servicio rentable.

INTRODUCCION

A pesar de que el sector eléctrico de América Latina y el Caribe (AL&C) presentó progresos importantes durante las dos últimas décadas, tales como el haber incrementado el nivel de electrificación del 40% en 1970 al 70% en 1989, diversos problemas relacionados con la ausencia de una buena gestión empresarial, la baja eficiencia en la utilización de la energía y otros de índole económica, institucional y ambiental, han creado dificultades no solo para la prestación de un servicio adecuado, sino lo que es más importante, para el desarrollo del mismo sector. En consecuencia, el sector eléctrico de AL&C se encuentra en una difícil situación, ya que debe superar los problemas técnicos e institucionales que afectan el servicio; y por otro lado, las dificultades financieras le impiden encarar las grandes inversiones requeridas para cubrir las necesidades de energía eléctrica que demandará el desarrollo económico y social de la Región hasta fines del presente decenio.

En el caso de que se sigan aplicando las mismas políticas del pasado en el desarrollo de los sistemas eléctricos de la Región, en los próximos años se debería invertir cerca de US$ 19.000 millones por año, para los cuales se prevé un déficit de financiamiento del orden de los US$ 13.000 millones anuales, que resulta inmanejable para los países de AL&C. OLADE considera que es imprescindible analizar diferentes alternativas de solución a esta problemática. Una de ellas podría ser el impulso de una estrategia que combine aspectos de eficiencia económica y energética. Aunada a esta estrategia se requiere también el incremento de la participación del sector privado, la búsqueda de formas alternativas de financiamiento y la redefinición del papel del Estado en el sector.

El efecto combinado de las acciones de eficiencia económica y energética sería, por una parte, la mayor generación interna de fondos y, de otra parte, el desplazamiento de inversiones. De cualquier modo, estas acciones por sí solas no resolverán el problema del déficit de financiamiento del sector por lo que se requiere el concurso del sector privado y un mayor apoyo de la Banca Multilateral.

En este trabajo se examinan los principales problemas que enfrenta el sector, se presentan las previsiones de la demanda, oferta y requerimientos de inversión y se identifican y analizan las principales opciones de una estrategia que podría contribuir a resolver la problemática del financiamiento de las inversiones y consecuentemente asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a nivel regional.

1. PRINCIPALES PROBLEMAS

1.1 Problemas institucionales

1.1.1 El sector eléctrico en la mayoría de los países de AL&C aún opera bajo leyes y regulaciones mediante las cuales el Estado adoptó el papel principal como planificador central y propietario directo de las empresas de servicio público de electricidad. El modelo fue adecuado en muchos casos en sus etapas formativas, logrando economías de escala en pequeños sistemas, proporcionando financiamiento a través del sistema impositivo al no haber mercados de capital adecuados y reuniendo los escasos recursos administrativos y técnicos existentes. A medida que transcurrió el tiempo y que los sectores y las economías en que funcionaban crecieron, aumentó su complejidad y las desventajas se hicieron más evidentes. Una consecuencia ha sido que, en muchos países, el objetivo principal del sector de proporcionar un servicio eléctrico confiable y eficiente, se ha visto comprometido por motivos políticos. De esta forma, por ejemplo, se han construido grandes proyectos sin considerar debidamente sus costos y beneficios económicos, las empresas han sido utilizadas para generar empleos y los precios se han fijado por debajo de sus costos económicos. En ciertos casos, el sector eléctrico también ha sido utilizado como medio para obtener préstamos en divisas y destinarlos a otras actividades económicas. Aún en los casos en que han habido reglas preventivas de tales acciones, las mismas no han sido aplicadas consistentemente.

1.1.2 Los principales problemas que afectan al sector eléctrico en muchos países de AL&C reflejan en gran medida la falta de una visión moderna del papel del sector y de una estructura jurídica e institucional adecuadas para impulsar su propio desarrollo. La doble función del Estado como regulador y accionista le ha llevado a intervenir en decisiones administrativas de gerencia, que ordinariamente deberían estar en manos de administradores y directorios autónomos de las empresas. Por otro lado, las prácticas regulatorias han sido escasas y en general deficientes, entorpeciendo el desempeño de los agentes públicos y privados que actúan en el sector mediante controles excesivos e innecesarios, pero con muy poca regulación efectiva. El marco regulatorio general, legal e institucional ha sido insuficiente para fomentar un desempeño eficiente de las empresas del sector eléctrico. En ocasiones ha mostrado rigidez para adaptarse a distintas circunstancias del entorno económico global y sectorial, y otras veces, cuando era relativamente apropiado, no fue aplicado debidamente.

1.1.3 Varios países de AL&C han comenzado a formular mejoras de los marcos regulatorios para administrar sus respectivos sectores eléctricos. El enfoque inicial se centra en una mayor transparencia y en la responsabilidad pública en el manejo de las instituciones del sector. Puesto que las relaciones entre las instituciones gubernamentales, las empresas, sus asociados y clientes están fuertemente influenciadas por las normas reguladoras, es necesario reformar estas últimas, para lo cual los gobiernos deben demostrar su liderazgo político y legislativo, y un fuerte compromiso con los cambios regulatorios e institucionales. El marco regulatorio más que un esquema de control debe asegurar un ambiente de competencia que promueva obviamente la eficiencia económica y energética.

1.2 Falta de manejo empresarial

1.2.1 En el sector se ha observado que la característica de la década de los 80 fue la pérdida de la autonomía gerencial, debido al aumento, en ocasiones excesivo, del aparato estatal y una creciente injerencia política en el manejo de las empresas eléctricas, incluyendo la fijación de las tarifas. Así mismo, estas empresas han sido conducidas, con frecuencia, sin aplicarse el concepto de responsabilidad en la gestión, alejándose cada vez más de las prácticas habituales de administración empresarial. Esta situación ha creado dificultades para atraer capitales para la expansión del sistema, que no provengan de las fuentes tradicionales de financiación, por el bajo nivel de rentabilidad y credibilidad del sector. Igualmente, en el deficiente manejo empresarial han influido la subestimación de la complejidad en la operación y el mantenimiento inadecuado de los sistemas hidrotérmicos; así como también la serie de privilegios recibidos por los trabajadores, condiciones laborales y salariales ajenas al mercado de trabajo local y excesiva estabilidad en el empleo. Algunos indicadores que evidencian los problemas de manejo empresarial en el sector eléctrico de AL&C, y que han afectado el costo y la calidad del servicio se indican a continuación :

- Déficit financiero en la mayoría de las empresas eléctricas.
- La disponibilidad del parque de generación termoeléctrica ha disminuido en un 20% durante la última década ([1]).
- El promedio de la eficiencia en la generación termoeléctrica es menor al 30% ([2]).
- Las pérdidas de energía eléctrica alcanzan en promedio un 17% en la Región y en algunos casos superan el 30% de la generación total([3]).
- Los períodos de cobranza en algunos países son superiores a tres meses, lo que representa más de tres veces el nivel óptimo ([3]).
- Sobrecapacidad de generación en varios países motivada por el énfasis en las políticas de oferta y el interés de los constructores y vendedores de equipos.

1.2.2 El funcionamiento de las empresas del sector eléctrico de AL&C debe ser evaluado de acuerdo con los resultados obtenidos, haciendo responsables de los mismos a sus cuerpos gerenciales. Para ello es necesario manejar un conjunto de metas relativas a indicadores administrativos, técnicos y financieros. La eficacia debería medirse en función del grado de cumplimiento de estos indicadores, establecidos en forma comparativa según las características de la actividad de la empresa y del sistema eléctrico que opera.

1.3 Crecimiento de la demanda sin estar acompañado por un uso eficiente de la energía eléctrica

1.3.1 Si bien es cierto que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica podría ser un indicador positivo, en el caso del sector eléctrico de la Región el alto consumo de energía registrado durante las dos últimas décadas obedeció principalmente a una mayor expansión en la cobertura del servicio y al uso ineficiente de la energía. Las políticas emprendidas por los países de AL&C para aumentar las tasas de electrificación y hacer llegar la energía eléctrica a la mayor parte de la población permitieron incrementar la cobertura del servicio del 40% en 1970 al 70% en 1989; sin embargo estas políticas no fueron complementadas con programas

de uso eficiente de energía ([3]). Dicha estrategia dio como resultado que el consumo de energía eléctrica creciera durante las dos últimas décadas a una tasa del 7,2% anual frente al 3,5% del Producto Interno Bruto ([4]), y que la intensidad energética se duplicara en este período (Ver Cuadro 1).

1.3.2 En consecuencia, el consumo de electricidad en AL&C se ha caracterizado por una alta elasticidad del crecimiento de la demanda con respecto al Producto Interno Bruto, un crecimiento sostenido del consumo per capita y un rápido aumento del acceso a la electricidad, sin mayores controles en el uso eficiente de la energía. Si se continúa con los mismos patrones de consumo esta situación se mantendrá en la Región en los próximos años, lo que exigirá mayores recursos de capital para atender la demanda de energía eléctrica, situación que a todas luces parece insostenible desde el punto de vista financiero.

