
Revista Energética



Energy Magazine

Año 17
número 3
sept. - dic. 1993

Year 17
number 3
Sep. - Dec. 1993



Tema: OLADE: 20 años de impulso a la integración energética de América Latina y El Caribe

Topic: OLADE: 20 Years Promoting the Energy Integration of Latin America and the Caribbean



Eficiencia Económica Energética y Participación del Sector Privado: Elementos Centrales para la Recuperación del Sector Eléctrico

Secretaría Permanente, OLADE

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

En los próximos años se debería invertir cerca de US\$ 19 mil millones por año, para los cuales se prevé un déficit de financiamiento del orden de los US\$ 13 mil millones anuales, que resulta inmanejable para los países de América Latina y El Caribe

asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a nivel regional.

1. PRINCIPALES PROBLEMAS

1.1 Problemas institucionales

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.

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.

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 regulatorias, 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

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 bajónivel 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 hidroeléctricos; 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).

AMERICA LATINA Y EL CARIBE SECTOR ELECTRICO EVOLUCION DE ALGUNOS INDICADORES						
INDICADORES	UNIDADES	AÑOS			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	1.092	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	10^9 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

CUADRO 1

- 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.

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

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).

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

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).

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.

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

(²). 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

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.

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.

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

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⁾.

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.

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 enduciéndose 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⁽⁴⁾. 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⁽⁵⁾. 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

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.

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.

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

CUADRO 2

AMERICA LATINA Y EL CARIBE
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	2,0
PRODUCTO INTERNO BRUTO	10 ⁹ US\$80	638,5	811,7	1076,3
TASA DE CRECIMIENTO	%	2,0	2,9	2,9
DEMANDA TOTAL DE ENERGIA	10 ⁶ BEP	1908,4	2468,0	3236,0
TASA DE CRECIMIENTO	%	2,2	2,7	2,7
CONSUMO DE ELECTRICIDAD	10 ⁶ BEP	152,4	301,3	462,0
TASA DE CRECIMIENTO	%	5,8	4,4	4,4
CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES				
RESIDENCIAL + COMERCIAL + SERVICIOS	TWh %	120,0 48,8	210,7 43,3	312,1 41,9
INDUSTRIAL	TWh %	111,0 45,1	247,1 50,8	394,1 52,9
TRANSPORTE	TWh %	1,2 0,5	2,7 0,6	4,1 0,5
CONSTRUCCION + AGRO + OTROS	TWh %	13,8 5,6	25,7 5,3	35,3 4,7
TOTAL	TWh	246,0	486,2	745,7

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

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.

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).

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 "sobrecostos 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 INVERSIÓN

2.1 Metodología

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

De acuerdo con estimaciones de OLADE, el crecimiento de la

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

CUADRO 4

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

demandía 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 cápita. 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).

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

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% corresponderían 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.

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

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.

CUADRO 5

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

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.

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.

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

CUADRO 6

FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE Millones de US\$ anuales			
CONCEPTO	Según documento Coccoyo(a)		
	Con tarifas promedio de los países	Con tarifas a CMLP**	Con programas de conservación * de energía
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.*

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.

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 sa-

neamiento de las empresas y de las metas macroeconómicas que puedan asegurar y mantener los gobiernos.

3.2 Mejora en el manejo empresarial del sector

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.

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

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	13.300	3.000	1.200 (1)
DISMINUCION DE PERDIDAS TECNICAS	36.200	3.000	900 (2)
AHORRO DE ENERGIA		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\$.04/kWh)
(5) COSTO DE NUEVOS EQUIPAMIENTOS (US\$. / kW)
- GENERACION 1.500
- TRANSMISION 675
- DISTRIBUCION 675

uento 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.

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.

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.

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 bús-

queda 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/OLADEF-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

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).

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

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.

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.

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

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 Corporation (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

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.

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.

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 com-

bustible 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.

Subsidios no transparentes. Una política de subsidios que esconde 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 poblaciónobjetivo es saludable para su creación y manejo político.

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.

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.

Proceso decisivo 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.

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.

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.

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, desdoblamiento, 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.

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

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.

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.

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.

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.

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.

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 accio-

nes. Estas compañías solo podrían hacer emisiones de bonos con garantía gubernamental pero no de acciones, lo que impide las transacciones de acciones entre inversionistas. Portanto, en los procesos de privatización parcial o completa, sería necesario convertirlas primero en sociedades anónimas por acciones.

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

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.

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.

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.

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.

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.

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 Depository 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.

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

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

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.

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.

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.

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 las 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

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.

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.

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.

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 finan-

cieros, 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

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.

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.

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.

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.

Protección del medio ambiente. Existen medios para incorporar plenamente las consideraciones socioambientales 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.

NOTAS

- 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).

Energy-Economic Efficiency and Private-Sector Participation: Key Elements in Power Sector Recovery

Permanent Secretariat, OLADE

INTRODUCTION

The Latin American and Caribbean (LAC) power sector made significant progress during the seventies and eighties; in fact, it increased the level of electrification from 40% in 1970 to 70% in 1989. However, a variety of problems related to the lack of sound business management, low energy-use efficiency and other economic, institutional and environmental aspects have created difficulties not only for the provision of suitable services but also—and even more importantly—for the sector's own development. Consequently, the LAC power sector finds itself in a difficult situation, since it must overcome technical and institutional problems affecting its service while financial constraints prevent it from undertaking the large investments needed to meet the electricity requirements of the Region's economic and social development efforts to the end of this decade.

If the same power system development policies of the past continue to be applied in the Region, in coming years it will be necessary to invest nearly US\$19 billion annually, in which case a financing deficit on the order of US\$13 billion annually would be anticipated. This would prove to be

totally unmanageable for the LAC countries. OLADE therefore considers it imperative to analyze alternative solutions to this problem. One of these could well be to promote a strategy combining economic- and energy-efficiency aspects. Alongside this strategy, increased private-sector participation would be required, as well as the search for alternative sources of financing and redefinition of the State's role in the sector.

The combined effect of economic- and energy-efficiency actions would, on the one hand, lead to the internal generation of larger amounts of funds and, on the other hand, deferment of investments. In any case, these actions by themselves will not solve the sector's financing deficit problem; private-sector involvement and greater support from multilateral banks are also needed.

This paper examines the main problems facing the sector, presents forecasts for demand, supply and investment requirements and identifies and analyzes the principal options for a strategy that could contribute to solving investment financing problems and, thereby, to ensuring electricity supplies at the regional level.

*In coming years
it will be
necessary to
invest nearly
US\$19 billion
annually, in
which case a
financing
deficit on the
order of US\$13
billion an-
nually would be
anticipated.
This would
prove to be
totally
unmanageable
for the LAC
countries*

1. MAIN PROBLEMS

1.1 Institutional Problems

In most LAC countries, the power sector operates under laws and regulations whereby the State has adopted as its principal roles those of central planner and direct owner of public-service power utilities. In many cases, this model was adequate during the formative stages: economies of scale were achieved in small systems, funding was provided through the taxation system when capital markets were not suitable, and scarce administrative and technical resources were tapped. As time passed, the power sectors and the economies within which they operated grew larger and more complex, and the disadvantages became more evident. One consequence has been that, in many countries, the sector's main objective of providing reliable, efficient service has been jeopardized for political reasons. Thus, for example, large projects have been built without duly considering their economic costs and benefits; the utilities have been used to generate employment; and prices have been set below economic costs. In some cases, the power sector has also been used as a means of obtaining foreign currency loans which have been earmarked for other economic activities. Even in those cases in which there have been rules preventing such actions, they have not always been consistently enforced.