1.4 Deterioro de la infraestructura

1.4.1 Se estima que el deterioro en la infraestructura eléctrica en AL&C ha ocasionado un incremento en los costos superior a los US$ 10.000 millones anuales ([1]), debido al aumento en los costos de generación, el incremento en las pérdidas eléctricas y los impactos negativos sobre las economías derivados de los racionamientos en el suministro de electricidad. Si bien el sector eléctrico en AL&C experimentó un rápido crecimiento de su capacidad de generación desde 1970 hasta el presente, la disponibilidad efectiva de esa capacidad más bien ha decrecido en el mismo período, debido principalmente a las prácticas inadecuadas de operación de los sistemas y al abandono casi total del mantenimiento de las instalaciones. De acuerdo con estimaciones hechas por el Banco Mundial, la disponibilidad de la capacidad instalada de generación termoeléctrica ha declinado en un 20% durante la última década([1]).

1.4.2 La falta de mantenimiento adecuado produjo el deterioro de la capacidad de generación de los sistemas eléctricos en la mayoría de los países de la Región. Las consecuencias inmediatas han sido mayores interrupciones del servicio, costos más altos en combustibles y menores niveles de reserva de generación. En algunos países, a pesar del exceso teórico de capacidad, no ha sido posible hacer frente a los períodos de sequía y se han visto forzados a racionar el suministro de energía eléctrica con altas pérdidas para las economías de los países y el deterioro del bienestar de la población.

1.4.3 Por otra parte y como consecuencia de las interrupciones del servicio eléctrico, en AL&C se deja de abastecer entre el 2% y el 5% del consumo potencial de electricidad, lo que ha representado pérdidas en los ingresos de las empresas en el rango de US$ 500 millones a US$ 1.200 millones y del orden de 10 veces esos montos en pérdidas para las respectivas economías ([3]). Este deterioro en las instalaciones eléctricas también ha inducido a realizar fuertes inversiones por parte de los sectores productivos para protegerse de la falta de confiabilidad del servicio eléctrico.

1.5 Bajo nivel de eficiencia en la producción y utilización de la energía eléctrica y altos niveles de pérdidas

1.5.1 Subestimación de la complejidad de la operación de los sistemas hidrotérmicos. Muchos sistemas eléctricos de AL&C se han visto afectados por una subestimación de la complejidad operativa y el mantenimiento inadecuado de su capacidad hidrotérmica, lo que ha deteriorado sensiblemente la confiabilidad del servicio y las finanzas de las empresas. Dentro de esta problemática se destaca la apreciación inadecuada de la disponibilidad hidroeléctrica en algunos países, agudizada por problemas de sequía, y la baja oferta efectiva y reducida eficiencia de la generación del parque térmico. Esta última en muchos sistemas está por debajo del 30%, incluyendo casos de generación con turbinas a gas que operan a niveles aún inferiores ([2]). Ello debe conducir a la introducción de nuevos métodos de análisis y manejo del riesgo hidrológico, a la repotenciación e inclusive al retiro de unidades obsoletas, para dar cabida a nuevas centrales que aprovechen los avances tecnológicos recientes (por ejemplo, ciclo combinado, lecho fluidizado, inyección de vapor en las turbinas de gas, etc). Estas iniciativas requieren una adecuada capacitación del personal técnico de las empresas.

1.5.2 Bajo nivel de eficiencia en la utilización de la energía eléctrica. Debido al empleo de equipos de uso final en los sectores residencial, comercial y servicios con altos consumos específicos de energía; a la obsolescencia del parque industrial; y, al comportamiento de los consumidores, cuyas prácticas en el empleo de la energía no corresponden a niveles óptimos de eficiencia, en la Región se registran bajos niveles de eficiencia en el uso de energía eléctrica. Existe por lo tanto un importante potencial de ahorro que, de acuerdo a estimaciones de OLADE, podría estar entre el 10 y 15 % del consumo actual.

1.5.3 Altos niveles de pérdidas. Los valores de las pérdidas eléctricas en AL&C han alcanzado niveles alarmantes, llegando en algunos casos a valores cercanos al 30% de la generación y a un promedio en la Región del orden del 17%. Esta situación ha sido provocada, principalmente, por una baja inversión en el área de distribución en relación con la generación y la transmisión y, por deficiencias organizacionales y administrativas de las empresas eléctricas ([3]). En un sistema eficiente el nivel de pérdidas técnicas de transmisión y distribución oscila entre el 7% y el 10%. Las pérdidas no técnicas comprenden la electricidad que se consume pero que no se factura debido a conexiones ilegales o incorrectas, errores de medición o procedimientos de facturación deficientes. Para mantener las pérdidas técnicas en niveles bajos se requieren inversiones adecuadas en distribución y en algunos casos en los sistemas de transmisión, así como buenos esquemas de operación. Mantener las pérdidas no técnicas en un nivel razonablemente bajo, exige prácticas comerciales apropiadas y un marco legal que funcione y que incluya las penalizaciones del caso. La reducción de estas pérdidas puede dar lugar a ahorros importantes en inversión e incrementos significativos en los ingresos de las empresas.

1.6 Crisis económica y financiera

1.6.1 Si no se toman medidas para mejorar la eficiencia económica y energética, el sector eléctrico de AL&C enfrentará una década difícil, como consecuencia del gran volumen de inversiones que debería realizar y que se estiman en US$ 19.000 millones anuales, lo cual

conllevaría a un déficit anual de financiamiento estimado en US$ 13.000 millones, que se considera inmanejable para la Región. Por otra parte, el servicio de la deuda externa, calculada en US$ 50.000 millones, también constituirá una pesada carga financiera para el sector eléctrico de la Región ([3]).

1.6.2 En términos generales, el desempeño económico del sector se ha ido alejando de los niveles óptimos de eficiencia, sobre todo en la década de los 80. Las políticas de precios, fiscal y cambiaria, el proceso de toma de decisiones de inversión, así como el manejo institucional, no han fomentado la eficiencia económica y energética. Los precios de la electricidad han mostrado en muchos casos una fuerte tendencia al deterioro en términos reales, permaneciendo por debajo de sus niveles de eficiencia y acudiendo en algunos casos a muy inconvenientes subsidios cruzados, lo cual ha dado señales incorrectas a los consumidores, promoviendo el uso ineficiente de la energía y causando serios problemas financieros a las empresas.

1.6.3 Varios factores han incidido sobre la crisis financiera del sector eléctrico de AL&C; algunos de ellos han sido exógenos al sector, como lo fueron las crisis del petróleo de la década de los 70, que incrementaron de manera sustancial los costos de los bienes y servicios y los costos de producción. También esta situación llevó a los países de la Región a adoptar políticas de autosuficiencia energética que condujo al desarrollo en gran escala de la energía hidroeléctrica, para lo cual, a principios de la década del 70 se obtuvo el financiamiento con relativa facilidad debido al exceso de dinero en los mercados de capitales. Sin embargo, a finales de la década de los 70 e inicios de los 80, estas fuentes empezaron a agotarse, restringiéndose y endureciéndose las condiciones para otorgar nuevos financiamientos al sector eléctrico. Al mismo tiempo, las devaluaciones causadas por los problemas de balanzas de pagos, así como los esfuerzos de los gobiernos para frenar la inflación mediante un control estricto de los precios del sector público, motivaron una erosión en términos reales de las tarifas eléctricas, que entre 1972 y 1988 bajaron en un 22%, en tanto que los costos de operación subieron un 14% en el mismo período([3]). Después de la drástica reducción del crédito ocurrida a principios de la década de los 80, los países de AL&C tuvieron dificultades para obtener recursos fiscales, y a muchas empresas eléctricas les fue imposible atender el servicio de la deuda, que se vio agravada por los altos costos financieros, debido a las devaluaciones monetarias, tanto internas como externas, al retraso en los períodos de ejecución de los proyectos y a la pérdida de credibilidad de los países de la Región que tuvo como consecuencia un fuerte incremento en las tasas de interés. La proporción del servicio de la deuda, respecto del uso total de fondos disponibles para el sector, creció sostenidamente del 24% a inicios de los 70 al 59% a finales de los 80 y el coeficiente de cobertura del servicio de la deuda bajó de 1,4 a 0,5 en el mismo período([3]). Estos factores hicieron que a finales de la década de los 80 los sectores eléctricos de la Región se encontraran con una situación financiera deteriorada, constituyéndose en una pesada carga para las economías de los países.

1.7 Restricciones ambientales

1.7.1 El nivel de conciencia alcanzado por la sociedad civil en relación con la protección del medio ambiente y la nueva política adoptada por la banca multilateral y los organismos de asistencia técnica en materia ambiental, constituyen un nuevo elemento de gran importancia,

que aumenta el grado de complejidad y los desafíos de la realidad que deberá afrontar el sector eléctrico de AL&C para su desarrollo, al punto tal que muchos países de la Región la interpretan como una nueva restricción. Paralelamente, existe la convicción de que el mejor plan ambiental para los países en vías de desarrollo es aquél que elimine la pobreza, la principal fuente del deterioro ambiental, para lo cual es indispensable aumentar la producción de energía en todas sus formas y hacer un uso más eficiente de la misma.

1.7.2 Esta nueva realidad está afectando principalmente el desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos, cuyos costos socio-ambientales asociados pueden aumentar entre el 5 y el 50% la inversión originalmente estimada, lo que reduce o elimina el atractivo económico de su realización. La falta de una política ambiental adecuada en el manejo de estos proyectos en el pasado, por parte de los países y de las agencias de financiamiento para el desarrollo, ha provocado la resistencia de las poblaciones locales afectadas, que cuentan generalmente con la asesoría de grupos internacionales.

1.7.3 Las restricciones financieras y la estabilidad de los precios del petróleo favorecen las inversiones menos intensivas en capital y, por consiguiente los planes de expansión de los sistemas eléctricos con base en centrales térmicas, lo que aumentará a corto plazo los niveles de contaminación atmosférica, ya críticos en la mayor parte de los principales centros urbanos e industriales de la Región. Esto provocaría la reacción de la sociedad civil y haría necesaria la instalación de costosos sistemas anticontaminantes, eliminando así algunos de los atractivos de la generación termoeléctrica con respecto a la de origen hidráulico. Sin embargo, una posibilidad que se ofrece para superar estas dificultades en algunos países es el uso del gas natural.

1.7.4 Un elemento ambiental importante de destacar, que aún no se ha valorado suficientemente en el desarrollo del sector eléctrico en AL&C, es la importante contribución de la energía hidroeléctrica a la reducción de los gases de invernadero, principalmente del dióxido de carbono. En 1990 cada kWh generado en la Región producía 30% menos CO2 que en 1970 ([2]).

1.7.5 Hoy en día se comienza a comprender, y así lo entienden la mayoría de las empresas eléctricas y los países de la Región, que los "sobre-costos ambientales" hacen parte integral de los proyectos de inversión y que en el pasado estos fueron siempre asumidos por algún sector de la sociedad; por consiguiente, no son "nuevos" costos. A esto hay que agregar la existencia de una sociedad más abierta, más informada y por ende más participativa, que hace impensable que un proyecto de generación de energía eléctrica hoy pueda ser construido con los mismos criterios ambientales de hace apenas 10 años. Se ha comprendido también que programas ambientales que anteriormente se consideraban externos al proyecto, garantizan en realidad la sustentabilidad de la inversión (programas de manejos de cuenca, reforestación, etc.) y por consiguiente son tan importantes como la construcción de la presa o el equipo electromecánico.

2. PREVISIONES DE LA DEMANDA, OFERTA Y REQUERIMIENTOS DE INVERSION

2.1 Metodología

2.1.1 Las previsiones de demanda y oferta de electricidad corresponden al estudio de Prospectiva Energética que lleva a cabo OLADE con el apoyo de la Comisión de las Comunidades Europeas. La metodología de previsión permite el análisis a nivel de país, por lo que los resultados regionales son producto de la agregación de valores obtenidos para los 26 países miembros de OLADE. Para el análisis de la oferta de energía eléctrica se tomaron como base los planes de expansión de los países, los cuales se ajustaron a la demanda mediante un modelo de simulación. En los casos en que no se disponía de estos planes, se utilizó información sobre el parque eléctrico existente y los proyectos con mayores posibilidades, lo que ha permitido plantear los supuestos para el abastecimiento futuro.

2.2 Previsiones de la demanda

2.2.1 De acuerdo con estimaciones de OLADE, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en AL&C tendrá una tasa promedio de 4,4% en el período 1990-2000 que es un tanto menor a la alcanzada por la Región en el período 1978-1990, que fue de 5,8%. Esta evolución de la demanda se basa en una tasa promedio de crecimiento del Producto Interno Bruto para la Región de 2,9% para el mismo período y considera las tendencias de sustitución y penetración de fuentes presentadas en el pasado. Como consecuencia de dichas tendencias, los resultados obtenidos muestran una disminución de las intensidades energéticas y un incremento de los consumos per capita. En estas condiciones, el consumo total de energía alcanzará una tasa de crecimiento promedio del 2,7% en el período, y la electricidad continuará aumentando su participación en el consumo final total (Ver Cuadro 2).

2.2.2 La aplicación de políticas de uso eficiente y sustitución de energía permitirá reducir las tasas de crecimiento del consumo de energía eléctrica y consecuentemente los requerimientos de capacidad instalada. Se estima que en el caso de lograrse un ahorro y sustitución en el consumo de energía eléctrica del 5,9% en el año 2000, la tasa anual de crecimiento del consumo disminuiría a 3,7%.

2.3 Previsiones de la oferta y requerimientos de inversión

2.3.1 Sin considerar la aplicación de políticas de conservación de energía, la capacidad eléctrica que se tendría que adicionar en el período 1990-2000 para satisfacer el incremento de la demanda alcanzaría los 65 GW, de los cuales aproximadamente el 63% corresponderán a centrales hidroeléctricas, el 18,5% a centrales que consumen derivados de petróleo y gas natural, el 14,5% a plantas que utilizan carbón mineral y el resto a centrales geotérmicas y nucleares en construcción (Ver Cuadro 3). Aplicando programas de uso eficiente y sustitución energética, recuperación de potencia y reducción de pérdidas de energía eléctrica, los requerimientos de oferta podrían reducirse en el orden del 20%, con el consiguiente beneficio para la economía de los países de la Región.

2.3.2 Los requerimientos de inversión en el sector eléctrico para la década 1990-2000, considerando los patrones y tendencias de consumo actuales, alcanzarían un monto cercano a los US$ 19.000 millones anuales, que incluye generación, transmisión y distribución. Es importante anotar que el 88% de dicha inversión se concentraría en seis países de la Región: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Venezuela.

3. PRINCIPALES OPCIONES

3.1 No hay solución única

3.1.1 El financiamiento de las inversiones, mencionadas en el punto anterior, considerando la generación de fondos del sector con tarifas promedio, esquemas de gestión vigentes y aportes de clientes, produciría un déficit del orden de los US$ 13.000 millones anuales (Ver Cuadro 4), que sería inmanejable para los países de la Región. Una estrategia que solamente considere la aplicación de tarifas a costos marginales a largo plazo y reducción de costos tampoco sería suficiente para atender los requerimientos de inversión del sector, en gran medida, por la pesada carga que significa atender el servicio de la deuda externa. Es este caso, incluyendo los aportes de los clientes, el déficit sería de US$ 4.700 millones (Ver Cuadro 5). Por lo tanto, es imprescindible que se analicen diferentes alternativas de solución a esta problemática. Una estrategia adecuada podría ser aquella que además de considerar aspectos de eficiencia económica, tome en cuenta otras opciones como son el impulso a la conservación de energía e interconexiones eléctricas, el incremento de la participación del sector privado, la búsqueda de formas alternativas de financiamiento y la redefinición del papel del Estado en el sector.

3.1.2 El efecto combinado de las acciones de eficiencia económica y energética sería, por una parte, la mayor generación interna de fondos al disminuir los costos de operación y aplicar tarifas a costos marginales y, de otra parte, el desplazamiento de las inversiones por los ahorros de energía, sustitución energética y recuperación de capacidad de generación. De cualquier modo, estas acciones por sí solas no resolverían el problema del déficit del financiamiento de las inversiones del sector, por lo que se requiere el concurso del sector privado y un mayor apoyo de la Banca Multilateral. Por otro lado, esta estrategia conduciría a la disminución de los impactos ambientales debido a la reducción de la necesidad de agregar nuevos equipamientos y la menor utilización de combustibles en las plantas en operación y en las que entrarán en servicio.

3.1.3 En consecuencia, la solución del financiamiento de las inversiones del sector requiere de la contribución de un conjunto de opciones que deben llevarse a cabo de manera integral. Un posible esquema de financiamiento de las inversiones del sector se indica en el Cuadro 6. El volumen total de inversiones sería reducido a US$ 17.000 millones debido a la disminución de los requerimientos de capacidad instalada como consecuencia de la aplicación de medidas de conservación de energía. La aplicación de tarifas a costos marginales de largo plazo y la disminución de costos permitirían atender el servicio de la deuda y disponer de una generación interna neta del orden de los US$ 11.400 millones. En estas condiciones, el déficit anual de financiamiento considerando el aporte de clientes (para extensiones de líneas,

redes, acometidas y medidores) sería de US$ 3.000 millones. Ahora bien, si el aporte de la Banca Multilateral fuera de US$ 1.400 millones, el saldo faltante de US$ 1.600 millones tendría que ser cubierto con aportes provenientes del ahorro interno y externo.