The main problems affecting the power sector in many LAC countries largely reflect the lack of a modern view of the sector's role and of legal and institutional structures suitable for spurring its development. The State's dual functions as regulator and shareholder have led it to intervene in management decisions that should ordinarily be in the hands of autonomous company boards of

directors and administrators. Furthermore, regulatory practices have been scant, and usually poor, and have thus hampered the performance of the public and private agents involved in the sector, through excessive, unnecessary controls and little effective regulation. The overall legal and institutional framework has not been sufficient to foster efficient company performance in the power sector. Sometimes it has been rigid in adapting to varying circumstances in the global and sectoral economic environments; at other times, when relatively appropriate, it has not been duly applied.

Several LAC countries have begun to formulate improvements in their regulatory frameworks in order to better manage their respective power sectors. The initial focus is on greater transparency and public accountability in managing power sector institutions. Since relations between government institutions, utilities, associates and customers are heavily influenced by regulations, it is necessary to reform these so that the governments can demonstrate their political and legislative leadership and a strong commitment to regulatory and institutional change. The regulatory framework, rather than being merely a means of control, should ensure an environment of competition that promotes economic and energy efficiency.

1.2 Lack of Sound Business Management

In the 1980s the power sector was characterized by a loss of management autonomy, due to the sometimes excessive increase in the State apparatus and growing political interference in utility management, even in tariff-setting. Furthermore, these companies have often been managed without applying the concept

of management accountability and have thus been increasingly removed from customary business practices. This situation has created difficulties for attracting capital to expand the system, beyond traditional funding sources, due to the sector's low level of profitability and credibility. Underestimating the complexity of unsuitable operation and maintenance of hydro-thermal systems has also had a bearing on poor business practices, as have the privileges granted to workers, e.g., labor conditions and salaries alien to the local job market and excessive employment stability. Below are listed some of the indicators that reflect the management problems in the LAC power sector and that have affected the cost and quality of service:

- Financial deficits in most utilities.
- A 20% decline in the available thermoelectric park over the past decades (¹).
- Thermoelectric generation efficiencies of less than 30% on average. (²)
- Electricity losses averaging 17% in the Region, but in some cases exceeding 30% of total generation (³).
- In some countries, collection periods longer than three months, which represents more than three times the optimal level (³).
- Surplus generating capacity in some countries, motivated by the emphasis on supply policies and the interests of builders and equipment suppliers.

The operation of the LAC power sector companies should be evaluated according to results obtained, for which their management should be made responsible and accountable. To

INDICATORS	UNITS	YEARS			ANNUAL RATE (%)	
		1970	1980	1990	1970/1980	1980/1990
TOTAL INSTALLED CAPACITY	GW	39.2	92.5	161.5	9.0	5.7
HYDROPOWER / TOTAL POWER	%	47.6	52.7	58.5		
ELECTRICITY PRODUCTION	TWh	145.1	357.2	597.7	9.4	5.3
HYDROPOWER PROD. / TOTAL PROD.	%	53.5	60.1	65.8		
ELECTRICITY CONSUMPTION	TWh	120.9	297.8	486.2	9.4	5.0
RES + COMM + SERV	%	42.8	42.3	43.3		
INDUSTRIAL	%	51.0	52.1	50.8		
TRANSPORTATION	%	1.2	0.6	0.6		
CONSTRC + AGRIC + OTHERS	%	5.0	5.0	5.3		
ELECTRIFICATION LEVEL	%	42(1)		70(2)		
PER CAPITA CONSUMPTION	kWh/inhab.	430	832	1,097	6.8	2.8
ENERGY INTENSITY	kWh/1000 US\$	295	418	599	3.5	3.7
POPULATION	10^6 inhab.	281.2	357.8	443.4	2.4	2.2
GROSS DOMESTIC PRODUCT	10^9 US\$ 1980	409.7	711.8	811.7	5.7	1.3

(1) CORRESPONDS TO 1971
(2) CORRESPONDS TO 1989

SOURCES: OLADE, ENERGY-ECONOMIC INFORMATION SYSTEM (SIEE)
ECLAC, STATISTICAL YEARBOOK ON LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN — 1991

CUADRO 1

do this, it is necessary to work with a set of goals related to administrative, technical and financial aspects. Performance should be measured as a function of the degree of compliance with these indicators, established on a comparative basis according to the characteristics of the company's activities and the power system that it operates.

1.3 Growth in Demand Unaccompanied by Efficient Electricity Use

Although it is true that the growth in electricity demand could be a positive indicator, in the case of the Region's power sector the high energy consumption recorded during the last two decades mainly responded to greater expansion of service coverage and inefficient energy use. The policies undertaken by the LAC countries to increase electrification rates and

provide electricity to most of the population made it possible to expand service coverage from 40% in 1970 to 70% in 1989. However, these policies were not complemented by programs for efficient energy use (3). This strategy resulted in an electricity consumption growth rate of 7.2% annually over the past two decades, as opposed to the 3.5% growth rate of gross domestic product (4), and in the doubling of energy intensity during that period. (See Table 1.)

Consequently, LAC electricity consumption has been characterized by a high degree of elasticity in growth of demand with respect to gross domestic product, steady growth in per capita consumption, and a rapid increase in access to electricity, without any major controls on efficient energy use. If the same consumption patterns continue, this situation will be

maintained in the Region in coming years, and this will call for more capital resources to meet electricity demand. From a financial standpoint, this situation seems unsustainable in any light.

1.4 Deterioration of Infrastructure

It is estimated that the deterioration in the LAC electric power infrastructure has led to a cost increase of over US\$10 billion annually (1), due to the rise in generating costs, the increase in power losses, and the negative economic impacts derived from electricity rationing. Even though the LAC power sector's generating capacity has grown rapidly since 1970, the effective availability of this capacity has decreased over the same period, mainly due to the unsuitable system operating practices and almost total abandonment of facility mainte-

nance. According to World Bank estimates, the availability of installed thermoelectricity generating capacity has declined by 20% over the past decade (¹).

The lack of suitable maintenance has led to deterioration in the generating capacity of the power systems of most of the Region's countries. The immediate consequences have been more service interruptions, higher fuel costs and lower levels of reserve generating capacity. In some countries, despite the theoretical surplus capacity, it has not been possible to cope with dry periods and has been necessary to ration electricity supplies, with high losses for the countries' economies and deterioration in the population's well-being.