Adicionalmente, si se considera que el incremento en los precios de la energía eléctrica a niveles de costos marginales podría provocar una contracción en la demanda, debido al efecto de la elasticidad-precio, los ingresos netos por ventas de energía de las empresas disminuirían en un valor estimado en US$ 1.000 millones, con lo cual dicho déficit aumentaría en la misma proporción; sin embargo, a largo plazo este efecto tendería a compensarse con una reducción en las inversiones.

3.1.4 El esquema tradicional de financiamiento se ha agotado. En consecuencia, las empresas del sector deben actuar efectivamente como tales y acceder a los mercados de capitales tanto domésticos como internacionales. El desarrollo de los mercados internos de capitales es fundamental para una economía con mayor participación de las fuerzas del mercado. Sin embargo, la captación de recursos en el mercado interno requiere del esfuerzo de los países para impulsar el saneamiento de las finanzas de las empresas del sector, así como para continuar con el proceso de estabilización ya iniciado y sostener el crecimiento económico. Dado que los recursos de los mercados domésticos de capitales no serán suficientes, el sector tendrá que recurrir a los mercados internacionales de capitales, pero en forma cautelosa debido al riesgo cambiario y a la alta competitividad que restringe el acceso a dichos recursos. Es importante señalar que el costo del capital para el sector dependerá en gran medida de la solidez institucional, de la aplicación de reglas claras y estables en el sector, del saneamiento de las empresas y de las metas macroeconómicas que puedan asegurar y mantener los gobiernos.

3.2 Mejora en el manejo empresarial del sector

3.2.1 La mejora en el manejo empresarial, sea cual fuera el sistema de propiedad (estatal, privado o mixto), conllevará a disminuir los costos de inversión y operación; y si ello va acompañado de ajustes en las tarifas a sus niveles económicos, sería posible la generación de recursos internos que contribuyan en parte al financiamiento de las inversiones del sector.

3.2.2 En el caso de que sólo se recuperara la cuarta parte de la capacidad de generación térmica que requiere rehabilitación, la Región podría aumentar su oferta en 3.000 MW, a un costo que podría estar en el orden de los US$ 1.200 millones, lo que representa US$ 400/kW, es decir, un monto mucho menor al que demandaría la instalación de nuevas centrales con la misma capacidad (Ver Cuadro 7). Otra ventaja sería la mejora en la eficiencia de generación, con una notable reducción en el consumo de combustibles.

3.2.3 Por el lado de las pérdidas de energía eléctrica, su reducción también puede dar lugar a ahorros considerables. Si se lograra disminuir en 1,7% las pérdidas estimadas al año 2000, esto significaría una menor generación anual de 13.300 GWh y una menor capacidad del orden de los 3.000 MW. El costo que demandaría esta reducción sería del orden de los US$ 900 millones (US$ 300/kW), es decir un monto mucho menor al requerido para ampliar

una capacidad de generación equivalente (Ver Cuadro 7). Además, dicha reducción conllevará a una disminución en los costos de operación.

3.2.4 La reducción del período promedio de cobranza en las empresas eléctricas de AL&C de 111 días, que se dio en 1988, a 45 días, permitiría obtener una liquidez adicional por un monto total de US$ 3.100 millones ([3]), sin tomar en cuenta la disminución en los costos financieros y el beneficio por la erosión inflacionaria en el poder adquisitivo de las sumas recaudadas. Para lograr esas metas, en algunos casos convendría modificar las legislaciones y mejorar los procedimientos administrativos de facturación, cobro y desconexiones del servicio.

3.2.5 Para superar los problemas de eficiencia y mejorar la asignación de recursos, se hace necesario también establecer y consolidar métodos de análisis integrados del sector energético con el fin de preparar un marco general que sirva de orientación para las decisiones de inversión que deberán tomar los agentes económicos que participan en el sector. 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 costo mínimo total; debe introducirse en general el concepto de flexibilidad en la planificación, incorporando, entre otros aspectos, el manejo de la demanda y la conservación de energía, las restricciones financieras y las incertidumbres asociadas con la demanda, el costo de los combustibles y los costos y períodos de ejecución de los proyectos. A este respecto, OLADE conjuntamente con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha venido trabajando en el desarrollo del Modelo denominado SUPER/OLADE-BID, que es una herramienta que permite analizar y definir las estrategias de inversión en generación y transmisión incorporando los aspectos antes mencionados.

3.3 Posibilidades de la conservación de energía eléctrica

3.3.1 Si para el año 2000 se alcanzara un nivel de ahorro del orden del 5,0% en el consumo de energía eléctrica, ello representaría para dicho año una disminución en el consumo del orden de 36.200 GWh y en los requerimientos de capacidad instalada de 6.000 MW y demandaría un costo anual del orden de US$ 1.400 millones (US$ 0,04 / kWh). Para alcanzar este nivel de ahorro de energía, será necesario impulsar un conjunto de políticas y acciones en el campo del manejo de la demanda y uso eficiente de energía eléctrica. En tal sentido, la demanda se podría modular con medidas técnicas y económicas, y el consumo se podría reducir con la introducción de tecnologías y prácticas de uso final de mayor eficiencia, con el consiguiente desplazamiento de las inversiones. Este importante ahorro se podría lograr sin alterar la calidad del servicio (Ver Cuadro 7).

3.3.2 La aplicación de políticas de sustitución energética permitirá una reducción en el consumo de energía eléctrica por la penetración de otros energéticos tales como el gas natural, gas licuado y energía solar. Se estima que esto podría significar una disminución en los requerimientos de capacidad instalada del orden de los 1.000 MW (Ver Cuadro 7).

3.4 Participación de la inversión privada

3.4.1 Para contribuir a mejorar la situación del sector eléctrico de AL&C se requiere una reforma importante del papel del Estado en esta área, la cual debe considerar una mayor participación de la iniciativa privada tanto en la generación como en la transmisión y distribución de energía eléctrica. Todo dentro de la tendencia global de apertura hacia mercados más competitivos, donde será fundamental implantar en las empresas públicas las prácticas comerciales típicas del sector privado, sin descartarse posibles acuerdos comerciales entre otros protagonistas del sector eléctrico (tales como los clientes de la energía eléctrica, las mismas empresas eléctricas y los proveedores de bienes y servicios). Dichos acuerdos permitirían alcanzar una mayor dinámica en el sector, compartiendo los beneficios resultantes. En tal sentido, existe un espacio importante para la participación privada en el sector eléctrico, lo que no necesariamente implica la privatización total de todos los activos actualmente en manos del Estado.

3.4.2 El sector privado puede efectuar un aporte significativo de capitales y tecnología en varios campos de la actividad del sector, liberando de esa manera recursos que los gobiernos destinarían para atender las necesidades sociales apremiantes. Las características y alcances de la actuación de la iniciativa privada deben verse caso por caso, dependiendo de las condiciones económicas y financieras prevalecientes, así como de consideraciones políticas y sociales. Dichas mejoras no resultarían solamente del aporte financiero adicional que el sector privado podría traer al sector eléctrico; sino también de las ventajas derivadas de una mejor y más rápida toma de decisiones y la aplicación de prácticas de gestión más eficaces, buscando una mejor eficiencia en la utilización de los recursos técnicos, económicos y financieros del sector eléctrico, con amplios beneficios para el propio sector y el país. De cualquier modo, la participación de la inversión privada en las empresas eléctricas de AL&C tomará un tiempo, ya que será necesario realizar muchos esfuerzos adicionales en cambios tarifarios, garantías, regulaciones y legislación adecuada, y sobre todo crear un clima de seguridad para atraer una mayor cantidad de capitales privados al sector.

3.4.3 Como una contribución a la problemática del financiamiento de la expansión del sector eléctrico, OLADE viene realizando, con asesoramiento de expertos internacionales, un análisis de las posibilidades del mercado de capitales y sus instrumentos típicos de acceso. Se ha identificado una serie de restricciones que deberán ser superadas por los países para lograr la participación de la inversión privada. Estas restricciones se presentan tanto por el lado del receptor de fondos (el país, el sector y la empresa eléctrica), como por parte del mercado proveedor potencial de los fondos.

Restricciones del País

3.4.4 Por el lado del país, deben considerarse las restricciones de carácter político, que afectan su imagen de estabilidad, así como las reformas económicas y financieras que favorezcan un crecimiento sostenible y que aminoren el riesgo político, con lo que se facilitaría el acceso de las empresas eléctricas al mercado de capitales. Dichas restricciones políticas, económicas y financieras son las siguientes :

Políticas

- La inestabilidad política siempre ha sido una seria restricción al flujo de capitales a un país y se puede inferir que para un país con un riesgo político alto sería difícil acceder a los mercados de capitales y atraer fondos para su desarrollo. Dicha inestabilidad política, se origina en cambios repentinos de gobierno o de las políticas de tipo económico y social.

Macroeconómicas

- La carencia de políticas o que se mantengan políticas erráticas e inestables en un país en los aspectos macroeconómicos que se indican a continuación, más bien haría alejar las posibilidades de financiación en el mercado de capitales y le restringiría a solamente la llamada financiación de proyectos, que cada día es más escasa:

  - La convertibilidad de la moneda, que facilite las transacciones de todo tipo en el desempeño de la empresa y que convierta al tenedor de acciones o bonos de la misma en defensor de su viabilidad.
  - Tasas de interés que apoyen una masiva captación local de fondos. Cerca del 60% de los fondos que necesitará la Región en la presente década será en moneda local.
  - Niveles de inflación baja o con marcada tendencia a la baja. Lo preferible sería una inflación de un dígito anual.
  - Tasas de cambio que se manifiesten competitivas para los productos transables en la economía.
  - Niveles de reservas internacionales estables y crecientes, que den tranquilidad al inversionista frente a la necesidad de pagar en divisas ciertas transacciones necesarias en el negocio eléctrico.
  - Repatriación de dividendos y del servicio de la deuda, para atraer al inversionista institucional internacional o al inversionista extranjero puro. La dificultad de repatriación de dividendos podría solventarse en algo con la participación de instituciones de garantía a la inversión como la Overseas Private Investment Corporatiòn (OPIC) de los EEUU o la Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) del Banco Mundial.
  - Liberación de la cuenta de capitales, es decir la permisibilidad de la entrada y salida de capitales. En una empresa eléctrica una política aperturista controlada de flujos de capital facilita la participación de los inversionistas extranjeros de todo tipo en el mercado de capitales. Se conoce que ello tendría que darse una vez que la cuenta corriente haya sido abierta con éxito.
  - Balanza de pagos superavitaria, que asegure al país un adecuado desenvolvimiento en materia de negocios internacionales.

Financieras

- Las instituciones que proveen liquidez al sistema deben ser manejadas eficientemente y alejadas de las distorsiones creadas por el manejo estatal.
- Se espera que exista un marco regulatorio apropiado y moderno que permita el corretaje de ingentes cantidades en valores y liquidez en el sistema.
- La privatización de las empresas estatales constituye el mecanismo de dotación de valores al mercado en forma masiva. La inexistencia de un programa de privatizaciones en un país que está re-entrando al mercado a través de sus empresas estatales, da la pauta de una escasez de títulos valores que flotan en el mercado.
- Las privatizaciones y las reformas al manejo de los fondos que provean liquidez al mercado de capitales en los países de la Región tienen que ser balanceadas y programadas adecuadamente por el Estado.
- Se tiene que dar crédito a los gobiernos e instituciones especializadas del mercado de la Región, que a mayor o menor velocidad, están tomando las decisiones pertinentes referentes especialmente al mejoramiento del entorno económico, legal e institucional que favorezca el desarrollo de sus mercados de capitales.
- Los países altamente endeudados, con dificultades para cumplir los pagos del servicio de su deuda y sin arreglo de la deuda externa en base a mecanismos de mercado verían seriamente afectado su ingreso al mercado internacional de capitales.
- El alto nivel de deuda va en detrimento del país, pero también de los actores en el mercado que no perciben que un país con problemas de pagos en su frente externo pueda tener una calificación no adecuada para acceder a los mercados.
- Si un país es incapaz de atender el endeudamiento de corto plazo de financiamiento comercial (trade financing), la situación de percepción de riesgo y la imposibilidad de acceso al mercado de capitales son más evidentes.
- Cuando un país no ha establecido el récord de servir corrientemente sus deudas de corto plazo, se vuelve casi imposible el acceso de sus empresas a los mercados de capitales.
- Un país con tradición institucional y prácticas que regulen los negocios y su desarrollo, es atractivo a la inversión, lo contrario es una barrera restrictiva.
- Los inversionistas institucionales inicialmente buscan mercados emergentes como los de la Región donde las ganancias de capital y no el reparto de dividendos sean su atractivo. La relación Precio/Ganancias (Price/Earning ratio), es decir el precio que se paga por una acción en relación con las ganancias que se reparten es clave en una decisión de inversión patrimonial. En mercados emergentes, que normalmente son subvaluados en sus acciones, la relación Precio/Ganancias es baja. Si no existen posibilidades de que la relación Precio/Ganancias aumente, por el crecimiento de la economía y mejora en las empresas de un país, los inversionistas lo percibirán como una restricción para la inversión.
- Un país que no tiene un sistema regulatorio claro del mercado de valores desarrollado no tendrá la posibilidad de dotar de reglas adecuadas para la inversión accionaria lo que constituye una importante restricción.

Restricciones del sector

3.4.5 En el sector eléctrico, deben tomarse en cuenta las restricciones de orden tarifario, de acceso a insumos, combustibles y subsidios. Igualmente, es necesario la existencia de organismos regulatorios del sector y del mercado de valores. Otras restricciones a ser consideradas son la carencia de objetivos para la industria por parte de los gobiernos, el centralismo en la toma de decisiones y la dificultad de operación y pertenencia de las empresas eléctricas debido a la existencia de leyes que dificultan el acceso al mercado de capitales.

3.4.6 En los círculos internacionales de mercados de capitales con interés de financiar en el sector eléctrico, el sistema de tarifas es la primera barrera que se debe superar. La restricción se presenta cuando las tarifas no están basadas en costos marginales, sino con criterio político; así como cuando existen pliegos tarifarios de índole nacional y uniforme que no reflejan las diferencias de costo en las regiones del país para los componentes de generación, transmisión y operación de los sistemas eléctricos. Igualmente, cuando las tarifas no favorecen una generación interna de caja suficiente para sustentar los programas mínimos de desarrollo de la empresa eléctrica.

3.4.7 Incertidumbre en el acceso y costo de combustibles e insumos mayores que son controlados por el Estado. Esta restricción es también crítica ya que de ella depende la viabilidad de la operación del sistema eléctrico en ciertos países. Bien sea el combustible escaso o su costo, o el agua compitiendo con otros usos en la misma área, los gobiernos deberán establecer claramente sus políticas de acceso a cada insumo mayor que esté bajo su control.

3.4.8 Subsidios no transparentes. Una política de subsidios que esconda los beneficios que el gobierno desea otorgar a ciertos sectores de la comunidad no es beneficiosa ni para la comunidad ni para los inversionistas, porque así como fueron creados podrían muy fácilmente ser eliminados. Por el contrario, una política transparente en su nivel y duración y población-objetivo es saludable para su creación y manejo político.

3.4.9 No existe o es débil el organismo regulatorio del sector eléctrico. La existencia del organismo regulatorio del sector eléctrico es clave para el desenvolvimiento empresarial del negocio eléctrico. Este regula no solo los aspectos de orden técnico y operacional, sino también el crítico régimen tarifario y a la vez que supervisa los resultados operativos financieros. La inexistencia de este tipo de organismos le da demasiada injerencia política tanto al poder ejecutivo del país como a veces al legislativo. Esto constituye una traba para decisiones de los inversionistas locales y extranjeros.

3.4.10 Excesiva influencia política del organismo rector del sector. Cuando no existe un organismo regulador del sector eléctrico, hay otros organismos rectores del desarrollo del sector que lo reemplazan. Son organismos que planifican, diseñan, construyen, operan y hasta regulan el sector. Pero tradicionalmente están sujetos a la influencia política en las decisiones de toda naturaleza, algunas de las cuales traen como consecuencia altos costos de operación del organismo y de las unidades que maneja. Los organismos rectores que no tienen definidos

claramente sus roles pueden causar efectos negativos para la inversión privada o la salida al mercado de capitales.

3.4.11 Proceso decisorio es centralizado y engorroso. Si el proceso de toma de decisiones para los aspectos críticos del sector es centralizado y a la vez engorroso, ello no incentiva la adopción de inversiones de costo mínimo e impide administrar apropiadamente la demanda y conservar energía eléctrica.

3.4.12 Carencia de objetivos sectoriales. Si el organismo rector o el gobierno carecen de objetivos claros sobre la descentralización, búsqueda de eficiencia económica, establecimiento de competencia y atraer a la inversión privada, se percibe como débil en el contexto externo y dificultaría el acceso a mercados de capitales desarrollados.

3.4.13 Existencia de leyes que restringen la operación y/o la pertenencia de empresas del sector. Esta restricción dificulta la participación de entes diferentes a los tradicionales en el desarrollo del sector y por tanto monopoliza al sector y limita al gobierno. A menos que sea política del gobierno o ley de la República reducir la pertenencia del sector al gobierno, el acceso al mercado de capitales será muy restringido.

3.4.14 Períodos de construcción largos en países en desarrollo. Es una característica del sector que los proyectos tienen períodos de construcción muy largos, debido a problemas en el abastecimiento externo, desaduanización, técnicas de construcción, dificultades en el flujo de fondos durante la construcción, etc. El peligro estriba cuando estos períodos coinciden con los de inestabilidad política o económica. Esto puede también incidir en el acceso a fondos de los mercados de capitales.

3.4.15 Costo de los proyectos es alto. La inversión en el sector es intrínsecamente alta. Si a esto se añaden la localización del proyecto, sobrecostos, escalamiento, retrasos y contingencias, la situación se vuelve más dramática, pues el suministrador de fondos va a meditar dos veces para colocar sus fondos en proyectos de alto costo.