Furthermore, as a consequence of power service disruptions, in LAC between 2% and 5% of the potential electricity demand has not been met, and this has meant revenue losses of some US\$500 million to US\$1.2 billion for the utilities and some 10 times this amount of losses for the economies (³). This deterioration in the power facilities has also led to heavy investment by the productive sectors, to protect themselves from the lack of power service reliability.

1.5 Low Level of Efficiency of Electricity Production and Use and High Levels of Losses

Underestimation of the complexity of hydrothermal system operation. Many LAC power systems have been affected by underestimation of the complexity of operations and unsuitable maintenance of their hydrothermal capacity, which has caused a notable deterioration in service reliability and utility finances. Within these problems special mention should

be made of the inadequate appreciation of hydropower availability in some countries, which has been worsened by drought problems and by the low effective capacity and low efficiency of the thermoelectric generating park. In many systems, the latter is below 30%, including cases of generation based on gas turbines operating at even lower levels (²). This should lead to the introduction of new methods for analyzing and managing hydrological risk, to the recovery of power capacity, and even to the decommissioning of obsolete units in order to make room for new plants applying recent technological advances (for example, combined cycles, fluidized beds, and steam injection in gas turbines). These initiatives require more suitable training for technical personnel from the utilities.

Low levels of efficiency in the use of electricity. The Region displays low levels of efficiency in electricity use due to: the fact that the residential, commercial and services sectors employ end-use equipment having high levels of specific energy consumption; the obsolete industrial park; and the behavior of consumers, whose energy-use practices are not optimal from an efficiency standpoint. Thus, there is a sizable potential for savings, which, according to OLADE estimates, could be as much as 10% to 15% of current consumption.

High levels of losses. The values for electricity losses in LAC have reached alarming levels, in some cases close to 30% of total generation, with a regional average of 17%. This situation has been caused mainly by low investments in the area of distribution, with respect to those in generation and transmission, and by organizational and administrative deficiencies in the power companies

(³). In an efficient system, the level of technical transmission and distribution losses fluctuates between 7% and 10%. Non-technical losses include the electricity consumed but not billed due to illegal or incorrect connections, metering errors or poor billing procedures. To keep technical losses low, suitable investments are required in distribution and, in some cases, transmission systems, as well as sound operating schemes. Keeping non-technical losses at reasonably low levels calls for appropriate business practices and a legal framework that works and that includes sanctions. Reduction of these losses can give rise to important investment savings and significantly larger revenues for the utilities.

1.6 Economic and Financial Crisis

If measures are not taken to improve economic and energy efficiency, the LAC energy sector will face a difficult decade because of the large volume of investments that must be made. Calculated at US\$19 billion per year, these would lead to an annual funding deficit of US\$13 billion, which is considered unmanageable for the Region. Meanwhile, external debt servicing, estimated at US\$50 billion, will also constitute a heavy financial burden for the Region's power sector (³).

Generally speaking, the power sector's economic performance has been moving increasingly farther away from optimal efficiency levels, especially in the 1980s. Pricing, fiscal and exchange-rate policies, investment decision-making, and institutional management have not fostered economic and energy efficiency. In many cases, electricity prices have shown a strong tendency to deteriorate in real terms, remaining below their

efficiency levels and sometimes recurring to highly unadvisable cross-subsidies. This has given incorrect signals to consumers and thus promoted inefficient energy use and caused the companies serious financial problems.

Several factors have influenced the financial crisis in the LAC power sector. Some of these have been exogenous to the sector, e.g. the oil crises of the 1970s, which substantially increased the costs of goods and services and production costs. This situation also led the countries of the Region to adopt energy self-sufficiency policies that resulted in the large-scale development of hydropower, for which financing was obtained with relative ease in the early 1970s due to the surplus of money on capital markets. However, in the late 1970s and early 1980s, these sources began to become depleted; amounts were restricted and more stringent conditions were implemented for the granting of new financing to the power sector. At the same time, devaluations caused by balance-of-payments problems, alongside the governments' efforts to curb inflation through strict control over public sector prices, resulted in an erosion in electricity tariffs in real terms. Between 1972 and 1988, these fell by 22%, whereas operating costs rose by 14% over the same period⁽³⁾. Following the drastic reduction in credit in the early 1980s, the LAC countries found it difficult to obtain fiscal resources and many power utilities found it impossible to service their debt, which was aggravated by high financing costs, due to monetary evaluations, both internal and external; by lags in project implementation periods; and by losses in the creditworthiness of the countries of the Region. This resulted in a large increase in interest rates. The proportion of the debt service with

respect to the total use of funds available to the sector grew steadily from 24% in the early 1970s to 59% in the late 1980s, and the debt service coverage coefficient dropped from 1.4 to 0.5 over the same period⁽³⁾. These factors meant that at the end of the 1980s the power sectors of the Region found themselves in a deteriorated financial situation that constituted a heavy burden for national economies.

1.7 Environmental Constraints

Society's new level of awareness about environmental protection and multilateral banks' and technical assistance agencies' new policies in the area of environment are of capital importance, for they increase the degree of complexity of the challenges that LAC power sector development must face—to such a degree that many countries of the Region interpret the environmental factor as a new constraint. Parallel to this, there is the conviction that the best environmental plan for developing countries is the one that eliminates poverty, which is the main source of environmental deterioration. To do this, it is indispensable to increase the production of energy in all of its forms and to use it more efficiently

This new reality is primarily affecting the development of large-scale hydropower projects, whose associated socioenvironmental costs can increase the originally estimated investments between 5% and 50% and thereby reduce or eliminate the projects' economic attractiveness. The lack of a suitable environmental policy for the management of this type of project in the past, at both the levels of countries and development financing agencies, has led to resistance from the local populations affected by the projects, who are usually advised by international groups.

Financial restrictions and oil price stability favor less capital-intensive investments and, therefore, power system expansion plans based on thermoelectric plants. In the short term, these will increase the levels of atmospheric pollution, which are already critical in the Region's major urban and industrial centers. This will in turn lead to reactions from the public at large and make it necessary to install costly anti-pollution systems, thus eliminating some of the attractive points of thermoelectric plants over hydroelectric ones. However, some countries would have the option of using natural gas to overcome these difficulties.

An important environmental element worthy of mention, and still undervalued in LAC power sector development, is the significant contribution of hydropower to the reduction of greenhouse gases, mainly carbon dioxide. In 1990, every kWh generated in the Region produced 30% less CO₂ than in 1970⁽²⁾.