Restricciones de las empresas como tales

3.4.16 En cuanto a las empresas, las restricciones más relevantes son los inadecuados estándares de rendimiento financiero, operativo y de servicio; la inexistencia de estados financieros periódicos y aceptables; la falta de cultura de manejo empresarial por resultados; y, la inexistencia de una estructura financiera auto-sustentable.

3.4.17 Inexistencia de empresas con los mínimos estándares de rendimiento financiero, operativo y de servicio. Esto se percibe directamente con la falta de potencial para el crecimiento de las ganancias de la empresa, por lo que ella en sí no tiene liderazgo o no está entre los líderes en la participación del mercado del sector eléctrico. También se relaciona esta restricción con que la industria en sí no crece a la misma o mayor velocidad que el Producto Interno Bruto y que los resultados operativos y de servicio no satisfacen las demandas de los clientes.

3.4.18 Inexistencia de estados financieros periódicos y aceptables. Esta es un restricción lógica en el sentido de que, sin esta mínima información, es difícil detectar la situación de la empresa. A veces, en el caso de empresas eléctricas, si bien existen estados financieros, en su elaboración no se aplican reglas contables que son aceptadas internacionalmente.

3.4.19 Mal historial financiero. Esta es la historia de los resultados financieros de la empresa, que trae como complicación adicional el que la valoración de la empresa por parte de su mercado es baja o no atractiva. Si su mercado, que en general puede ser de carácter cautivo, lo valoriza mal, y esta situación se ha mantenido históricamente, es muy difícil que la empresa pueda acceder a los mercados de capitales a menos que desarrolle un récord de resultados atractivo. En especial, los gobiernos rara vez consideran necesario que los resultados sean atractivos, se contentan con que las empresas no estén entre las mayores aportantes al déficit fiscal.

3.4.20 Falta de cultura de manejo empresarial por resultados. Los resultados esperados de producción y calidad del servicio eléctrico son producto, entre otros factores de origen técnico, de la cultura de manejo empresarial- que a su vez se origina en la carencia de una adecuada estructura organizacional-, un inapropiado sistema de planificación y control de resultados y aún más, la falta de una clara definición de un estilo gerencial moderno participativo que involucre a toda la organización. El cliente en forma natural liga el pago por el servicio eléctrico con la calidad y la producción del mismo. Manejos obsoletos sin clara dirección por los resultados producen una mala imagen de la empresa eléctrica.

3.4.21 Las empresas no son compañías de acciones. Es decir son compañías o empresas creadas por ley y su patrimonio no se expresa a través de acciones. Estas compañías solo podrían hacer emisiones de bonos con garantía gubernamental pero no de acciones, lo que impide las transacciones de acciones entre inversionistas. Por tanto, en los procesos de privatización parcial o completa, sería necesario convertirlas primero en sociedades anónimas por acciones.

3.4.22 Inexistencia de una estructura financiera auto-sustentable. Esta restricción se va constituyendo en crítica, pues las empresas deben ir creando una estructura financiera que le permita desarrollarse frente a una creciente participación en sus mercados. Esta es una responsabilidad que no la pueden negar ni los propietarios privados ni públicos del sector. En los mercados desarrollados se supervisa por parte de la entidad reguladora, para que las empresas eléctricas tomen las acciones necesarias para fortalecer sus estructuras financieras y puedan crecer.

Restricciones del mercado

3.4.23 En relación con el mercado potencial proveedor de fondos, las restricciones provienen de las limitaciones que la Banca Multilateral tendrá en el futuro para apoyar las innovaciones que impliquen trabajar con el sector privado en el desarrollo del sector. También deben tomarse en cuenta las dificultades de la receptividad al riesgo que ciertos países industrializados aún no han resuelto y que favorecerían a las empresas de la Región. Finalmente, los límites de exposición de deuda en los países industrializados podrían también

constituirse en barreras para el acceso de las empresas a los mercados de capitales de los países desarrollados.

3.4.24 La Banca Multilateral, privada y de gobierno. Es claramente notorio que las instituciones que tradicionalmente han estado financiando proyectos eléctricos (Banco Mundial, BID y Eximbank), tiene cada vez más dificultades para poder financiar los mismos porque los gobiernos miembros y los que aportan capital se enfrentan con mayores dificultades presupuestales para sustentar estos proyectos. La banca privada internacional ha tomado otro papel en el mercado de capitales, el de asegurarse el servicio de su deuda con un sinnúmero de elementos que crearán restricciones a las empresas o países del mundo en desarrollo. Esta situación es producto de la experiencia durante la crisis de la deuda en los ochenta.

3.4.25 El Banco Mundial y el BID. Estas instituciones aún no han decidido o no están listas para incorporar innovaciones que impliquen trabajar con el sector privado en forma directa, aunque ya se han dado declaraciones al respecto. Esto impide que dichas instituciones puedan tomar roles más activos en apoyo a la salida de las empresas eléctricas a los mercados de capitales y de otros servicios. Uno de estos servicios podría ser el de proveer la suscripción (underwriting) de emisiones de bonos de empresas eléctricas en el mercado de capitales.

3.4.26 Ciertos mercados potencialmente objetivos para colocar emisiones de bonos y acciones de empresas de países en desarrollo aún mantienen estándares inalcanzables de calificación para empresas de la Región. Se requiere, que al igual que los Estados Unidos de Norte América, Canadá (Ontario en especial), Suiza y Japón, otros mercados suavicen dichos estándares y así faciliten el acceso de las empresas de AL&C.

3.4.27 La dificultad de emitir bonos convertibles en acciones que puedan ser puestos en los mercados desarrollados es una restricción, ya que este tipo de emisiones son pieza clave para la financiación durante la construcción.

3.4.28 Receptividad al riesgo por parte de los países industrializados. Ultimamente han sido los EEUU y Alemania los mercados-objetivo más grandes para las emisiones de bonos y de los ADR'S (American Depositary Receipts). Algunos elementos, entre otros la disponibilidad de información sobre los prestatarios y las diferencias institucionales, explican la receptividad de esos mercados. Pero, por parte de los mercados ha influenciado el que ciertos instrumentos vienen acompañados de la debida experiencia en títulos de alto rendimiento para los que hay apreciaciones adecuadas por compañías de calificación de crédito. Además, ha existido una red suficientemente amplia de bancos de tipo universal que han provisto al mercado de calificaciones de crédito de facto para ciertos instrumentos de inversión. Los EEUU son el ejemplo del primer caso y Alemania del segundo. Si no se desarrollan adecuadamente estos requisitos en otros mercados, el acceso de las empresas de la Región será restringido.

3.4.29 Límites de exposición para cada país en desarrollo dentro de los mercados de capitales de países industrializados . A raíz de la crisis de la deuda tanto las instituciones públicas reguladoras de mercados financieros, como las instituciones privadas de calificación y revistas especializadas han dado, directa o indirectamente señales al mercado que han obligado a las

instituciones financieras a definir límites de exposición de deudas para cada país, lo cual se extiende también a las empresas de esos países. Los límites de exposición se convertirán en serios obstáculos para el acceso de empresas a los mercados de capitales.

3.5 Modalidades alternativas de financiamiento

3.5.1 En adición a las fuentes tradicionales de financiamiento del sector eléctrico, los países de AL&C tienen un conjunto de opciones para movilizar recursos financieros para nuevas inversiones en el sector. Entre estas opciones están la utilización de los mercados de capital locales incluyendo la colocación de bonos en el mercado o desarrollarlos en caso que no existan; empleo de formas de " leasing " para nuevos equipos o instalaciones, involucrando agentes financieros locales o externos; promoción de "joint ventures" entre las empresas eléctricas existentes e inversionistas privados; promoción de compra de energía generada por productores independientes y cogeneradores; promoción de proyectos de manejo de la demanda y uso racional de energía eléctrica; arreglo de esquemas de conversión de deuda externa en nuevas inversiones; aumento de la participación financiera en la expansión del sistema por parte de los nuevos clientes; venta de parte de los activos de las empresas eléctricas; creación de condiciones para la operación de las llamadas empresas de servicios energéticos y promoción de una mayor participación de los empleados en el capital de la empresa eléctrica.

3.6 El papel del Estado en la etapa de transición

3.6.1 El sector eléctrico de AL&C necesita, en general, reformas estructurales profundas que implican una revisión del papel del Estado y un nuevo espacio para la participación privada. En cualquier caso, por las características propias de la industria eléctrica, el Estado deberá continuar desempeñando funciones importantes, vitales para asegurar la prestación eficiente del servicio. El Estado mantendrá ciertas funciones que le competen naturalmente en el sector eléctrico, como es el caso de la regulación y la planificación indicativa, independientemente del modelo que se adopte para la reestructuración de la industria eléctrica. Así mismo, por diversas razones de índole política, social, económica o financiera, tendrá un espacio como propietario (no necesariamente como operador) de las empresas del sector.

3.6.2 El papel del Estado como regulador es indiscutible en un sector con las características económicas de la industria eléctrica. La necesidad de la regulación en el servicio público de electricidad se presenta en cualquier modelo económico que se establezca, ya sea puramente monopólico, abierto o intermedio. Igualmente, es independiente del régimen de propiedad ya que la propiedad estatal no elimina la necesidad de regulación, la cual es un factor clave para hacer eficiente la prestación del servicio público de electricidad. La existencia o no de barreras de acceso al mercado, los sistemas tarifarios, la sujeción de las empresas (públicas o privadas) a la legislación comercial, las reglas para la operación óptima de los sistemas eléctricos y la protección del consumidor cautivo, son, entre otros, factores importantes de carácter regulatorio, los que definen la eficiencia económica del sector.

3.6.3 El Estado podrá continuar manteniendo una participación en la propiedad de las empresas de electricidad en AL&C. En los casos donde puedan implantarse sistemas competitivos, si las empresas públicas se sujetan a un régimen comercial y siguen prácticas empresariales normales, en principio pueden operar tan eficientemente como cualquier otro agente en el mercado (caso contrario deben retirarse de él); si por razones estratégicas o económicas se mantienen ciertas empresas en manos del Estado, las mismas deberán funcionar en condiciones competitivas.

3.6.4 Otra función muy importante del Estado es realizar la planificación de tipo estratégico, que será solamente indicativa con el fin de orientar las decisiones de inversión de los actores públicos y privados que se desenvuelven en el mercado. En los esquemas monopólicos de propiedad estatal, esta planificación estará a cargo de la empresa que sea responsable del desarrollo de los sistemas eléctricos. Por otro lado, cada empresa tiene su propia estrategia comercial, existiendo el riesgo de una multiplicación innecesaria y antieconómica de la inversiones. Así mismo, como parte de dicha estrategia, algunas empresas podrían llegar a levantar barreras artificiales de entrada al mercado, cuando éste es abierto, para proteger sus inversiones. Esto refuerza la necesidad de una planificación orientadora por parte del Estado. En los sistemas abiertos, la planificación indicativa induce al Estado a cumplir su papel subsidiario, ya que si no hay inversionistas privados interesados (debido a las variaciones lógicas del mercado de capitales) en ciertos casos el gobierno deberá afrontar dichas inversiones.

3.7 Es posible un manejo ambiental sustentable.

3.7.1 La experiencia demuestra que los problemas ambientales locales relacionados con la generación y el transporte de electricidad, pueden ser plenamente controlados de modo tal de hacerlos aceptables a la sociedad. Existen herramientas metodológicas y tecnologías disponibles para evaluar y mitigar la inserción ambiental de estos proyectos y la sociedad civil dispone de los medios legales y participativos necesarios para intervenir en la toma de decisiones y en la maximización de los beneficios. Los costos ambientales de los proyectos, que ahora se consideran como adicionales o "nuevos" no son tales, ya que en el pasado fueron siempre absorbidos por algún sector de la sociedad.

3.7.2 El control y las medidas de mitigación del impacto ambiental de la generación termoeléctrica son bien conocidas y plenamente cuantificables desde el punto de vista económico y las opciones pueden variar desde el uso de combustibles más limpios hasta la instalación de lavadores de gases. En este sentido, el desarrollo del uso del gas natural para la generación de electricidad, en los países donde esto sea posible, presenta ventajas superiores a las otras formas de generación.

3.7.3 En el caso de los proyectos hidroeléctricos, a pesar de su mayor complejidad, la experiencia demuestra que manejos ambientales adecuados son posibles. El principal problema radica en la necesidad, por parte de las empresas y organismos internacionales, de asimilar el concepto de que las obras hidroeléctricas son mucho más que proyectos de generación de electricidad y en valorar los otros beneficios distintos a la producción de energía (control de inundaciones, riego, desarrollo regional, etc). Necesariamente, el sector

eléctrico deberá adecuar su estructura institucional para afrontar los nuevos proyectos con criterios multipropósito.

3.7.4 Una posibilidad de disminuir los riesgos ambientales de los proyectos hidroeléctricos es el de reducir su escala, lo que proporciona además ventajas de carácter económico y estratégico (mejor acompañamiento de la demanda, menores riesgos financieros, mejor distribución espacial de las fuentes, mayor flexibilidad de operación,etc.); pero requerirá un mejor manejo empresarial y una mejor coordinación inter-institucional y en la planificación de las inversiones.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Se requiere un esfuerzo conjunto para dotar de eficiencia económica al sector eléctrico. La problemática actual del sector eléctrico, agravada por la gran demanda de recursos de capital que requiere para atender su expansión, exige la participación del Estado, las empresas, el sector privado y los clientes; así como también será necesario considerar todas las formas de organización empresarial, ya sea estatal, privada o mixta. Deberá aceptarse a priori la necesidad de un período de transición y que el Estado tenga un papel definido que permita fijar reglas claras, llevar a cabo una efectiva regulación, impulse la competencia y asegure el desarrollo del sector.

4.2 Eficiencia en los sistemas tarifarios y en la gestión empresarial. Las tarifas deben reflejar los costos económicos y fomentar la producción y uso eficiente de la energía, para lo cual será necesario una efectiva regulación en la prestación del servicio de electricidad en las áreas donde existen condiciones de monopolio natural. Por otra parte, el mejoramiento del manejo empresarial deberá ser uno de los objetivos prioritarios a ser alcanzados por las empresas del sector en todos los países de la Región. En este sentido, es necesaria la rehabilitación del parque de generación, principalmente de las plantas termoeléctricas, que en muchos países se habían dejado prácticamente abandonadas debido a los excedentes de generación hidroeléctrica que se dieron en las décadas anteriores con las entradas de grandes aprovechamientos hidráulicos. También, será necesario lograr una reducción significativa en las pérdidas de electricidad, tanto técnicas como no técnicas, así como el control estricto de los indicadores técnicos y financieros de gestión.

4.3 Conservación de energía: estrategia fundamental para la eficiencia económica. La implantación de los programas de conservación de energía contribuirá de manera significativa a la reducción de costos de operación y requerimientos de inversión, por lo que será necesaria la decisión política de los gobiernos y el apoyo técnico, económico y financiero de las instituciones internacionales. Al respecto, es importante que estas instituciones incrementen sustancialmente los fondos para el financiamiento de programas de conservación a nivel nacional y regional .

4.4 Desarrollo y acceso a los mercados de capitales: papel de la Banca Multilateral. El esquema tradicional de financiamiento está agotado; es necesario desarrollar otro en el cual cobra mayor relevancia el sector privado y el acceso a los mercados de capitales internos y externos. La captación de recursos en el mercado interno requiere del esfuerzo de los países

para impulsar el saneamiento de las finanzas de las empresas del sector, así como continuar con el proceso de estabilización y sostener el crecimiento económico. Igualmente, se deberán superar otras restricciones en el propio sector, en las empresas, y en el mercado proveedor de fondos que dificultan dicha captación de recursos. La acción en el mercado de capitales internacional debe tomar en cuenta el riesgo cambiario y la exigencia de competitividad que hace difícil el acceso a estos recursos. Por otro lado es preocupante la tendencia de la participación de la Banca Multilateral, en particular del Banco Mundial, cuyo apoyo al financiamiento del sector en la Región está disminuyendo.

4.5 Protección del medio ambiente. Existen medios para incorporar plenamente las consideraciones socio-ambientales en los proyectos de generación y transporte de energía eléctrica de manera que estos sean aceptables para la sociedad y para el medio físico-biótico. Sin embargo, la internalización de los "costos ambientales" en los nuevos proyectos requerirá un esfuerzo adicional en la asignación de los escasos recursos financieros disponibles que deberán ser tomados en cuenta por la Banca Multilateral. El aumento de la producción y uso eficiente de la energía eléctrica en la Región, es una condición necesaria para garantizar el desarrollo sustentable.