Nowadays, society (and that includes most power utilities and countries in the Region) is beginning to understand that "extra" environmental costs form an integral part of investment projects and that in the past these were simply covered by some sector of society. Therefore, they are not "new" costs. To this must be added the existence of a more open, better informed and, consequently, more participatory society, which makes it unthinkable that an electricity generation project today can be built with the same environmental criteria of only ten years ago. Society has also come to understand that environmental programs, previously considered "external" to the project, actually guarantee the sustainability of the

CUADRO 2

LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN SOCIOECONOMIC VARIABLES AND DEMAND SCENARIO WITHOUT ENERGY CONSERVATION						
	UNITS	YEARS				
		1978	1990	2000		
POPULATION GROWTH RATE	10 ⁶ inhab. %	341.9 2.2	443.4 2.0	540.8 2.0		
TOTAL GROSS DOMESTIC PRODUCT GROWTH RATE	10 ⁹ US\$ 1980 %	638.5 2.0	811.7 2.2	1076.3 2.9		
TOTAL ENERGY DEMAND GROWTH RATE	10 ⁶ BOE %	1908.4 2.2	2468.0 2.7	3236.0 2.7		
ELECTRICITY CONSUMPTION GROWTH RATE	10 ⁶ BOE %	152.4 5.8	301.3 4.4	462.0 4.4		
ELECTRICITY CONSUMPTION BY SECTORS						
RESIDENTIAL+COMMERCIAL+SERVICES	TWh %	120.0 48.8	210.7 43.3	312.1 41.9		
INDUSTRIAL	TWh %	111.0 45.1	247.1 50.8	394.1 52.9		
TRANSPORTATION	TWh %	1.2 0.5	2.7 0.6	4.1 0.5		
CONSTRC+AGRIC+OTHERS	TWh %	13.8 5.6	25.7 5.3	35.3 4.7		
TOTAL	TWh	246.0	486.2	745.7		

SOURCE: OLADE/CEC, ENERGY FORECASTING PROJECT – PHASE II

investment (programs of basin management, reforestation, etc.) and are thus just as important as the dam or the electromechanical equipment.

2. FORECASTS OF DEMAND, SUPPLY AND INVESTMENT REQUIREMENTS

2.1 Methodology

Electricity supply and demand forecasts come from the energy forecasting study that OLADE is conducting with support from the Commission of the European Communities. The

forecasting methodology makes it possible to carry out analyses at the country level; and the regional results obtained are, therefore, derived by aggregating figures for the 26 OLADE Member Countries. The countries' expansion plans have been used as the basis for analyzing electricity supply and have been adjusted to demand using a simulation model. In those cases in which such plans were not available, information on the existing power park and on the most likely projects was used. This has made it possible to make assumptions regarding future supply.

2.2 Demand Forecasts

According to OLADE estimates, the growth in LAC's electricity demand will reach an average rate of 4.4% in the 1990-2000 period, which is slightly lower than the Region's growth rate in the 1978-1990 period (5.8%). This evolution of demand is based on an average growth rate of 2.9% for the Region's gross domestic product over the same period; and it considers past trends for the different energy sources' substitution and penetration processes. As a function of these trends, the results obtained show a reduction in energy intensity and an increase in per capita consumption. Under these conditions, total energy consumption will reach an average growth rate of 2.7% in the period, and electricity will continue to increase its share in total final consumption. (See Table 1.)

The application of policies for efficient energy use and for energy substitution will make it possible to reduce electricity consumption growth rates and, therefore, the requirements for installed capacity. It is estimated that, if electricity consumption savings and substitution of 5.9% can be achieved by the year 2000, the annual consumption growth rate would decline by 3.7%.

2.3 Forecasts of Supply and Investment Requirements

Without considering the application of energy conservation policies, the power capacity that would have to be added in the 1990-2000 period in order to meet the increase in demand would amount to 65 GW, of which approximately 63% would correspond to hydropower stations, 18.5% to stations using oil and natural gas, 14.5% to coal-fired plants, and the rest to geothermal and nuclear power

CUADRO 3

LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN POWER SECTOR OUTFITTING FORECASTS SCENARIO WITHOUT ENERGY CONSERVATION				
		YEARS		ADDITIONS 1990-2000
		1990	2000	
INSTALLED CAPACITY – GW				
HYDRO		94.5	135.4	40.9
GEOTHERMAL		0.9	2.1	1.2
NUCLEAR		2.3	3.6	1.3
COAL-FIRED THERMAL		4.6	14.0	9.4
OIL-FIRED THERMAL (*)		59.2	71.2	12.0
TOTAL		161.5	226.4	64.9

(*) INCLUDES NATURAL GAS

SOURCE: OLADE/CEC, ENERGY FORECASTING PROJECT – PHASE II

CUADRO 4

FINANCING OF POWER SECTOR INVESTMENTS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN							
YEAR	Investments	Gross Internal Generation of Funds	Debt Servicing	Internal Contribution to Investments	With countries' average tariffs = (Billions of 1989 US\$)		
					(D=B-C)	Deficit without Customer Contributions (E=A-D)	Customer Contributions** (F)
1990	13.096	9.748	9.501	0.247	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
Annual Avg.	18.954	12.694	9.247	3.447	15.508	2.613	12.895

NOTES : * For average annual sales of 572.6 TWh and an average rate of 5.4 cents of a US\$ per kWh, which corresponds to average tariffs to be applied in the 1990-1996 period, according to the countries' estimates.
** Corresponds to contributions for extensions of lines, grids, connections and meters.

SOURCE : 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.

plants under construction. (See Table 3.) By applying programs for efficient energy use, energy substitution, power capacity recovery and power loss reduction, supply requirements could decline by some 2.0%, with the consequent benefits for the Region's economies.

Considering current consumption patterns and trends, during the 1990-2000 decade investment requirements in the power sector (for generation, distribution and transmission) would be approximately US\$19 billion annually. It is worthwhile to note that 88% of this investment would be concentrated in six countries of the Region: Argentina, Brazil, Chile, Colombia, Mexico and Venezuela.

3. MAJOR OPTIONS

3.1 No Single Solution

Considering the amount of funds generated by the power sector's

average tariffs, the management schemes in force, and contributions from customers, the investment financing mentioned in the preceding section would lead to a deficit on the order of US\$13 billion annually. (See Table 4.) This would be unmanageable for the countries of the Region. A strategy that only takes into account the application of tariffs at long-run marginal costs and the reduction of costs would not be sufficient to meet the sector's investment requirements either, largely because of the heavy burden of servicing external debts. In this case, if contributions from customers are considered, the deficit would be US\$4.7 billion. (See Table 5.) It is therefore indispensable to analyze alternative solutions to this problem. A suitable strategy might be one that, in addition to considering economic efficiency aspects, takes into account other options such as promotion of energy conservation and power interconnections, increased participation by

the private sector, the search for alternative forms of financing, and the redefinition of the State's role in the sector.

The combined effect of economic- and energy-efficiency actions will, on the one hand, lead to the internal generation of a larger amount of funds, obtained by reducing operating costs and applying tariffs at marginal costs and, on the other hand, deferment of investments due to energy savings, energy substitution and recovery of generating capacity. In any case, these actions alone will not solve the problem of the sector's investment financing deficit. It will thus be necessary to have private sector involvement and greater support from multilateral banks. This strategy would also lead to a reduction in environmental impacts, due to less need for the addition of new equipment and lower fuel use in plants already operating and those to be commissioned.

CUADRO 5

YEAR	Investments	Gross Internal Generation of Funds	Debt Servicing	Internal Contribution to Investments	With LRMC tariffs *		
					(D=B-C)	(E=A-D)	Customer Contributions**
(A)	(B)	(C)			(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	148,260	64,729	81,531	51,150	18,291	32,859
Annual Avg.	18,954	20,894	9,247	11,647	7,307	2,613	4,694

NOTES : * For average annual sales of 572.8 TWh and an average rate of 6.8 cents of a US\$ per kWh, which corresponds to 100% of the LRMC tariff and represents an increase of approximately US\$8 billion annually in earnings.
LRMC : Long-Run Marginal Costs

** Corresponds to contributions for extensions of lines, grids, connections and meters.

SOURCE : 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.

Consequently, the solution to the sector's investment financing needs calls for contributions from a group of options that should be handled comprehensively. One possible investment financing scheme for the sector is shown in Table 6. The total volume of investments would be reduced to US\$17 billion, due to the reduction in installed capacity requirements resulting from the application of energy conservation measures. The application of long-run marginal cost tariffs and the reduction of costs would make it possible to cover debt servicing and to have available a net internal generation on the order of US\$11.4 billion. Under these conditions, the annual financing deficit, including contributions from customers (for extensions of lines, grids, connections and meters) would be US\$3 billion. If the multilateral banks' contribution were US\$1.4 billion, the balance of US\$1.6 billion would have to be covered by contributions from internal and external savings. However, if it is considered that

the increase in electricity prices to marginal-cost levels could lead to a contraction in demand, due to price-elasticity effects, the net income from the utilities' energy sales would decline by an estimated US\$1 billion, and the deficit would increase proportionately. In the long term, this effect would tend to be offset by a reduction in investments.

The traditional financing scheme has been exhausted. As a result, power sector companies should effectively act as businesses and seek access to domestic and foreign capital markets. The development of internal capital markets is essential for an economy with greater participation by market forces. However, the capture of resources on the internal market calls for national efforts to encourage the financial recovery of power sector companies, continuation of the stabilization process already under way, and sustained economic growth. Given that the resources of domestic capital markets will not be sufficient,

the sector will have to recur to international capital markets, but cautiously, due to exchange rate risks and the high degree of competition, which restricts access to those resources. It is worthwhile to point out that the cost of capital for the power sector will depend to a great extent on institutional soundness, the application of clear and stable rules, utility recovery, and the governments' macroeconomic goals.

3.2 Improvements in Power Sector Management

Improved business practices, regardless of the ownership system (public, private or mixed), will lead to a reduction in investments and operating costs; and if they are accompanied by adjustments in tariffs to economic levels, it would be possible to generate internal resources that could contribute, in part, to financing the sector's investments.

CUADRO 6

FINANCING OF POWER SECTOR INVESTMENTS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN Billions of US\$ per Year			
ITEM	According to Cooeyoc document(a)		With energy conservation programs*
	With countries' average tariffs	With tariffs at LRMC**	
Investments	19.000	19.000	19.000
Reduction due to energy conservation			2.000
Investments with energy conservation	19.000	19.000	17.000
Gross internal generation of funds	12.700	20.900	20.600
Less debt servicing	9.200	9.200	9.200
Net internal generation of funds	3.500	11.700	11.400
Customer contributions	2.600	2.600	2.600
Deficit	12.900	4.700	3.000
Contrib. from multilateral banks	2.400	2.400	1.400
Deficit to be financed	10.500	2.300	1.600

NOTES:

- * With energy conservation programs, demand decreases, thereby reducing net earnings by US\$300 million annually.
- ** LRMC: Long-Run Marginal Costs

SOURCE:

(a) 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.

If only one fourth of the thermoelectric generating capacity requiring rehabilitation could be recovered, the Region could increase its supply by 3,000 MW, at a cost of approximately US\$1.2 billion, i.e., US\$400/kW, which is an amount much lower than that required to install new power stations offering the same capacity. (See Table 7.) Other advantages would be improved generating efficiency and a notable decrease in fuel consumption.

The reduction of power losses could also lead to considerable savings. If losses estimated by the year 2000 could be reduced by 1.7%, this would mean an annual generation of 13,300 GWh less and a capacity of some 3,000 MW less. The costs entailed in this reduction would be on the order of US\$900 million (US\$300/kW), a figure much smaller than that required to expand generating capacity in an equivalent amount. (See Table 7.)

Furthermore, that reduction would lead to lower operating costs.

The reduction of the LAC power utilities' 1988 average collection period from 111 days to 45 days would make it possible to obtain US\$3.1 billion in additional liquidity (³), without taking into account the reduction in financial costs and the benefits due to inflation's erosion of the buying power of the sums collected. To achieve these goals, in some cases it would be expedient to modify laws and to improve administrative procedures for billing, collecting and disconnecting service.

In order to overcome efficiency problems and improve resource allocation, it is also necessary to establish and consolidate integrated analysis methods for the energy sector and to prepare a general framework for orienting investment decisions to be made by the economic agents involved

in the sector. The methodologies for selecting investments for power system expansion should go beyond the search for the economic optimum defined by overall least cost; in general, the concept of flexibility in planning should be introduced, incorporating, among other aspects, demand-side management and energy conservation, financial constraints and uncertainties associated with demand, fuel costs, and project implementation schedules and costs. In this regard, OLADE, together with the Inter-American Development Bank (IDB), has been developing the SUPER/OLADE-BID Model, which is a tool that makes it possible to define and analyze generation and transmission investment strategies that incorporate the above-mentioned aspects.

3.3 Electricity Conservation Possibilities

If savings on the order of 5.0% were achieved in electricity

CUADRO 7

LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN IMPACT OF ELECTRICITY CONSERVATION MEASURES (ENERGY SAVINGS AND DEFERRED INSTALLED CAPACITY REQUIREMENTS)			
MEASURES	GWh/YEAR	MW	COST MILLIONS OF US\$
RECOVERY OF POWER CAPACITY IN THERMOELECTRIC PLANTS		3,000	1,200 (1)
REDUCTION OF TECHNICAL LOSSES	13,300	3,000	900 (2)
ENERGY SAVINGS	36,200	6,000	1,400 (3, 4)
ENERGY SUBSTITUTION		1,000	
TOTAL		13,000	
DEFERRED INVESTMENTS (MILLIONS OF US\$) (5)		33,000	

NOTES : (1) COST OF POWER CAPACITY RECOVERY (US\$ 400 / kW)
(2) COST OF REDUCING LOSSES (US\$ 300 / kW)
(3) ANNUAL COSTS
(4) COST OF ENERGY SAVINGS (US\$ 0.04/kWh)
(5) COST OF NEW OUTFITTING (US\$ / kW)
— GENERATION 1,500
— TRANSMISSION 675
— DISTRIBUTION 675

consumption by the year 2000, this would represent a decrease of approximately 36,200 GWh in consumption for that year and a decrease of 6,000 MW in installed power capacity requirements, which would have called for an annual cost of some US\$1.4 billion (US\$0.04/kWh). To attain this level of energy savings, it will be necessary to promote a group of policies and actions in the field of demand-side management and efficient use of electricity. Demand could be moderated through technical and economic measures, and consumption could be reduced through the introduction of more efficient end-use technologies and practices, with the consequent deferment of investments. This significant savings could be achieved without altering service quality. (See Table 7.)

The application of energy substitution policies would enable an electricity consumption decrease due to the penetration of other energy

sources such as natural gas, liquid gas and solar energy. It is estimated that this could mean a reduction of approximately 1,000 MW in installed power capacity requirements. (See Table 7.)

3.4 Private Investment

To contribute to improving the situation of the LAC power sector requires significant reforms in the State's role in this area. This should consider greater participation by the private sector, both in electricity generation and in transmission and distribution—all of this within an overall trend towards openness to more competitive markets, where it will be fundamental to implement in public enterprises the business practices typical of the private sector, without discounting the possibility of commercial agreements between the leading players in the power sector (electricity customers, the utilities themselves and suppliers of goods and

services). These agreements would make it possible to achieve greater dynamism in the power sector and for the resulting benefits to be shared. Thus, there is significant room for private-sector participation in the power sector, but this does not necessarily imply the full privatization of all the assets currently in the hands of the State.

The private sector can make a significant contribution of capital and technology in various areas of power sector activity, thus freeing up resources that the government would allocate to pressing social needs. The features and scope of private-sector participation should be viewed case by case, as a function of prevailing economic and financial conditions and political and social considerations. These improvements would not result solely from the additional financial contribution that the private sector could bring to the power sector, but also from the advantages derived from

better, faster decision-making and the application of more effective management practices, in the pursuit of greater efficiency in the use of the power sector's technical, economic and financial resources, with ample benefits for the sector itself and for the countries. In any case, the participation of private investment in the LAC power utilities will take some time, since it will be necessary to make a great deal of additional effort in the areas of tariff changes, guarantees, regulations and suitable legislation and, above all, to provide a climate of security in order to attract larger amounts of private-sector capital to the sector.

As a contribution to the issue of financing power sector expansion, OLADE, with the aid of international experts, has been analyzing capital-market opportunities and typical access mechanisms. A series of constraints have been identified, and these must be overcome by the countries in order to achieve private investment participation. These constraints arise on the side of funding recipients (countries, power sectors and utilities), and on the side of potential funds-supplying markets.

Constraints at the Country Level

At the country level, political constraints must be considered because they affect the image of stability, and so must economic and financial reforms that favor sustainable growth and reduce political risks, which in turn facilitates the utilities' access to capital markets. These political, economic and financial constraints are as follows:

Political

Political instability has always been a serious constraint for capital flows to a country, and it can be inferred that it would be difficult for a country with high political risks to gain access

to capital markets and to attract development funding. Such political instability can be the outgrowth of sudden changes in government or in economic and social policies.

Macroeconomic

- The lack of policies or the maintenance of erratic or unstable policies in the macroeconomic aspects indicated below would hinder possibilities for funds from capital markets and would restrict these to the so-called "project financing," which is increasingly scarce:
- Currency convertibility, which facilitates transactions of all kinds in company operations and makes the company's shareholders or bondholders defend its viability.
- Interest rates that support the massive capture of local funds. Nearly 60% of the funds that the Region will need in this decade will be in local currency.
- Low levels of inflation or inflation with a definite downward trend. A one-digit annual inflation rate would be preferable.
- Exchange rates that are competitive for tradable goods in the economy.
- Stable and growing international reserves levels, to allay investors' concerns about the need to make certain transactions required in the power industry using foreign exchange.
- Repatriation of dividends and debt servicing, to attract international institutional investors or foreign investors. The difficulty in repatriating dividends could be dealt with in part through the participation of investment-guaranteeing institutions such as the Overseas Private Investment Corporation (OPIC) of the United States or the Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) of the World Bank.
- Freeing of capital accounts, i.e., admissibility of capital entry and exit. In a power company, a controlled policy of openness to capital flows facilitates the participation of foreign investors of all kinds in the capital markets. This would have to occur once the current account has been successfully opened up.
- Surplus in the balance of payments, which ensures the country's adequate involvement in the area of international trade.

Financial

- Institutions that provide liquidity to the system should be managed efficiently and be kept removed from the distortions created by State management.
- It is expected that there will be an appropriate, modern regulatory framework permitting the influx of large amounts of stocks and liquidity in the system.
- Privatization of State companies is the mechanism for massively providing stocks for the market. When there is no privatization program in a country that is re-entering the market through its State enterprises, shares floating on the market are scarce.
- Privatization processes and reforms in the management of funds that provide liquidity to the capital markets of the Region's countries have to be well-balanced and suitably programmed by the State.
- Credit must be given to those governments and specialized institu-

- tions in the Region's market that, with greater or lesser speed, are making the pertinent decisions, especially on improvement of the economic, legal and institutional environment favoring the development of capital markets.
- ♦ The highly indebted countries, which have found it difficult to meet their debt servicing payments and cannot take care of their external debt on the basis of market mechanisms, would see their entry onto the international capital markets seriously affected.
 - ♦ High levels of debt are detrimental to the country and also to the market players that do not perceive that a country with problems for making payments on its external front may have a rating unsuitable for market access.
 - ♦ If a country is incapable of covering its short-term trade financing debt, the situation of perceived risks and the impossibility of access to capital markets are more evident.
 - ♦ When a country has not established a record of regularly servicing its short-term debts, it becomes almost impossible for its companies to access capital markets.
 - ♦ A country that can offer institutional traditions and practices that regulate its business practices and development is attractive to investors; one that cannot is faced with restrictive barriers.
 - ♦ Institutional investors initially seek emerging markets such as those of the Region, where capital gains and the lack of dividend-sharing are attractive. The price/earning ratio, i.e., the price that is paid for each share in relation to the gains that are distributed is a key element in an equity investment decision. In emerging markets where shares are usually undervalued, the price/earning ratio is low. If there are no
- possibilities for increases in the price/earning ratio, as a function of growth in the national economy and improvements in the companies, investors will perceive this as an unfavorable investment environment.
- ♦ A country that has not developed a clear regulatory system for the stock market will not be able to provide suitable stock-investment rules, and this is a significant constraint.
- Constraints at the Sectoral Level*
- In the power sector, tariff restrictions must be taken into account, as well as access to inputs, fuels and subsidies. Likewise, it is necessary that there be regulatory agencies for the sector and for the stock market. Other restrictions to be kept in mind are the lack of government targets for industry, centralized decision-making, operating difficulties, and ownership of the utilities due to the existence of laws that hinder access to capital markets.
- In international capital-market circles interested in financing the power sector, the tariff system is the first barrier to be overcome. This restriction arises when tariffs are not based on marginal costs, but rather on political criteria; when there are uniform national tariff sheets that do not reflect differences in generation, transmission and system operation costs in the various regions of the country; and when tariffs do not favor an internal generation of funds sufficient to underwrite minimum programs of utility development.
- Uncertainty regarding access to fuels, their costs and major inputs controlled by the State. This restriction is also critical, since the operational viability of some countries' power systems depends on it. If a given fuel is scarce or costly or if water is competing with other uses in one same area, the governments must clearly establish policies for accessing each major input under its control.
- Non-transparent subsidies.** A subsidy policy that disguises the benefits that the government wants to grant to certain sectors of the community is not beneficial for the community nor for investors, because, just as the subsidies were easily created, they can easily be rescinded. However, a policy that is transparent in terms of level, duration and target population is healthy from the standpoints of its creation and management.
- Weak or non-existent regulatory agencies in the power sector.** The presence of a regulatory agency in the power sector is key to the commercial development of the power industry. Such agencies regulate not only technical and operational aspects but also the critical tariff regime, and they supervise the financial results of operations. The absence of this type of agency gives the executive branch of the country (and sometimes the legislative branch as well) too much influence on policy, which constitutes a stumbling-block for local and foreign investment decision-making.
- Excessive political influence from the sector's directing agency.** When there is no regulating agency for the power sector, it is replaced by agencies that direct sector development. They plan, design, build, operate and even regulate the sector, but traditionally they are subject to political influences on decisions of all kinds, some of which bring with them the consequence of high operating costs for the agencies overall and for the units they manage. The directing agencies that do not have clearly defined roles can have negative

effects on private investment or on access to capital markets.

The decision-making process is centralized and bogged down. If the decision-making process for critical aspects of the power sector is centralized and bogged down, it does not provide incentives for adopting least-cost investments and it impedes suitable demand-side management or energy conservation.

Lack of sectoral objectives. If the directing agency or the government lacks clear objectives for decentralization, economic efficiency, competition and the attraction of private investment, it is perceived to be weak in the external context, and this hampers access to developed capital markets.

Laws that restrict the operation and/or ownership of power sector companies. This is a constraint for the participation of entities other than the traditional ones in sector development, and it therefore creates a monopoly in the sector and limits the government. Unless there is a government policy or a federal law to limit power sector ownership to the State, access to capital markets will be very restricted.

Long construction periods in developing countries. The power sector is characterized by projects having lengthy construction periods, due to problems with external supplies, customs clearance, flows of funds during construction, etc. The danger here lies in the fact that these periods can coincide with those of political or economic instability. This can also influence access to funds from capital markets.

High project costs. Power sector investments are intrinsically

high. If to this is added the cost of the project site, extra costs, price escalation, delays and contingencies, the situation becomes even more dramatic, since the funding supplier will think twice before investing its money in high-cost projects.

Constraints at the Company Level

As for the companies themselves, the most relevant restrictions are inadequate standards for financial, operational and service performance; the absence of acceptable, periodical financial statements; the lack of a tradition of sound business management based on results; and the absence of a self-sustaining financial structure.

Lack of minimal standards for financial, operational and service performance. This is perceived directly in the lack of potential for growth in the utilities' earnings, since they do not lead or figure among the leaders in the power sector market. This constraint is also related to the facts that the power industry does not grow at the same rate as, or a higher rate than, the gross domestic product and that its operational and service results do not meet customers' demands.

Lack of acceptable, periodical financial statements. This is a logical restriction in the sense that, without this minimal information, it is difficult to discern the utilities' actual situation. Sometimes in the case of power companies, even though financial statements do exist, they do not apply internationally accepted accounting standards.

Poor financial history. The historical financial performance of the utilities entails the additional complication that the utilities are

viewed by their markets as poor or unattractive enterprises. If their markets, which are usually captive, appraise them poorly—and this situation has held true historically—it will be very difficult for the companies to gain access to capital markets unless they can develop an attractive performance record. Governments, especially, seldom consider it necessary for performance results to be attractive; they are content with not having the companies as major contributors to the fiscal deficit.

Lack of a management tradition based on results. Production and service quality results are contingent on technical factors and business practices, but the latter in turn are a function of the lack of an adequate organizational structure, an inappropriate system of planning and performance control and, furthermore, the lack of a clearly defined participatory, modern management style involving the entire organization. Customers naturally relate their payment for electric power services to power quality and production. Obsolete management without clear direction based on results leads to a poor image for utilities.

Utilities are not stock companies. In other words, they are companies or enterprises created by law and their assets do not take the form of shares. These companies could only issue bonds with a government guarantee, but not shares; this impedes stock transactions among investors. Therefore, for partial or total privatization processes to take place, it would first be necessary to convert them into stock companies.

Lack of a self-sustaining financial structure. This restriction is becoming critical, because the

companies must create a financial structure allowing them to develop in the face of growing competition on their markets. This is a responsibility that cannot be shirked by either private or public sector owners. In developed markets, it is supervised by the regulating agency, so that the utilities will take the necessary actions to strengthen their financial structures and be able to grow.

Constraints at the Market Level

As for potential funding supplier markets, constraints come from the future limitations that the multilateral banks will have in supporting innovations that imply working with the private sector in developing the power industry. It is also necessary to take into account the difficulties of receptivity to risk that certain industrialized countries have not yet resolved, and that would favor the Region's utilities. Finally, the industrialized countries' limits on debt exposure could also constitute barriers to the utilities' access to developed capital markets.

Multilateral banks, private banks and state owned and operated banks. It is clear that the institutions that have traditionally financed power projects (the World Bank, the IDB and Eximbank) are finding it more difficult to be able to do so because the member governments and major capital contributors have increasingly more budget difficulties in sustaining these programs. International private banks have taken on another role in the capital markets: that of ensuring debt servicing through innumerable elements that will create restrictions on companies or countries from the developing world. This situation is an outgrowth of experiences during the debt crisis of the 1980s.

The World Bank and the IDB. These institutions have not yet decided whether they are ready to incorporate innovations that imply working directly with the private sector, although some statements have been made in that regard. This hinders these institutions' assuming more active roles in support of the power companies' entry into the capital markets or other services, one of which could be the underwriting of bond issues for utilities on the capital markets.

Certain markets which could potentially be targets for the placement of bonds and stocks for companies from developing countries still maintain eligibility standards that are unattainable for companies from the Region. Just as these standards were eased in the United States, Canada (especially Ontario), Switzerland and Japan, it is necessary for them to be eased on other markets, in order to allow access by LAC companies.

The difficulty of issuing bonds that can be converted into stocks and that can be placed on developed markets is a constraint, since this type of issue is a key element for construction financing.

Industrialized countries' receptivity to risk. Recently, the United States and Germany have been the largest target markets for bond issues and American Depository Receipts (ADRs). The availability of information on borrowers and institutional differences—among other aspects—explain the receptivity of these markets. However, from the standpoint of the markets, the fact that certain instruments have been accompanied by due experience with high-yield stocks has been influential, since there is suitable appreciation of these by credit-rating companies. There

has also been a sufficiently broad network of banks from around the world which have provided the market with de facto credit ratings for certain investment instruments. The United States is an example of the former, and Germany of the latter. If these requirements are not suitably developed in other markets, access by the Region's utilities will be limited.

Limits for each developing country's exposure within the industrialized countries' capital markets. Since the debt crisis, through direct or indirect signals to the market, public institutions that are regulators of financial markets, private institutions that are raters, and specialized magazines have forced financial institutions to define debt exposure limits for each country and its companies. These exposure limits will become serious obstacles for the utilities' access to the capital markets.

3.5 Alternative Financing Arrangements

In addition to traditional power sector funding sources, the LAC countries have a group of options for mobilizing financial resources for new investments in the sector. Among these options are the use of local capital markets, including the placement of bonds on the market or developing these if they do not exist; leasing of new equipment or facilities, involving local or foreign financial agents; promotion of joint ventures between existing power companies and private investors; promotion of the purchase of energy generated by independent power producers and cogenerators; promotion of demand-side management and rational use of electricity projects; arrangement of schemes to swap external debt for new investments; increased financial involvement of new customers in system expansion; sale of

part of the utilities' assets; creation of conditions for the operation of the so-called energy service companies; and promotion of larger employee shares in the utilities' capital.

3.6 The State's Role in the Transitional Stage

The LAC power sector in general requires profound structural reforms that imply a review of the State's role and more room for private-sector participation. In any case, given the features of the electric power industry, the State should continue performing important functions that are vital in ensuring efficient service provision. The State will maintain certain responsibilities that naturally correspond to it in the power sector (e.g., regulation and indicative planning), regardless of the model adopted for restructuring the electric power industry. Likewise, for various political, social, economic or financial reasons, it will have a space as an owner (but not necessarily an operator) of power sector companies.

The State's role as a regulator is unquestionable in a sector having the economic characteristics of the electric power industry. The need for regulation of public power services is present in any economic model established, whether strictly monopolistic, open or intermediate. Furthermore, it is independent of the ownership regime, since State ownership does not eliminate the need for regulation, which is a key factor in making public power services efficient. The presence or absence of market-access barriers, tariff systems, the subjection of public or private companies to commercial laws, the rules for optimal power system operation, and the protection of captive consumers are, among others, important regulatory factors which define the sector's economic efficiency.

The State may continue to participate in the ownership of power companies in LAC. In those cases where competitive systems can be implemented, if public enterprises are subject to a commercial regime and follow standard business practices, in principle they can operate as efficiently as any other market agency (and otherwise should withdraw). If for strategic or economic reasons certain companies remain in the hands of the State, they should operate under competitive conditions.

Another important role of the State is strategic planning, which will only be indicative in order to orient the investment decisions of public and private players on the market. In monopolistic, State-owned schemes, this planning will be the responsibility of the company in charge of power system development. Of course, each company will have its own commercial strategy and there will be the risk of unnecessary, uneconomic multiplication of investments. Likewise, as part of this strategy, some companies could come to raise artificial market-entry barriers when the market is open, to protect their investments. This reinforces the need for orientational planning by the State. In open systems, indicative planning leads the State to play a subsidiary role, since if there are no interested private parties (due to logical variations on the capital markets), in certain cases the government must make those investments.

3.7 Viability of Environmentally Sound, Sustainable Management

Experience shows that local environmental problems related to electricity generation and transmission can be fully controlled so as to make them acceptable to society at large. There are methodological tools and technologies

available to assess and mitigate the environmental components of power projects, and society at large has the legal and participatory means of intervening in decision-making and in maximizing benefits. The environmental project costs, which are now considered as additional or "new" are not really so; in the past they were simply absorbed by some sector of society.

Measures to control and mitigate environmental impacts of thermoelectric generation are well-known and fully quantifiable from an economic standpoint. Options may vary from the use of cleaner fuels to the installation of gas scrubbers. In this regard, the development of natural gas for electricity generation, in those countries where this is possible, offers great advantages over other forms of power generation.

In the case of hydropower projects, despite their greater complexity, experience shows that suitable environmental management is possible. The main problem lies in the need for companies and international organizations to assimilate the concept that hydropower projects are much more than electricity generation projects and that they offer other benefits such as flood control, irrigation, regional development, etc. The power sector should necessarily adapt its institutional structure to take into consideration new, multipurpose projects.

One way to reduce the environmental risks of hydropower projects is to reduce their scale. This offers additional economic and strategic advantages (better alignment with demand, lower financial risks, better spatial distribution of sources, greater operating flexibility, etc.), but requires better business management

requires better business management and better inter-institutional and investment-planning coordination.

4. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

A joint effort is required to make the power sector economically efficient. The power sector's current problems, aggravated by the great demand on capital resources needed to underwrite its expansion, calls for the involvement of the State, the companies themselves, the private sector, and customers. It will also be necessary to consider all forms of company organization: public, private and mixed. The need for a transitional period must be accepted a priori, as well as the need for the State to have a well-defined role allowing it to establish clear rules, be an effective regulator, foster competition, and ensure power sector development.

Tariff systems and business management efforts must be efficient. Tariffs must reflect economic costs and encourage efficient energy production and use. For this, it will be necessary to have effective regulation of power service supply in the areas where there are natural monopoly conditions. Furthermore, improved management should be one of the top-priority objectives to be attained by utilities in all of the countries of the Region. In this regard, it is necessary to rehabilitate the generating park, mainly the thermoelectric plants that, in many countries, have been practically abandoned due to the hydropower surpluses of previous decades, following start-up of large-scale hydropower projects. It will also be

necessary to achieve a significant reduction in electric power losses, both technical and non-technical, and to have strict control over technical and financial management indicators.

Energy conservation: a fundamental strategy for economic efficiency. The implementation of energy conservation programs will make a significant contribution to reducing operating costs and investment requirements. For this, it will be necessary to have political decision and commitment on the part of the governments, and technical, economic and financial assistance from international institutions. It is important for the latter to substantially increase the amount of funds made available to finance conservation programs at the national and regional level.

Development and access to capital markets: the role of multilateral banks. The traditional funding scheme has been exhausted; it is necessary to develop another one in which the private sector will be more relevant and there will be greater access to internal and external capital markets. The procurement of resources from the internal market calls for the countries to make an effort to foster financial recovery of the power sector companies, as well as to continue the process to achieve stabilization and sustained economic growth. Other restrictions that hinder access to resources must be overcome within the sector itself, in the companies, and in the funds-supplying markets. Actions on international capital markets must take into account exchange-rate risks

and competing demands that hamper access to these resources. In addition, there is a disturbing tendency in the involvement of multilateral banks, particularly the World Bank, whose financial support to the Region's power sector is decreasing.

Environmental protection. There are ways to fully incorporate socioenvironmental considerations into electricity generation and transmission projects, so that these will be acceptable for society as a whole and for the physical-biotic environment. However, the internalization of "environmental costs" in new projects will require additional efforts in the allocation of the scarce financial resources available; these must be kept in mind by the multilateral banks. Increased electricity production and its efficient use in the Region is a necessary condition for guaranteeing sustainable development.

NOTES

- (1) "Maintenance Neglect in the Power Sector: The Cost and Options to Overcome It," The World Bank, October 15, 1991.
- (2) Energy Situation of Latin America and the Caribbean: Transition to the 21st Century, OLADE, 1991.
- (3) Evolution, Situation and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries, OLADE/World Bank, December 1991.
- (4) OLADE, Energy-Economic Information System (SIEE).