---

1 Maintenance Neglect in the Power Sector: The Cost and Options to Overcome it, The World Bank, October 15, 1991.

2 Situación Energética de América Latina y El Caribe, Transición hacia el Siglo XXI, OLADE, 1991.

3 Evolución, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe, OLADE/Banco Mundial, Diciembre, 1991.

4 OLADE, Sistema de Información Económica y Energética (SIEE).

AMERICA LATINA Y EL CARIBE
SECTOR ELECTRICO
EVOLUCION DE ALGUNOS INDICADORES

Cuadro 1

INDICADORES	UNIDADES	A Ñ O S			TASA ANUAL (%)	
		1970	1980	1990	1970/1980	1980/1990
CAPACIDAD INSTALADA TOTAL	GW	39,2	92,5	161,5	9,0	5,7
POT. HIDRO. / POT. TOTAL	%	47,6	52,7	58,5		
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA	TWh	145,1	357,2	597,7	9,4	5,3
PROD. HIDRO. / PROD. TOTAL	%	53,5	60,1	65,8		
CONSUMO DE ELECTRICIDAD	TWh	120,9	297,8	486,2	9,4	5,0
RESI + COM + SER	%	42,8	42,3	43,3		
INDUSTRIAL	%	51,0	52,1	50,8		
TRANSPORTE	%	1,2	0,6	0,6		
CONST + AGRO + OTROS	%	5,0	5,0	5,3		
NIVEL DE ELECTRIFICACION	%	42(1)		70(2)		
CONSUMO PER CAPITA	kWh/Hab	430,0	832,0	1,097	6,8	2,8
INTENSIDAD ENERGETICA	kWh/1000 US$	295,0	418,0	599,0	3,5	3,7
POBLACION	10^6 Hab	281,2	357,8	443,4	2,4	2,2
PRODUCTO INTERNO BRUTO	1O^9 US$ 1980	409,7	711,8	811,7	5,7	1,3

(1) CORRESPONDE A 1971
(2) CORRESPONDE A 1989

FUENTE : OLADE, SISTEMA DE INFORMACION ECONOMICA Y ENERGETICA (SIEE)
CEPAL, ANUARIO ESTADISTICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE – 1991

AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Cuadro 2

INDICADORES SOCIOECONOMICOS Y DEMANDA

ESCENARIO SIN CONSERVACION DE ENERGIA

	UNIDADES	AÑOS		
		1978	1990	2000
POBLACION	10^6 Hab	341,9	443,4	540,8
TASA DE CRECIMIENTO	%		2,2	2,0
PRODUCTO INTERNO BRUTO	10^9 US$80	638,5	811,7	1076,3
TASA DE CRECIMIENTO	%		2,0	2,9
DEMANDA TOTAL DE ENERGIA	10^6 BEP	1.908,4	2.468,0	3.236,0
TASA DE CRECIMIENTO	%		2,2	2,7
CONSUMO DE ELECTRICIDAD	10^6 BEP	152,4	301,3	462,0
TASA DE CRECIMIENTO	%		5,8	4,4
CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES				
RESIDENCIAL+COMERCIAL+SERVICIOS	TWh	120,0	210,7	312,1
	%	48,8	43,3	41,9
INDUSTRIAL	TWh	111,0	247,1	394,1
	%	45,1	50,8	52,9
TRANSPORTE	TWh	1,2	2,7	4,1
	%	0,5	0,6	0,5
CONSTRUCCION+AGRO+OTROS	TWh	13,8	25,7	35,3
	%	5,6	5,3	4,7
TOTAL	TWh	246,0	486,2	745,7

FUENTE : OLADE/CCE, PROYECTO DE PROSPECTIVA ENERGETICA – FASE II

Cuadro 3

AMERICA LATINA Y EL CARIBE
PREVISIONES DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO
ESCENARIO SIN CONSERVACION DE ENERGIA

	AÑOS		ADICIONES
	1990	2000	1990–2000
CAPACIDAD INSTALADA – GW			
HIDRAULICA	94,5	135,4	40,9
GEOTERMICA	0,9	2,1	1,2
NUCLEAR	2,3	3,6	1,3
TERMICA A CARBON	4,6	14,0	9,4
TERMICA A PETROLEO (*)	59,2	71,2	12,0
TOTAL	161,5	226,4	64,9

(*) INCLUYE GAS NATURAL

FUENTE : OLADE/CCE, PROYECTO DE PROSPECTIVA ENERGETICA – FASE II

FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES
SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Cuadro 4

Con tarifas promedio en los países *
(Millones de US$ de 1989)

AÑO	Inversiones	Generación Interna Bruta de Fondos	Servicio de la Deuda	Contribución Interna a las Inversiones	Déficit sin Aporte de Consumidores	Aporte ** de Consumidores	Déficit con Aporte de Consumidores
	(A)	(B)	(C)	(D=B−C)	(E=A−D)	(F)	(G=E−F)
1990	13.096	9.748	9.501	247	12.849	2.655	10.194
1991	16.086	10.259	8.817	1.442	14.644	2.916	11.728
1992	17.944	11.768	8.664	3.104	14.840	3.089	11.751
1993	18.911	12.621	9.055	3.566	15.345	2.787	12.558
1994	20.322	13.902	9.384	4.518	15.804	2.355	13.449
1995	22.411	14.699	9.458	5.241	17.170	2.307	14.863
1996	23.911	15.858	9.850	6.008	17.903	2.182	15.721
TOTAL	132.681	88.855	64.729	24.126	108.555	18.291	90.264
Prom. Anual	18.954	12.694	9.247	3.447	15.508	2.613	12.895

NOTAS : * Para ventas anuales promedio de 572,8 TWh y una tarifa media de 5,4 centavos de US$ por kWh, que corresponde a las tarifas promedio que se aplicarán en el período 1990−1996, según estimaciones de los países.

** Corresponde al aporte para extensiones de líneas, redes, acometidas y medidores.

FUENTE : The Evolution, Situation, and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries, Volume I, The World Bank and OLADE, August 1991

FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES
SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Cuadro 5

Con tarifas a CMLP *
(Millones de US$ de 1989)

AÑO	Inversiones	Generación Interna Bruta de Fondos	Servicio de la Deuda	Contribución Interna a las Inversiones	Déficit sin Aporte de Consumidores	Aporte ** de Consumidores	Déficit con Aporte de Consumidores
	(A)	(B)	(C)	(D=B−C)	(E=A−D)	(F)	(G=E−F)
1990	13.096	18.347	9.501	8.846	4.250	2.655	1.595
1991	16.086	18.246	8.817	9.429	6.657	2.916	3.741
1992	17.944	19.486	8.664	10.822	7.122	3.089	4.033
1993	18.911	20.354	9.055	11.299	7.612	2.787	4.825
1994	20.322	21.697	9.384	12.313	8.009	2.355	5.654
1995	22.411	23.343	9.458	13.885	8.526	2.307	6.219
1996	23.911	24.787	9.850	14.937	8.974	2.182	6.792
TOTAL	132.681	146.260	64.729	81.531	51.150	18.291	32.859
Prom. Anual	18.954	20.894	9.247	11.647	7.307	2.613	4.694

NOTAS :

* Para ventas anuales promedio de 572,8 TWh y una tarifa media de 6,8 centavos de US$ por kWh, que corresponde al 100 % de la tarifa a CMLP, lo cual representa un incremento en los ingresos de aproximadamente US$ 8.000 millones anuales.
CMLP : Costos marginales a Largo Plazo.

** Corresponde al aporte para extensiones de líneas, redes, acometidas y medidores.

FUENTE : The Evolution, Situation, and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries, Volume I, The World Bank and OLADE, August 1991

Cuadro 6

FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES
SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
Millones de US$ anuales

CONCEPTO	Según documento Cocoyoc(a)		Con programas de conservación * de energía
	Con tarifas promedio de los países	Con tarifas a CMLP**	
Inversiones	19.000	19.000	19.000
Reducción por conservación de energía			2.000
Inversiones con conservación de energía	19.000	19.000	17.000
Generación interna bruta de fondos	12.700	20.900	20.600
Menos servicio de la deuda	9.200	9.200	9.200
Generación Interna Neta	3.500	11.700	11.400
Aporte de consumidores	2.600	2.600	2.600
Déficit	12.900	4.700	3.000
Aporte de la Banca Multilateral	2.400	2.400	1.400
Déficit por financiar	10.500	2.300	1.600

NOTAS:

* Con los programas de conservación de energía se reduce la demanda con lo cual disminuyen los ingresos netos en US$ 300 millones anuales.

** CMLP: Costos Marginales de Largo Plazo.

FUENTE:

(a) The Evolution, Situation, and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries, Volume I, World Bank and OLADE, August 1991.

Cuadro 7

AMERICA LATINA Y EL CARIBE
IMPACTO DE LAS MEDIDAS DE CONSERVACION DE ENERGIA ELECTRICA
(AHORROS ENERGIA Y DESPLAZAMIENTO REQUERIMIENTOS CAPACIDAD INSTALADA)

MEDIDAS	GWh/AÑO	MW	COSTO US $ MILLONES
RECUPERACION DE POTENCIA EN CENTRALES TERMICAS		3.000	1.200 (1)
DISMINUCION DE PERDIDAS TECNICAS	13.300	3.000	900 (2)
AHORRO DE ENERGIA	36.200	6.000	1.400 (3, 4)
SUSTITUCION DE ENERGIA		1.000	
TOTAL		13.000	
INVERSION DESPLAZADA (US $ MILLONES) (5)		33.000	

NOTAS : (1) COSTO DE RECUPERACION DE POTENCIA (US$ 400 / kW)
(2) COSTO PARA DISMINUIR PERDIDAS (US$ 300 / kW)
(3) COSTO ANUAL
(4) COSTO DE AHORRO DE ENERGIA (US$ 0,04/kWh)
(5) COSTO DE NUEVOS EQUIPAMIENTOS (US$ / kW)
- GENERACION 1.500
- TRANSMISION 675
- DISTRIBUCION 675

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA